



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2013

MENSAGEM DO DIRETOR-PRESIDENTE

Em 2013, tivemos um ano desafiador, marcado pela nossa capacidade de adaptação às necessidades e às mudanças de mercado. Mais do que simplesmente estabelecer metas, trabalhamos para incluir todos em um único projeto, compartilhando responsabilidades e as conquistas com todos os níveis da organização.

A entrada em operação comercial da Usina Termelétrica Pecém I (UTE Pecém I) e o avanço das obras das hidrelétricas Jari e Cachoeira Caldeirão foram conquistas importantes neste ano e que comprovam o rigor e a dedicação da nossa equipe. A conquista da hidrelétrica São Manoel (700 MW) no Leilão A-5, em parceria com Furnas S.A., reforçou nossa estratégia de crescimento em ativos de geração, sendo agora o foco da Companhia a execução dos projetos em construção dentro do prazo e do orçamento estabelecido.

O ano de 2013 também foi marcado por alguma incerteza no setor elétrico. Para lidar com o ambiente volátil, a empresa adotou soluções prudentes e manteve-se persistente diante dos desafios, com o objetivo de reforçar a sua credibilidade no mercado e garantir os resultados perseguidos.

Do ponto de vista do segmento de Distribuição, o 3º ciclo de revisão tarifária da EDP Escelsa e o reajuste anual tarifário da EDP Bandeirante, acentuaram nosso foco nos custos, eficiência e produtividade a fim de otimizá-los. As duas empresas registraram evoluções positivas, tanto do ponto de vista econômico-financeiro, quanto de qualidade técnica e comercial.

Adicionalmente, trabalhamos aproveitando a sinergia entre as unidades de negócio do grupo, buscando equilibrar a relação entre os mercados regulado e livre, com o objetivo de reter o máximo de clientes no nosso portfólio, e mais uma vez, proporcionando um ambiente em que nosso segmento de Comercialização conquistasse resultados positivos.

Inovação e Sustentabilidade também desempenharam papéis importantes. Reinventar-se ao longo do tempo para acompanhar as mudanças e as necessidades de clientes e demais públicos de interesse é um dos requisitos mais importantes para o sucesso de uma empresa. Na EDP, inovação é mais do que um ponto de vista tecnológico, é uma maneira de fazer negócio, trabalhar o presente e projetar o futuro. O projeto de smart grid implantado na cidade paulista de Aparecida reflete nosso pioneirismo tecnológico. Iniciativa que virou modelo de boas práticas e será

reproduzido nos municípios de Domingos Martins e Marechal Floriano, ambos no Espírito Santo.

A implantação de um número cada vez maior de projetos em eficiência energética e a expansão da presença do Instituto EDP nas localidades em que a empresa atua são exemplos da determinação da Companhia. Exemplos do resultado dessas ações foi o reconhecimento da EDP Escelsa como finalista do Prêmio Nacional de Qualidade e da EDP Bandeirante como destaque na categoria "Clientes" pelo segundo ano consecutivo.

Investimos também no principal ativo da Companhia, as pessoas. Aspectos como saúde, segurança e incentivo ao desenvolvimento e engajamento profissional são pontos considerados estratégicos pela nossa política de gestão e estão no centro do modelo do negócio. Nesse sentido, ações para acentuar a eficiência e produtividade das empresas do Grupo foram implementadas, nomeadamente a primarização de algumas áreas e a mudança da Sede com conceito de Open Space.

Estes resultados são mérito da administração anterior, a qual agradeço e parabeno pelos mesmos. Agradeço ainda aos nossos clientes e parceiros de negócio pelo relacionamento duradouro, aos acionistas pela confiança em nossa administração e aos colaboradores pela dedicação e profissionalismo.

Miguel Setas

Presidente da EDP Energias do Brasil

ORGANOGRAMA SOCIETÁRIO

A EDP Energias do Brasil é uma holding que detém investimentos nos segmentos de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica. No segmento de geração controla as operações de empreendimentos de fonte convencional (Usinas Hidrelétricas, Pequenas Centrais Hidrelétricas e Usina Termelétrica) e renovável (Usinas Eólicas) com presença em dez Estados do país (Espírito Santo, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Tocantins, Ceará, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Pará, Amapá e Rio Grande do Norte). No segmento de distribuição atua em dois Estados (São Paulo e Espírito Santo). E, no segmento de comercialização negocia contratos de compra e venda de energia com clientes distribuídos em todo território nacional.

para o desempenho da classe residencial e comercial, com crescimentos de 6,1% e 5,7% em 2013, respectivamente, em relação a 2012.

AMBIENTE REGULATÓRIO

Alterações Regulatórias

O ano de 2013 foi caracterizado por mudanças significativas no cenário regulatório do setor elétrico brasileiro. Previamente, em 11 de setembro de 2012, o Governo Federal apresentou a Medida Provisória nº 579/2012, onde estabeleceu medidas para reduzir a tarifa de energia elétrica em todas as regiões do Brasil em média em 20%. As medidas adotadas para compor essa redução vieram através da renovação antecipada das concessões de geração e transmissão de energia elétrica com vencimento entre 2015 e 2017 e pela redução ou extinção de encargos setoriais.

A MP nº 579/2012 foi convertida na Lei nº 12.783 em 11 de janeiro de 2013, e estabeleceu que as concessionárias de geração e transmissão de energia com vencimento dos contratos de concessão entre 2015 e 2017 poderiam prorrogar antecipadamente as suas concessões de acordo com as propostas estipuladas pelo Governo Federal.

As concessionárias de geração que aceitaram a proposta de renovação antecipada dos contratos de concessão, assumiram o compromisso de disponibilizar a garantia física de energia de suas usinas para o regime de cotas distribuídas entre as Companhias de distribuição. As cotas foram definidas e divididas proporcionalmente ao mercado de cada distribuidora. Portanto, as geradoras passaram a ter direito ao recebimento de tarifas que fossem suficientes para cobrirem seus custos de operação e manutenção, encargos e tributos. Os investimentos em ativos imobilizados em serviço que não foram depreciados até o encerramento do contrato de concessão serão indenizados a Valor Novo de Reposição.

Em relação aos encargos setoriais, a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e a Reserva Global de Reversão (RGR) foram extintas e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) foi reduzida em 75% de seu valor integral.

Em 23 de janeiro de 2013, com a publicação da Medida Provisória nº 605, a CDE também passou a destinar recursos para as distribuidoras para cobrir (i) os descontos aplicados nas tarifas de energia elétrica e (ii) a exposição involuntária ao mercado de curto prazo de energia, decorrente da não adesão à prorrogação de concessões de parte das geradoras. Essa Medida Provisória alterou a Lei nº 10.438/2002, que estabelece a destinação dos recursos da CDE.

Os efeitos destas alterações entraram em vigor a partir de 24 de janeiro de 2013 quando a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL homologou os resultados da Revisão Tarifária Extraordinária – RTE, promovida para o ajuste dos custos de energia, custos de transmissão e encargos setoriais de todas as distribuidoras de energia elétrica do País. Assim, foram reduzidos os custos não gerenciáveis que compõe a Parcela A das tarifas de fornecimento, não havendo impactos na margem das distribuidoras, uma vez que os custos gerenciáveis que compõe a Parcela B permaneceram inalterados.

Em 07 de março de 2013, foi publicado o Decreto nº 9.745 que alterou a redação do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, permitindo também que o custo adicional para as concessionárias de distribuição decorrente do despacho de usinas termelétricas acionadas em razão de segurança energética possam ser cobertos pela CDE.

Desse modo, a Eletrobrás, empresa gestora dos fundos setoriais, passou a repassar às concessionárias de distribuição os recursos para cobrir mensalmente os custos relacionados (i) à geração alocada no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE (risco hidrológico das cotas) (ii) ao montante de reposição não coberto pelas cotas (exposição involuntária) (iii) o custo adicional relativo ao acionamento de usinas termelétricas fora da ordem de mérito (encargo de segurança energética – ESS), ocorridos de janeiro a dezembro de 2013, e (iv) os montantes anuais homologados pela ANEEL para cobrir, total ou parcialmente, o resultado positivo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA, decorrentes do custo de aquisição de energia elétrica e ao Encargo de Serviço do Sistema.

Os recursos provenientes da CDE estão detalhados na tabela abaixo.

Recursos CDE 2013 (R\$/Mil)	EDP Escelsa	EDP Bandeirante	Total
Insuficiência de Cotas	36.960	17.483	54.442
Risco Hidrológico	4.351	9.428	13.779
Encargo de Segurança Energética	67.854	92.577	160.431
RTP EDP Escelsa	90.670	-	90.670
IRT EDP Bandeirante	-	237.874	237.874
Ajuste referente ao 1T13	29.688	(10.122)	19.566
Ajuste referente ao 2T13	12.300	6.900	19.200
Ajuste referente ao 3T13	(2.701)	1.477	(1.224)
Total	239.122	355.617	594.739

Nota: RTP - Revisão Tarifária Periódica / IRT - Índice de Reajuste Tarifário
 Outra alteração relevante ocorrida em 2013 foi a mudança no cálculo econômico do custo de compra de energia publicada no Despacho nº 4.225 de 10 de dezembro de 2013. Esse custo passou a ser obtido pela multiplicação da energia requerida, líquido da energia do PROINFRA, pela tarifa média dos contratos de compra de energia vigentes na data do processo tarifário. Essa medida altera o montante considerado na sobrecontratação e na aplicação do resultado financeiro no curto prazo. Além disso, o Despacho determinou que as alterações aprovadas passassem a valer desde o início da alocação das cotas de Angra 1 e 2 e das resultantes da Lei nº 12.783/2013, isto é, retroativo a janeiro de 2013. Desse modo, houve aumento da cobertura tarifária para fazer frente ao custo da energia requerida e correspondente redução no custo da energia perdida, não repassada aos consumidores finais, mas suportada pelos acionistas da empresa (glosa).

REVISÕES TARIFÁRIAS E REAJUSTES TARIFÁRIOS

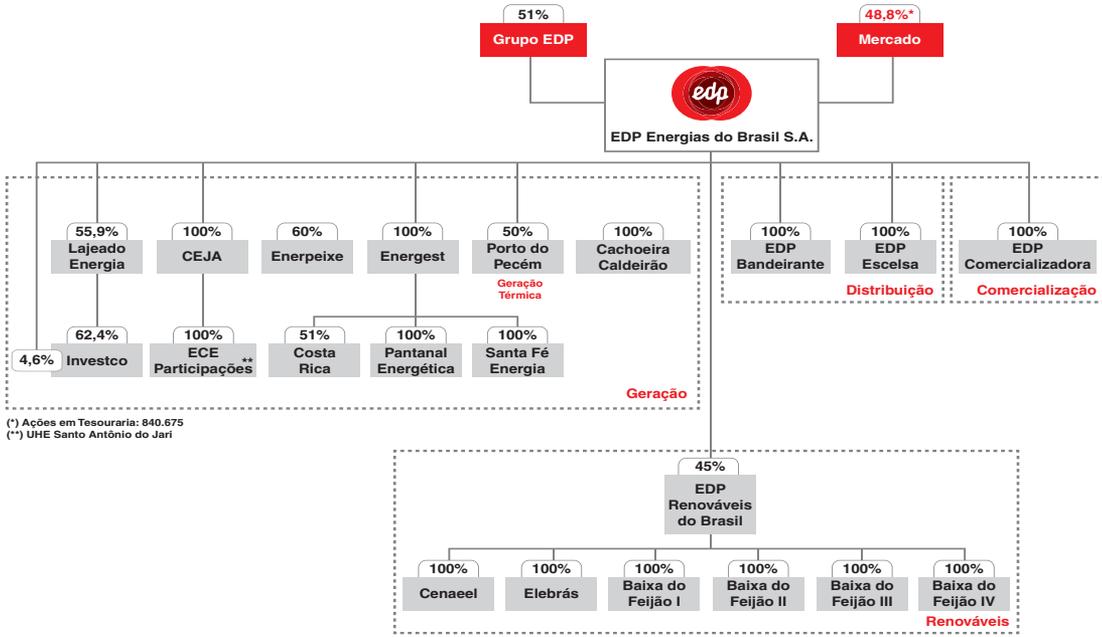
Em 6 de agosto de 2013, a ANEEL aprovou os resultados da sexta revisão tarifária da EDP Escelsa por meio da resolução homologatória nº 1.576/2013.

O reposicionamento tarifário foi de 4,12%, sendo 1,32% relativo ao reposicionamento econômico e 2,80% referente aos componentes financeiros pertinentes. Em relação à tarifa praticada anteriormente, o efeito médio percebido pelos consumidores cativos foi de -1,05%, sendo 2,17% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e -3,14% para os consumidores atendidos em baixa tensão.

O principal ajuste financeiro reconhecido pela ANEEL neste processo tarifário foi o saldo da Conta de Variação de Itens da Parcela A (CVA) no montante de R\$ 34,4 milhões, referentes à diferença entre os custos homologados e os efetivamente incorridos pela Companhia no período de maio de 2012 a abril de 2013. Além deste montante a EDP Escelsa ainda recebeu R\$ 90,7 milhões por meio de repasse da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE de modo a reduzir o impacto nas tarifas a serem aplicadas aos consumidores finais.

O reajuste tarifário anual médio concedido a EDP Bandeirante foi de 10,36%, reposicionando as tarifas para o período de 23 de outubro de 2013 a 22 de outubro de 2014. Deste percentual, 9,92% referem-se ao reajuste econômico e 0,44% refere-se a componentes financeiros. O índice de reajuste tarifário (IRT) aprovado incluiu a amortização da segunda, de três parcelas do saldo do passivo regulatório formado em função da postergação da data de aplicação dos resultados da Terceira Revisão Tarifária Periódica (3RTP), no montante de R\$ 28 milhões. Ficando a última parcela para o reajuste tarifário de 2014.

O principal ajuste financeiro reconhecido pela ANEEL neste processo tarifário foi o saldo da Conta de Variação de Itens da Parcela A (CVA) no montante de R\$ 288 milhões, referentes à diferença entre os custos homologados e os efetivamente incorridos pela Companhia no período de agosto de 2012 a julho de 2013. Deste montante, a EDP Bandeirante recebeu R\$ 50 milhões via tarifa e os R\$ 238 milhões restantes já foram recebidos por meio de repasse da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, de modo a reduzir o impacto nas tarifas a serem aplicadas aos consumidores finais, conforme estabelecido no Decreto nº 7.891, com redação dada pelo Decreto nº 9.745.



ALTERAÇÕES DE NATUREZA SOCIETÁRIA

Em 27 de março de 2013, a EDP Energias do Brasil concluiu a aquisição da MABE, "EPCista" responsável pela gestão das obras da UTE Pecém I. As garantias de desempenho dos empreendimentos, por meio de garantias bancárias, foram mantidas.

Em 19 de julho de 2013, a Enercouth protocolou na ANEEL a rescisão do Contrato de Concessão da UHE Couto Magalhães, que estava condicionada a existência de previsão legal, sendo sua extinção, aprovada em 05 de setembro de 2013 pela Diretoria da ANEEL. Na sequência, o processo seguiu para o Ministério de Minas e Energia, que convocou as Concessionárias para assinarem o Distrato. Após a assinatura, as concessionárias ficaram isentas do encargo da UBP (Uso do Bem Público), sendo solicitada a devolução da garantia de fiel cumprimento e do ressarcimento dos custos incorridos no desenvolvimento dos estudos.

Em 01 de agosto de 2013, a controlada indireta PANTANAL ENERGÉTICA LTDA transferiu os ativos das CGHs (Centrais Geradoras Hídricas) São João I e II e Coxim para duas SPEs (Sociedades de Propósito Específico). A Pantanal celebrou junto a YU – Empreendimentos Imobiliários e Participações Ltda. o "Contrato de Compra e Venda de Quotas e Outras Avenças" dos ativos relacionados às usinas mencionadas acima e, em 01 de setembro de 2013, ambas SPEs tiveram seu controle transferido para a YU.

Em 12 de agosto de 2013 a controlada Escelsa Participações S.A., por meio de AGE, alterou sua sede social, aprovou nova redação de seu objeto social e nova redação e consolidação de seu Estatuto Social, passando a denominar-se EDP Grid Gestão de Redes Inteligentes de Distribuição S.A. Em 06 de dezembro de 2013, a EDP Energias do Brasil estabeleceu a parceria com a CWE Investment Corporation e CWEL Brasil, subsidiárias controladas integralmente pela China Three Gorges, para investimentos, em conjunto, no mercado de energia brasileiro. O acordo prevê a atuação conjunta das partes, sob estrutura acionária equilibrada e compartilhada. Também foram assinados contratos de compra e venda referentes às Centrais Hídricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão ("Empreendimentos"). A EDP Energias do Brasil venderá 50% de participação nos empreendimentos, sujeita à aprovação pela ANEEL, BNDES, órgãos reguladores chineses e outras questões societárias e contratuais, previstas para o 1º semestre de 2014.

Em 16 de dezembro de 2013, a EDP Energias do Brasil obteve a concessão da Central Hídrica de São Manoel a ser construída no Mato Grosso, com capacidade instalada de 700 MW, garantia física de 409,5 MW médios e investimento previsto de R\$2,7 bilhões. A venda da energia se deu por 30 anos, com início em maio de 2018, a R\$83,49/MWh. No mesmo leilão, a EDP Energias do Brasil, através de sua subsidiária EDP Renováveis Brasil, também vendeu 45 MW médios, por meio de quatro empreendimentos de geração eólica localizados no Estado do Rio Grande do Norte, com capacidade instalada de 116 MW. A venda da energia se deu por 20 anos, com início em janeiro de 2018, a R\$109/MWh.

A EDP Energias do Brasil comunicou ao mercado, em 31 de dezembro de 2013, que o Sr. Miguel Setas foi eleito "Diretor Presidente" da Companhia em substituição à Sra. Ana Maria Fernandes, para o mandato de 2014-2016. Na mesma data, foram reconduzidos para o próximo mandato os Srs. Miguel Amaro, como "Diretor Vice-Presidente de Finanças e Relações com Investidores" e "Diretor Vice-Presidente de Controle de Gestão" e "Diretor Vice-Presidente de Distribuição"; Luiz Otávio Henriques, como "Diretor Vice-Presidente de Geração"; e Carlos Andrade como "Diretor Vice-Presidente de Comercialização". Em 04 de fevereiro de 2014 foi realizada

uma Assembleia Geral Extraordinária, tendo as indicações para ocupar o cargo de Presidente do Conselho a Sra. Ana Maria Fernandes, para o cargo de Vice-Presidente do Conselho o Sr. Miguel Setas, e a indicação do Sr. Miguel Amaro como novo membro do Conselho de Administração aprovados.

CENÁRIO MACROECONÔMICO E O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

De janeiro a setembro de 2013, o PIB (Produto Interno Bruto) do Brasil cresceu 2,4% em relação ao mesmo período do ano anterior. De acordo com o Focus – Relatório de Mercado² do Banco Central, a expectativa de crescimento para o país é de 2,3% em 2013.

O consumo das famílias apresentou crescimento de 2,4%¹ no resultado acumulado de janeiro a setembro de 2013³, impulsionado pelas condições favoráveis de emprego, renda, crédito ao consumidor e estabilidade da inflação (5,86% até setembro de 2013⁴). O rendimento médio real do trabalhador aumentou 2,2%⁵ e a taxa de desemprego encerrou o mês de setembro em 5,3%⁶. Esses fatores também contribuíram para o crescimento de 3,9%⁷ nas vendas do comércio varejista no Brasil até setembro de 2013. A Formação Bruta de Capital Fixo (FBCF) cresceu 6,5% de janeiro a setembro de 2013⁸, conduzindo a taxa de investimento⁹ de 18,7% em setembro de 2012 para 19,1% do PIB em setembro de 2013 (+ 0,4 p.p.). A atividade industrial cresceu 1,2% entre janeiro e setembro de 2013, influenciada principalmente, pela recuperação moderada da economia mundial e pelo arrefecimento das exportações. Nos últimos doze meses, com base em setembro de 2013, as exportações recuaram 2,8% e atingiram USD 239,6 bilhões¹⁰. Em 2013, a Zona do Euro¹¹ apresentou redução do PIB em 1,2%, 0,6% e 0,3% no primeiro, segundo e terceiro trimestre, respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior. No mesmo período, o PIB dos Estados Unidos cresceu modestamente, 1,3%, 1,6% e 2,0% nos mesmos períodos de comparação. No ambiente doméstico, a produção física entre janeiro e setembro de 2013 superou em 1,6% a registrada no mesmo período do ano anterior, com destaque para a produção de veículos automotores, com expansão de 11,2%, assim como o refino de petróleo e produção de álcool (+7,7%).

No âmbito da política monetária, o ano foi marcado por um ciclo de aperto, com aumento em 2,75 p.p. na taxa básica de juros (Selic), encerrando o ano em 10,0% a.a. (ante 7,25% em janeiro de 2013). Esse incremento objetivou o controle da inflação e a estabilidade da moeda.

O contexto previamente descrito colabora para o comportamento do consumo de energia elétrica em 2013. No Brasil, o consumo total de energia¹² atingiu 463.740 GWh, 3,5% acima do ano anterior. Destaque

- 1) Fonte: IBGE
- 2) Em 27/12/13
- 3) Em relação ao acumulado de janeiro a setembro de 2012.
- 4) Fonte: Banco Central.
- 5) Fonte: IBGE. Considera as regiões metropolitanas de Recife, Salvador, Belo Horizonte, Rio de Janeiro, São Paulo e Porto Alegre (set/2013 vs. set/2012).
- 6) Fonte: Banco Central
- 7) Fonte: IBGE. Pesquisa mensal do comércio.
- 8) Fonte: IBGE. Em relação ao acumulado de janeiro a setembro de 2012.
- 9) Fonte: IBGE.
- 10) Fonte: Banco Central. Em relação ao acumulado de janeiro a setembro de 2012.
- 11) Fonte: OECD em 22/01/2014
- 12) Fonte: EPE

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2013

LEILÕES

Em 2013, ocorreram sete leilões no Ambiente Regulado: dois Leilões A-5 em 23 de agosto e 13 de dezembro, Leilão A-3 em 18 de novembro, Leilão de Reserva em 23 de agosto, Leilão A-1 em 17 de dezembro e dois Leilões de Ajuste em 27 de março e 08 de agosto.

Os Leilões de Ajuste terminaram sem negociação, em decorrência dos preços elevados do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) apresentados durante o ano de 2013. O Leilão de Reserva comercializou 675,5 MW médios de energia eólica ao preço médio de R\$ 110,51/MWh. O Leilão A-1 negociou 2.571 MW médios distribuídos em três produtos no período de janeiro de 2014 a dezembro de 2016. Os preços médios de venda foram R\$ 177,22/MWh (2014), R\$ 150,84/MWh (2015) e R\$ 149,99/MWh (2016). Houve frustração de 40,9% em relação aos montantes de reposição solicitados pelas distribuidoras.

O primeiro Leilão A-5 de 2013 comercializou 690,8 MW médios ao preço médio de R\$ 124,97/MWh, com frustração de 76,82% da demanda das distribuidoras. O Leilão A-3 comercializou 332,5 MW médios ao preço médio de R\$ 124,43/MWh, com atendimento de todo o crescimento de carga previsto para 2016.

O segundo Leilão A-5 de comercializou 1.599,5 MW médios ao preço médio de R\$ 109,93/MWh.

ÁREAS DE NEGÓCIO*

(* Os dados operacionais não foram auditados pelos Auditores Independentes.

GERAÇÃO

O segmento de geração é o principal vetor estratégico para o crescimento dos negócios da EDP Energias do Brasil. A Companhia encerrou o ano de 2013 com capacidade instalada de 2.195 MW. O crescimento em relação aos 2.012 MW de capacidade instalada em 2012 deve-se à entrada em operação comercial da segunda unidade da UTE Pecém I (180 MW, proporcional à participação de 50% da Companhia) e à última repotenciação da UHE Mascarenhas (4,5 MW). Com a entrada em operação da UHE Santo Antônio do Jarí em 2015, dos parques eólicos Baixa do Feijão I, II, III e IV em 2016, da UHE Cachoeira Caldeirão em 2017, da UHE São Manoel e dos parques eólicos Aroeira, Jericó, Umbuzeiros e Aventura I em 2018, a capacidade instalada prevista para 2018 será de 3.593 MW.

UTE PECÉM I

No ano de 2013, a UTE Pecém I, em parceria de 50% com a Eneva S.A. (720 MW), contou com a operação integral das duas Unidades Geradoras. A Unidade I entrou em operação comercial no dia 1º de dezembro de 2012 e a Unidade II, em 10 de maio de 2013.

A UTE Pecém I apresentou disponibilidade média em 2013 de 61%, sendo que a Unidade I apresentou disponibilidade de 52% e a Unidade II de 75%. Conforme adoção do IFRS 11, CPC 19 (R2), a partir do 1T13 a UTE Pecém I passou a ser contabilizada no resultado da Companhia em equivalência patrimonial. Abaixo o resultado do ano e as devidas explicações.

Itens em R\$ mil ou %	UTE Pecém I		
	2013	2012	Δ %
Receita Líquida	492.188	166.533	196%
Gastos não-gereciáveis	(373.253)	(253.119)	47%
Margem Bruta	118.934	(86.586)	n.d.
Gastos gereciáveis	(49.332)	(17.453)	183%
Ressarcimento por Indisponibilidade	(122.366)	0	n.d.
Depreciação e amortização	(58.136)	(2.840)	1947%
EBITDA	(52.764)	(104.039)	-49%
Lucro Líquido	(141.171)	(103.500)	36%

*Valores correspondem a 50% da participação da EDP Energias do Brasil O primeiro semestre de 2013 foi impactado pelo atraso da entrada em operação comercial da Unidade II. A receita líquida impactada pelo repasse pelo ICB (índice de custo-benefício) da compra de lastro e os gastos não gereciáveis impactos pela compra de energia. Em 19 de novembro de 2013 a ANEEL aceitou o pleito do "ICB Online" (custo mensal dos CCEARs por disponibilidade, calculado como se a usina estivesse em operação comercial), gerando um impacto positivo de R\$ 53,9 milhões no resultado da UTE.

A partir do terceiro trimestre de 2013, a UTE Pecém I deixou de incorrer em custos com compra de energia, entretanto, os gastos não gereciáveis foram impactados pelos insumos adicionais necessários para o despacho da usina (carvão, diesel, cal etc.) reflexo das paralisações das unidades I e II ao longo do ano.

Outro importante impacto foi o ressarcimento por indisponibilidade, que impactou o resultado de 2013 em R\$ 122,4 milhões. Entretanto, no dia 24 de janeiro de 2014 a UTE Pecém I comunicou ao mercado que, a 15ª Vara Federal do Distrito Federal concedeu Tutela Antecipada suspendendo o cálculo dos custos de indisponibilidade em base horária, com efeito imediato. O cálculo do ressarcimento passará a ser efetuado com base na média de 60 meses.

O lucro líquido foi impactado, além dos efeitos mencionados acima, pelos seguintes efeitos no resultado financeiro: (i) fim da capitalização dos juros dos financiamentos do BNDES e do BID, (ii) amortização dos juros dos financiamentos com as respectivas liquidações dos contratos de swaps vigentes, (iii) reversão de valores registrados no Patrimônio Líquido em função da inefetividade do hedge accounting e (iv) juros de mútuos.

O investimento total acumulado em 2013 totalizou R\$ 127,3 milhões.

PROJETOS EM CONSTRUÇÃO

UHE Santo Antônio do Jarí: Em 2011, a EDP Energias do Brasil adquiriu por meio de sua controlada Companhia Energética do Jarí - CEJA a ECE Participações S.A., a exploração da UHE Santo Antônio do Jarí (373,4 MW), que está sendo construída na divisa dos Estados do Pará e Amapá, no rio Araguari. **Parques Eólicos de Baixa do Feijão:** A EDP Renováveis Brasil S.A., empresa em que a EDP Energias do Brasil detém 45% de participação, vendeu energia no Leilão A-5 em 20 de dezembro de 2011. O projeto com capacidade instalada de 120 MW é composto de quatro projetos de geração eólica: Baixa do Feijão I, II, III e IV, localizados no estado do Rio Grande do Norte. **UHE Cachoeira Caldeirão:** Em Leilão A-5 realizado pela ANEEL, em 14 de dezembro de 2012, a EDP Energias do Brasil obteve a concessão da Central Hídrica de Cachoeira Caldeirão (219 MW) que está sendo construída no Estado do Amapá, no rio Araguari. **UHE São Manoel:** Em Leilão A-5 realizado pela ANEEL, em 13 de dezembro de 2013, a EDP Energias do Brasil, em parceria com Furnas S.A, obteve a concessão da Central Hídrica de São Manoel (700 MW) que será construída na divisa dos Estados do Mato Grosso e do Pará, no rio Teles Pires. O empreendimento vendeu 409,5 MW médios, por um prazo de 30 anos. **Parques eólicos (Aroeira, Jericó, Umbuzeiros e Aventura I):** A EDP Renováveis Brasil S.A., empresa em que a EDP Energias do Brasil detém 45% de participação, vendeu energia no Leilão A-5 em 13 de dezembro de 2013. O projeto com capacidade instalada total de 116 MW é composto por quatro projetos de geração eólica localizados no estado do Rio Grande do Norte.

Investimentos em geração

No segmento de geração, o investimento realizado alcançou R\$ 785,3 milhões em 2013, 73,0% acima do mesmo período do ano anterior, principalmente, em função da construção das UHE's Santo Antônio do Jarí (R\$ 487,4 milhões) e Cachoeira Caldeirão (R\$ 236,0 milhões).

A UHE Santo Antônio do Jarí apresentou aproximadamente 89% de evolução na obra com previsão de entrada em operação comercial em janeiro de 2015.

A UHE Cachoeira do Caldeirão iniciou as obras em agosto de 2013 com previsão de entrada em operação comercial em janeiro de 2017.

DISTRIBUIÇÃO

As atividades de distribuição são desenvolvidas por duas concessionárias que atendem cerca de 3,0 milhões de clientes em regiões que abrigam uma população total de aproximadamente 7,8 milhões de pessoas.

Perfil das concessões	EDP Bandeirante	EDP Escelsa
Estado	São Paulo	Espírito Santo
Municípios atendidos	28	70
Habitantes (milhões)	4,5	3,3
Clientes faturados (milhões)	1,7	1,4
Área de concessão (km²)	9.644	41.241
Energia distribuída (GWh)	15.335	10.545
Energia vendida a clientes finais – cativos (GWh)	9.448	6.536

Investimentos em distribuição

Os investimentos realizados em 2013 pela EDP Energias do Brasil em distribuição totalizaram R\$ 334,6 milhões, com aumento de 38% em relação a 2012.

Investimento (R\$mil)	EDP Bandeirante		EDP Escelsa		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Expansão do Sistema Elétrico	97.322	68.999	126.347	101.377	223.669	170.376
Melhoramento da Rede	61.894	44.558	40.623	34.653	102.518	79.211
Universalização Telecom., Informática e Outros	13.857	10.630	-	-	13.857	10.630
Sub Total ⁽¹⁾	206.580	155.056	203.645	162.957	410.226	318.013
Receitas de Ultrapassagem ⁽²⁾	(37.799)	(42.845)	(8.389)	-	(46.188)	(42.845)
(-) Obrigações Especiais ⁽³⁾	(15.563)	(11.167)	(13.822)	(21.325)	(29.385)	(32.492)
Investimento Líquido	153.219	101.043	181.435	141.633	334.654	242.676

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

(2) 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) que reduz a Receita Operacional e quando do início do 4º Ciclo de Revisões Tarifárias, o valor acumulado nessa subconta receberá o tratamento usual de depreciação dos ativos alocados como investimentos originários dessas Obrigações Especiais.

(3) Participação financeira de clientes, sejam eles pessoas físicas, jurídicas, união, estado e municípios nos projetos de investimentos.

INDICADORES DE PERFORMANCE

Os indicadores de qualidade da prestação de serviços mantiveram-se dentro dos padrões estabelecidos pelo órgão regulador, e apresentaram melhoria face ao ano anterior em ambas as distribuidoras, refletindo os investimentos em expansão e modernização de redes, a integração e automação dos centros operacionais.

DESEMPENHO OPERACIONAL

DISTRIBUIÇÃO	Volume (MWh)			Clientes (unid.)		
	2013	2012	Δ % 2013/2012	2013	2012	Δ % 2013/2012
DISTRIBUIÇÃO						
Residencial	5.598.705	5.337.635	4,9%	2.591.756	2.494.001	3,9%
Industrial	3.916.829	4.084.633	-4,1%	23.723	23.210	2,2%
Comercial	3.470.109	3.328.180	4,3%	230.301	223.870	2,9%
Rural	777.086	707.150	9,9%	173.716	168.664	3,0%
Outros	1.623.886	1.591.781	2,0%	24.984	23.626	5,7%
Energia Vendida Clientes Finais	15.386.615	15.049.379	2,2%	3.044.480	2.933.371	3,8%
Suprimento	581.180	553.825	4,9%	3	3	0,0%
Energia em trânsito (USD)	9.896.794	9.305.188	6,4%	239	207	15,5%
Clientes livres	9.637.749	9.046.477	6,5%	217	185	17,3%
Concessionárias	259.046	258.711	0,1%	3	3	0,0%
Uso geração	0	0	-	19	19	0,0%
Consumo próprio	15.457	14.419	7,2%	359	341	5,3%
Total Energia Distribuída	25.880.047	24.922.810	3,8%	3.045.081	2.933.922	3,8%

Notas: Outros = Poder público + Iluminação pública + Serviço público \ USD = Uso do Sistema de Distribuição

Energia vendida a clientes finais: o crescimento de 2,2% do mercado cativo das distribuidoras em 2013 é resultado do desempenho das classes residencial, comercial e rural. O aumento do consumo das classes residencial e comercial é justificado pela expansão do número de clientes, incremento do rendimento médio real do trabalhador e da estabilidade da taxa de desemprego. Adicionalmente, o crescimento da classe rural foi impulsionado pelo aumento do consumo de energia para irrigação em função do baixo volume de precipitação entre os meses de janeiro e novembro na região norte do Estado do Espírito Santo.

Energia em trânsito (USD): o crescimento de 6,4% em 2013 deve-se à retomada da produção industrial na área de concessão da EDP Bandeirante e à migração de 34 clientes cativos para o mercado livre (27 da área de concessão da EDP Bandeirante e sete da EDP Escelsa).

Na geração, o volume de energia vendida em 2013 totalizou 10.898,8 GWh, 15,3% acima do ano anterior (9.450,3 GWh) devido à entrada em operação comercial da UTE Pecém I. A unidade geradora I entrou em operação comercial no dia 01º de dezembro de 2012 e a unidade geradora II em 10 de maio de 2013.

Na comercialização, o volume de energia comercializada alcançou 12.390,1 GWh em 2013, aumento de 10,1% em relação ao ano anterior (11.254,1 GWh) devido à estratégia de negociações de longo prazo e sazonalização concentrada no início do ano.

ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO CONSOLIDADO	2013	2012	Δ Anual (%)
Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)			
Receita operacional líquida	7.096.492	6.454.488	9,9
Gastos não gereciáveis	(4.157.261)	(4.097.174)	1,5
Energia comprada para revenda	(3.799.926)	(3.436.051)	10,6
Encargos de uso do sistema	(309.583)	(607.639)	-49,1
Outros	(47.752)	(53.484)	-10,7
Gastos gereciáveis	(1.686.136)	(1.274.318)	32,3
Total do PMSO	(957.809)	(701.015)	36,6
Pessoal	(373.212)	(315.873)	18,2
Material	(34.523)	(28.057)	23,0
Serviços de terceiros	(389.198)	(356.763)	9,1
Provisões	(102.278)	(37.476)	172,9
Outros	(58.598)	37.154	-257,7
Custo com construção da infraestrutura	(325.725)	(235.736)	38,2
Depreciação e amortização	(402.602)	(337.567)	19,3
Resultado do serviço (EBIT)	1.253.095	1.082.996	15,7
EBITDA	1.655.697	1.420.563	16,6
Margem EBITDA	24,5%	22,8%	1,6 p.p.
Resultado das participações societárias	(140.427)	(106.724)	31,6
Resultado financeiro líquido	(299.059)	(197.414)	51,5
LAIR	813.609	778.858	4,5
IR e Contribuição social	(259.519)	(243.495)	6,6
Lucro líquido antes de minoritários	554.090	535.363	3,5
Reversão dos juros sobre o capital próprio	-	-	n.d.
Atribuível aos acionistas não controladores	(178.322)	(191.900)	-7,1
Lucro líquido	375.768	343.463	9,4

Distribuidora	DEC (horas)		Meta Aneel (DEC)	FEC (vezes)		Meta Aneel (FEC)
	2013	2012		2013	2012	
EDP Bandeirante	8,08	9,42	9,36	5,51	6,03	8,07
EDP Escelsa	9,67	9,88	10,42	5,78	6,37	8,13

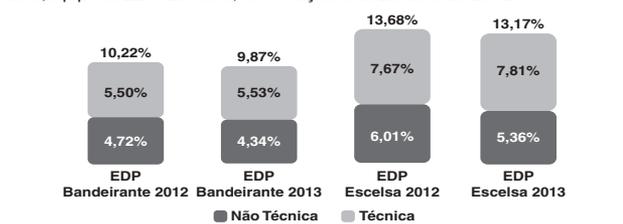
Nota: Meta ANEEL refere-se à 2013

DEC: Duração Equivalente de Interrupção por Cliente;

FEC: Frequência Equivalente de Interrupção por Cliente;

PERDAS

As perdas totais apresentaram redução de 0,3 p.p. na EDP Bandeirante e de 0,5 p.p. na EDP Escelsa, em relação a dezembro de 2012.



Em 2013, a EDP Bandeirante e a EDP Escelsa desembolsaram R\$ 59,7 milhões em programas de combate às perdas. Do total de recursos, R\$ 30,6 milhões foram para investimentos operacionais (substituição de medidores, instalação de rede especial e telemedida) e R\$ 29,1 milhões para despesas gereciáveis (inspeções e retirada de ligações irregulares).

Programa de Combate às Perdas (R\$ MM)	2013	2012
Investimentos Operacionais	30,6	20,2
Despesas Gereciáveis	29,1	20,3
Total	59,7	40,5

No ano, nossas concessionárias realizaram aproximadamente 173,7 mil inspeções, 23,8 mil regularizações de ligações clandestinas e foram retiradas 106,8 mil ligações irregulares que resultaram na recuperação de receitas de cerca de R\$ 13,6 milhões.

COMERCIALIZAÇÃO

A EDP Comercialização e Serviços de Energia S.A é responsável pelas atividades de comercialização de energia e prestação de serviços para o mercado livre, tanto dentro quanto fora das áreas de concessão das distribuidoras da EDP Energias do Brasil. A empresa encerrou 2013 com 223 clientes, aumento de 6,2% em comparação ao ano anterior (210 clientes).

Em 2013, a energia comercializada totalizou 12.390 GWh, um aumento de 10,1% em relação ao ano anterior.

Em 2013 a Comercializadora apresentou um incremento de 28,2% no EBITDA. O lucro líquido foi R\$ 43,2 milhões, 12,3% acima do mesmo período do ano anterior. Ambos os aumentos são reflexo da estratégia de negociações de curto e longo prazo e sazonalização concentrada no primeiro semestre de 2013, no qual a Comercializadora beneficiou-se do incremento médio do PLD no 1T13 (média de R\$ 326,3/MWh).

Receita Operacional Líquida
Em 2013, a receita operacional líquida atingiu R\$ 7.096,5 milhões, 9,9% superior em relação ao ano anterior. Excluindo a receita de construção, a receita operacional líquida totalizou R\$ 6.770,8 milhões, 8,9% superior ao ano anterior. Os principais fatores que contribuíram para a evolução da receita líquida foram:

- Aumento de 2,2% no volume de energia vendida a clientes finais;
- Aumento de 6,4% no volume de energia em trânsito no sistema de distribuição (USD);
- Aumento de outras receitas operacionais reflexo das subvenções da CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) às distribuidoras, provendo recursos para compensar os descontos para as tarifas de baixa renda, atividade rural, tratamento de água, esgoto, saneamento e irrigantes;
- Redução das tarifas de energia das distribuidoras (Lei nº 12.783/2013) e redução das tarifas aplicadas nas revisões e reajustes tarifários;
- Reajuste das tarifas das geradoras e aumento das vendas de energia em contratos de curta duração com preços mais altos. Em 2013, as tarifas foram em média 17,3% superiores às de 2012;
- Aumento de 10,1% no volume de vendas de energia no mercado livre.

Gastos Operacionais
Os gastos operacionais, desconsiderando o custo de construção, atingiram R\$ 5.517,7 milhões em 2013, 7,4% acima do ano anterior. Os gastos não gereciáveis referem-se aos custos com energia comprada para revenda, encargos de uso da rede elétrica, taxas de fiscalização e outros e totalizaram R\$ 4.157,3 milhões em 2013, 1,5% acima do ano anterior. Os gastos não gereciáveis foram neutralizados pelos aportes da CDE às distribuidoras, totalizando R\$ 594 milhões em 2013. Na geração, houve impacto do POC (procedimento operativo de curto prazo) no primeiro semestre do ano, mitigado parcialmente pela estratégia de sazonalização.

Os gastos gereciáveis, excluindo os custos de construção, depreciação e amortização, atingiram R\$ 957,8 milhões em 2013, 36,6% superior ao ano anterior. O aumento deve-se ao efeito não recorrente da contabilização no 4T12 retroativo ao 1T12 do VNR (Valor Novo de Reposição), com impacto de R\$ 102,4 milhões nas distribuidoras.

A depreciação e a amortização totalizaram R\$ 402,6 milhões em 2013, 19,3% superior ao ano anterior devido à provisão de ajuste de inventário decorrente do levantamento físico executado para atendimento à Resolução Aneel nº 367/2009 (+R\$ 33,5 milhões na EDP Bandeirante e +R\$ 26,2 milhões na EDP Escelsa).

EBITDA e Margem EBITDA
O EBITDA (lucro antes de imposto de renda, resultados financeiros, depreciação e amortização) atingiu R\$ 1.655,7 milhões em 2013, 16,6% superior ao ano anterior. A margem EBITDA apresentou um aumento de 1,7 p.p., alcançando 24,5%.

Resultado Financeiro
O resultado financeiro líquido em 2013 atingiu R\$ 299,1 milhões, 51,5% superior ao ano anterior. A receita financeira totalizou R\$ 182,1 milhões, 7,5% inferior em relação a 2012 devido à redução de remuneração sobre tributos e contribuições sociais compensáveis. As despesas financeiras aumentaram 22,4% devido ao (i) aumento do endividamento em R\$ 803,4 milhões e consequentemente o aumento dos encargos sobre a dívida em R\$ 86,1 milhões e (ii) aumento de R\$ 22,8 milhões em benefícios pós emprego devido à atualização de premissas atuariais.

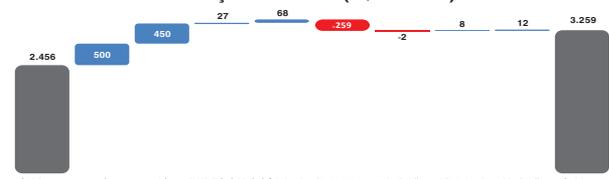
Lucro Líquido
O lucro líquido totalizou R\$ 375,8 milhões em 2013, 9,4% acima do ano anterior. Além dos efeitos mencionados acima, o lucro líquido foi impactado pelo Resultado das Participações Societárias, devido à contabilização do resultado negativo da UTE Pecém I em equivalência patrimonial (-R\$ 141,2 milhões), conforme adoção do IFRS 11, CPC 19 (R2).

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2013

• Endividamento

A dívida bruta consolidada totalizou R\$ 3.259,4 milhões em dezembro de 2013, aumento de 32,7% em comparação a dezembro 2012 (R\$ 2.455,6 milhões), sendo em ambos os períodos desconsiderada a dívida das UHEs Cachoeira Caldeirão e Santo Antônio do Jari. O prazo médio da dívida para dezembro de 2013 ficou em 2,45 anos, frente a 2,73 anos em dezembro de 2012. As variações do endividamento bruto e do prazo médio em 2013 ocorreram, principalmente, por: (i) 2ª emissão de debêntures da Controladora no valor de R\$ 500,0 milhões; (ii) liberações no valor total de R\$ 26,8 milhões da linha BNDES CALC das distribuidoras; (iii) captação de R\$ 68,0 milhões na EDP Escelsa através de Crédito Rural e Agronegócio; (iv) 1ª emissão de debêntures da Lajeado Energia no valor de R\$ 450,0 milhões; (v) amortização da 1ª parcela da 2ª emissão de debêntures da EDP Escelsa no valor de R\$ 83,3 milhões; e (vi) demais amortizações de dívidas de longo prazo nas empresas de geração e distribuição.

Evolução da Dívida (R\$ milhões)



O custo médio da dívida do Grupo, em dezembro de 2013, era de 8,62% a.a., em comparação a 9,78% a.a. no final de 2012, levando-se em consideração os juros capitalizados das dívidas e encargos incorridos nos últimos 12 meses. A redução do custo médio deve-se à diminuição da Selic média e da TJLP em 2013, em relação a 2012, além da contratação de novas dívidas indexadas ao CDI.

A dívida líquida consolidada atingiu R\$ 2.335,3 milhões em 2013, 23% acima do resultado do ano anterior (R\$ 1.895,0 milhões). Esse aumento deve-se ao crescimento de 32,7% na dívida bruta consolidada e ao aumento das disponibilidades em R\$ 363,5 milhões em 2013. A relação dívida líquida/EBITDA encerrou o ano em 1,41 vezes, em comparação a 1,34 vezes em dezembro de 2012.

RATINGS DA EDP ENERGIAS DO BRASIL

	Moody's			S&P		
	Nacional 2013	Global 2013	Nacional 2013	Global 2013		
EDP - Energias do Brasil	Aa2.br	Ba1	-	-		
	Estável	Estável				
EDP Bandeirante	Aa1.br	Baa3	brAA+	-		
	Estável	Estável	Negativo			
EDP Escelsa	Aa1.br	Baa3	brAA+	BB+		
	Estável	Estável	Negativo	Negativo		
Lajeado Energia	Aa1.br	Baa3	-	-		
	Estável	Estável				
Energest	Aa1.br	Baa3	-	-		
	Estável	Estável				

Escala de Rating Moody's

Aaa	Aa1	Aa2	Aa3	A1	A2	A3	Baa1	Baa2	Baa3	Ba1	Ba2	Ba3	B1	B2	B3	Caa1	Caa2	Caa3	Ca	C	WR
Investment Grade																					

Escala de Rating S&P

AAA	AA+	AA	AA-	A+	A	A-	BBB+	BBB	BBB-	BB+	BB	BB-	B+	B	B-	CCC+	CCC	CCC-	CC	C	D	NR
Investment Grade																						

INVESTIMENTOS

Os investimentos da EDP Energias do Brasil totalizaram R\$ 1.140,4 milhões em 2013, com aumento de 62,7% em relação aos recursos destinados às áreas de negócios no ano anterior. O principal motivo do aumento é reflexo dos projetos de geração em construção.

Mais detalhes estão disponíveis nos itens específicos de investimentos em distribuição e geração deste relatório de administração.

Investimentos (R\$ mil)	2013	Peso (%)	2012	Peso (%)	Δ Anual (%)
Distribuição	334.653	29,3%	242.676	34,6%	37,9%
EDP Bandeirante	153.219	13,4%	101.043	14,4%	51,6%
EDP Escelsa	181.434	15,9%	141.633	20,2%	28,1%
Geração	805.711	70,7%	458.323	65,4%	75,8%
Enerpeixe	6.736	0,6%	3.462	0,5%	94,6%
Energest Consolidado	47.928	4,2%	75.640	10,8%	-36,6%
Lajeado / Investco	7.160	0,6%	6.484	0,9%	10,4%
Jari	487.436	42,7%	368.441	52,6%	32,3%
Cachoeira Caldeirão	236.011	20,7%	-	-	-
Outros	20.440	1,8%	4.296	0,6%	375,8%
Total	1.140.364	100%	700.999	100%	62,7%

MERCADO DE CAPITALIS

Em 31 de dezembro de 2013, as ações da EDP Energias do Brasil estavam cotadas a R\$ 11,35, encerrando o ano com desvalorização de 4,9%, superando o IIE e o Ibovespa, que apresentaram desvalorização de 8,8% e 15,5%, respectivamente. O valor de mercado da Companhia em 31 de dezembro de 2013 era de R\$ 5,4 bilhões.

Houve negociação das ações da Companhia em todos os pregões de 2013, totalizando 491,1 milhões de ações negociadas, com média diária de 1.980,3 mil ações e o volume financeiro totalizou R\$ 5.841,7 milhões, com média diária de R\$ 23,6 milhões.

A partir do dia 7 de Janeiro de 2013, as ações da Companhia passaram a integrar o índice IBOVESPA.

REMUNERAÇÃO DE ACIONISTAS

Em 10 de abril de 2014, o Conselho de Administração da Companhia levará para aprovação em Assembleia Geral Ordinária (AGO) o pagamento de proventos de R\$ 370,2 milhões, correspondente a R\$ 0,78 por ação, mantendo a remuneração do acionista estável em relação ao ano anterior.

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

Em 31 de dezembro de 2013, o capital social da Companhia era representado na sua totalidade por 476.415.612 ações ordinárias nominativas. Do total de ações, encontrava-se em circulação 232.602.924, em conformidade com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, e permaniam em tesouraria 840.675 ações.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

Conselho de Administração

O Conselho de Administração em 31 de dezembro de 2013 era composto por oito membros, incluindo um diretor executivo e quatro conselheiros independentes. Os conselheiros são eleitos pela Assembleia Geral (AGE) para mandato de um ano, com possibilidade de reeleição. Em AGE realizada no dia 04 de fevereiro de 2014, foi aprovado para ocupar o cargo de Presidente do Conselho a Sra. Ana Maria Fernandes, para o cargo de Vice-Presidente do Conselho o Sr. Miguel Setas, e o Sr. Miguel Amaro como novo membro do Conselho de Administração. Sendo assim, o Conselho de Administração passou a ser composto por nove membros, incluindo dois diretores executivos e quatro conselheiros independentes. O órgão é responsável por estabelecer as políticas e diretrizes gerais dos negócios, incluindo a estratégia de longo prazo, eleger os membros da Diretoria Executiva e fiscalizar seu funcionamento, além das atividades definidas em lei e no Estatuto Social da Companhia.

A EDP do Brasil está vinculada à arbitragem na Câmara de Arbitragem do Mercado, conforme Cláusula Compromissória constante do seu Estatuto Social.

O Conselho de Administração possui três Comitês de Assessoramento, sendo eles: Comitê de Auditoria, Comitê de Remuneração e Comitê de Sustentabilidade e Governança Corporativa. Os comitês são responsáveis por assessorar o Conselho de Administração nas deliberações sobre as matérias apresentadas. Todos são integrados exclusivamente por três conselheiros, que podem solicitar informações e sugestões de integrantes da Diretoria-Executiva ou de membros do corpo gerencial da Companhia.

As diretrizes e o conjunto de documentos relacionados à governança corporativa estão disponíveis no website de Relações com Investidores www.edpbr.com.br/ri.

Detalhamento dos financiamentos desembolsados durante 2013

Holding

Em 22 de fevereiro de 2013, ocorreram captações de crédito de curto prazo na EDP Energias do Brasil (R\$ 201,0 milhões), liquidadas com a 2ª emissão de debêntures simples.

Em 11 de abril de 2013, a EDP Energias do Brasil S.A. concluiu o processo de sua 2ª emissão de debêntures simples, no valor de R\$ 500 milhões. Sobre este valor, há incidência de juros de CDI + 0,55% a.a. com pagamentos de juros semestrais e do principal em duas parcelas iguais, a primeira a vencer em abril de 2015 e a segunda em abril de 2016.

Distribuição

Em 15 de fevereiro de 2013, a EDP Escelsa assinou junto ao Banco do Brasil, contrato de empréstimo na modalidade de Crédito Rural e Agronegócio, no valor de R\$ 68 milhões, tendo a incidência de juros de 102,5% do CDI, em média, com principal e juros a vencer em única parcela em fevereiro de 2015.

Em 26 de abril de 2013, a EDP Escelsa e a EDP Bandeirante receberam liberação do BNDES, no valor de R\$ 7,0 milhões e R\$ 19,8 milhões, respectivamente. Sobre este valor, incide juros de TJLP com spread variando entre 3,21% e 1,81% a.a., com pagamento mensal de juros e principal a partir de julho de 2013 até julho de 2019.

Geração

Em 19 de agosto de 2013, a Lajeado Energia firmou contrato no valor de R\$ 450 milhões na modalidade de Notas Promissórias junto ao Banco Bradesco e Banco do Brasil. Sobre o valor das Notas Promissórias incidem juros à razão de 0,47% a.a. acima do CDI. Principal e juros em parcela única no vencimento em 14 de fevereiro de 2014. Através da redução de capital aprovada por seus acionistas, assim como do órgão regulador - ANEEL, os recursos foram distribuídos aos acionistas, proporcionalmente às suas respectivas participações na Companhia. Em 06 de dezembro de 2013, as Notas Promissórias foram liquidadas através da 1ª Emissão de Debêntures Simples da Controladora.

Em 06 de dezembro de 2013, a Lajeado Energia realizou sua 1ª emissão de debêntures simples no valor de R\$ 450 milhões, com juros de CDI + 1,20% a.a. devidos semestralmente e amortizações em parcelas iguais em novembro de 2017, 2018 e 2019. A emissão foi realizada com o Banco Bradesco e Banco do Brasil com um prazo de 6 anos. Os recursos foram utilizados para a quitação total das Notas Promissórias emitidas anteriormente pela Companhia, alongando o perfil da dívida.

O *Balanced Scorecard* (BSC) continua sendo a ferramenta de gestão utilizada na EDP desde 2005, revista anualmente. Ela é a ferramenta que norteia as ações dos colaboradores. Somam-se a ela as metodologias *Kaizen* e *Lean* e os sistemas de certificações ISO e OHSAS, que sustentam a execução da estratégia corporativa.

Relacionamento com os Clientes

Em 2013, as distribuidoras da EDP Energias do Brasil mantiveram Grupos de Trabalho compostos por áreas multidisciplinares, visando à melhoria dos serviços prestados e consequente redução das reclamações de clientes. A implantação da fatura eletrônica, a revisão e ajustes nas bases cadastrais para aprimorar no processo de leitura, treinamento dos funcionários do *call center* e eletricitistas, entre outros. Essas ações também contribuíram para uma redução das reclamações nas ouvidorias da ANEEL, aumentando o índice de satisfação da duas Distribuidoras juntas em 8% o IASC (Índice ANEEL de Satisfação do Cliente).

Na EDP Comercializadora, a área de pós-venda garante a interação com os clientes, permitindo um fluxo frequente de troca de informações para a gestão do negócio dos mesmos, e buscando oferecer produtos e serviços os mais adequados para suas demandas. Na última pesquisa de satisfação realizada, identificou-se que o seguinte tema: qualificação na execução das atividades, transparência na comunicação, transparência no faturamento, agilidade e capacidade na resposta ao cliente, confiança, sustentabilidade, ética e preço médio da energia.

Gestão de Pessoas

A EDP Energias do Brasil encerrou 2013 com 2.756 colaboradores.

A Companhia dispõe de 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 e acidente, auxílio medicamento, auxílio creche e auxílio dependente especial.

A estratégia de remuneração é assegurada através da análise remuneratória do Grupo EDP em relação ao mercado. Como parte dessa política há também a aplicação de mérito, realizada anualmente. Em 2013 também foi aplicada a Pesquisa de Clima que terá seus resultados apresentados em 2014.

As empresas do Grupo mantiveram programas de gestão e capacitação, com foco no desenvolvimento de competências estratégicas. Dentre as principais ações desenvolvidas pela área de Recursos Humanos em 2013, tiveram destaque os programas educativos e os de capacitação, tais como a Escola de Eletricistas e iniciativas de bem-estar voltadas aos colaboradores, como o Programa Conciliar. A Escola dos Eletricistas é uma parceria com o SENAI para a capacitação de indivíduos desempregados nas comunidades onde a EDP no Brasil atua. São cerca de 480 horas de treinamento durante 4 meses, período em que a EDP assegura os custos do curso. Na Escola de Geração, o foco é ampliar a capacidade do operador para atuar na operação e manutenção integrada. Visando o equilíbrio entre a vida pessoal e profissional, o Programa Conciliar é baseado em 4 pilares: saúde e bem-estar, apoio à família, cidadania e cultura.

Pesquisa e Desenvolvimento

As atividades de P&D são baseadas nas regras da ANEEL e no desenvolvimento de tecnologia aplicada. Os projetos de pesquisa e desenvolvimento são estabelecidos para obtenção de melhorias nos processos de geração e distribuição de energia, a partir de critérios relacionados à eficiência operacional, a redução de riscos e a otimização de receita. Nas distribuidoras, foram investidos R\$ 7,5 milhões destacando projetos na área de distribuição eficiente, *Smart Grids*, entre outros. Na Geração, o investimento realizado foi na ordem de R\$ 8,5 milhões em projetos de qualidade, meio ambiente e fontes alternativas de energia, como por exemplo, estudos sobre minirredes de fontes intermitentes.

Inovação

A EDP Energias do Brasil se preocupa em promover a inovação e a criatividade, na procura de novas oportunidades de mercado gerando o desenvolvimento tecnológico e a gestão do conhecimento, no domínio da energia.

O projeto ClimaGrid, que faz parte do Plano Tecnológico Empresa, foi implementado nos centros de operação do sistema e da distribuição da EDP Bandeirante e da EDP Escelsa. A tecnologia possui um banco de dados que armazena informações climáticas históricas e em tempo real e permite a previsão do tempo. Em 2013, o projeto foi registrado como tecnologia inovadora de adaptação a Mudanças Climáticas pela Convenção Quadro de Mudanças Climáticas das Organizações das Nações Unidas.

Ao final de 2013, o programa Bolsa de Inovação atingiu o seu 11º Desafio. Desde o 1º Desafio, 226 soluções foram aprovadas para implementação pelo Innovation Team (comitê de inovação composto por diretores e gestores das variadas áreas da empresa). Além disso, a empresa lançou o seu Programa I-Mentors 2.0, iniciando o recrutamento de novos colaboradores que farão parte de um treinamento para incentivar a criatividade e desenvolvimento de novos projetos e negócios em todas as equipes e localidades do Grupo EDP.

Um dos destaques da empresa em 2013 foram os resultados do projeto InovCity, que integra inovação tecnológica com inovação social no conceito de cidades inteligentes. Pela sua transversalidade, em longo prazo beneficiará o meio ambiente - através dos programas de mobilidade elétrica, iluminação pública com LED, programas de eficiência energética -, e a sociedade - por meio das iniciativas de melhoria do atendimento ao cliente, medição inteligente e os projetos sociais e educacionais promovidos pelo Instituto EDP. O projeto que teve início em 2012, na cidade de Aparecida, foi replicado em 2013 em dois municípios do Espírito Santo.

Criado em 2010 o Prêmio EDP Inovação 2020 é uma iniciativa do Grupo EDP para incentivar a inovação, a sustentabilidade e o empreendedorismo no Brasil. A quarta edição do prêmio apresentou mudanças significativas em relação à edição anterior, dentre elas: mudança do tema central de CleanTech para Cidades Inteligentes, com premiação distribuída em investimento financeiro para projetos, Viagem ao Vale do Silício e mentoria pós-prêmio. Como resultado, foram registradas 250 inscrições, das quais 30 foram selecionadas para a segunda etapa. Nesta etapa, os participantes receberam capacitação on-line de empreendedorismo, oferecida pela Luxr e Endeavor, para criarem o modelo de negócio do projeto.

PRÊMIOS E RECONHECIMENTOS

Em 2013 a EDP Energias do Brasil destacou-se por receber as seguintes premiações: (i) **Innovation Challenge**. Promovido pelo projeto Management Innovation Exchange (MIX), uma plataforma internacional com o objetivo de recolher e partilhar o que as empresas no mundo fazem em termos de inovação em gestão. Mais de 140 programas mundiais se inscreveram e o caso da EDP foi selecionado, juntamente com empresas como Whirlpool, Shell, Cisco e Danone, entre uma das melhores práticas de inovação mundiais. (ii) **Certificado Selo Top Employers**, uma premiação para as empresas com melhores políticas de RH de 2013. (iii) **"RHs Mais Admirados do Brasil"** na categoria Destaques Estaduais (SP). (iv) A empresa ganhou pela quinta vez o **Prêmio Época Empresa Verde**, que reconhece as empresas e suas práticas no âmbito de estratégia ambiental e são avaliadas em temas como: eficiência energética, uso consciente da água, destinação do lixo, transporte, incorporação de critérios ambientais no desenvolvimento de produtos e serviços e redução de emissões de gases do efeito estufa. (vi) **Menção honrosa no 9º Salão Latino-Americano de Veículos Elétricos, Componentes e Novas Tecnologias**. O estudo "Avaliação dos possíveis cenários, experimentação e mensuração dos impactos dos veículos elétricos nos sistemas de distribuição da Bandeirante e da Escelsa" foi reconhecido entre outros dez trabalhos selecionados sobre mobilidade elétrica no País (vii) Enerpeixe certificada com selo ouro do programa **Selo de Energia Sustentável**. Realizada pela PricewaterhouseCoopers (PwC), a análise colocou a Usina Hidrelétrica de Peixe Angical entre as três primeiras com maior pontuação. (viii) o **Prêmio Fundação COGE - "Melhorando Vidas e Preparando o Futuro"**, na categoria de Capacitação e Desenvolvimento de Pessoas, pelo programa Escola de Eletricistas. A iniciativa da EDP ganhou o reconhecimento na categoria de responsabilidade social. (ix) As duas distribuidoras do Grupo EDP no Brasil foram reconhecidas no **Prêmio Nacional de Qualidade - PNQ Ciclo 2013**, promovido pela Fundação Nacional da Qualidade (FNQ). (x) A EDP Bandeirante foi certificada pela Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Conservação de Energia (ABESCO) pela atuação do programa **Boa Energia na Comunidade**. A certificação aconteceu durante o 10º Congresso Brasileiro de Eficiência Energética (COBEE), principal evento do setor dedicado à eficiência no uso da energia e também de água e combustíveis que foi

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2013

realizado em São Paulo. (VI) A ABRACONEE – Associação Brasileira dos Contadores do Setor de Energia Elétrica, conferiu ao grupo EDP, no 2º lugar na categoria Grupo de Empresas, o prêmio pela elaboração das demonstrações contábeis da empresa referente ao exercício de 2012.

AUDITORES INDEPENDENTES

Nos termos da Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia firmou contrato com a PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes (PwC), em Abril de 2013, para prestação de serviços de auditoria de suas demonstrações contábeis, bem como a revisão de informações contábeis intermediárias. A PwC iniciou a prestação de serviços em Abril de 2013.

Durante o processo de contratação da PwC, a Companhia considerou a natureza dos serviços não relacionados a auditoria que a PwC e suas firmas afiliadas já estavam prestando à Companhia. Estes serviços incluíam um contrato de prestação de serviços relacionados à folha de pagamento no montante de R\$2,3 milhões, originalmente contratado em 1º de novembro de 2012. A Companhia e a PwC decidiram encerrar

este contrato assim que praticável, e os serviços foram concluídos em 24 setembro de 2013. Enquanto o contrato estava em fase de descontinuação, a Companhia e a PwC adotaram medidas específicas de salvaguarda para reduzir as ameaças à independência, nos termos previstos na Resolução CFC nº 1.311/10, que aprova a NBC PA 290 – Independência – Trabalhos de Auditoria e Revisão. Estas medidas incluíam a segregação entre a equipe de prestação de serviços de folha de pagamento e a equipe de prestação de serviços de auditoria externa, e a contratação, por parte da administração do Grupo EDP, de outra empresa de auditoria independente para aplicar procedimentos de auditoria sobre a folha de pagamento no período em que a mesma foi processada pela afiliada da PwC. No entendimento da administração, as medidas de salvaguarda adotadas foram adequadas para preservar a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria externa. Também, em 2013, a PwC prestou serviços de procedimentos previamente acordados no âmbito do programa Luz Para Todos, para atendimento ao Órgão Regulador. Esses trabalhos e os trabalhos acima referidos foram

concluídos dentro do exercício de 2013 e somaram o valor de R\$2.375. Estes serviços superam do valor do contrato de auditoria em 77%. Os serviços foram concluídos dentro do exercício de 2013.

A política de atuação da Companhia, bem como das demais empresas do Grupo EDP, quanto à contratação de serviços não-relacionados à auditoria junto à empresa de auditoria, se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor independente.

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Conforme requerido pelo artigo 25 da instrução CVM 480/09, declaramos que revisamos e concordamos com as demonstrações financeiras e também com os Relatórios dos Auditores Independentes emitidos sobre as respectivas Demonstrações Financeiras para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012. Estas foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e o *International Financial Reporting Standards* ("IFRS") emitidas pelo *International Accounting Standards Board* ("IASB").

BALANÇOS PATRIMONIAIS

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora			Consolidado		
		31/12/2013	31/12/12	01/01/2012	31/12/2013	31/12/12	01/01/2012
			Reclas-sificado	Reclas-sificado		Reclas-sificado	Reclas-sificado
ATIVO							
Circulante							
Caixa e equivalentes de caixa	5	244.111	99.054	230.222	924.146	571.375	833.998
Títulos a receber	7	2.939	3.402	1.121	4.965	4.530	4.165
Ativo financeiro indenizável	18					797	797
Consumidores e concessionárias	6				1.126.547	1.252.551	963.226
Impostos e contribuições sociais	8	102.481	84.084	60.219	195.291	166.075	240.564
Partes relacionadas	10	24.051	10.698	15.638	12.359	718	
Dividendos a receber	31	213.382	183.043	208.019			
Estoques	11				19.581	40.579	41.238
Cauções e depósitos vinculados	12	222	222	222	4.642	24.207	1.729
Despesas pagas antecipadamente		70	63	198	159	704	4.251
Rendas a receber					4.758	6.150	4.825
Ativos financeiros disponíveis para venda	14	11.026	19.806	33.011	11.026	19.806	33.011
Outros créditos	15	956	1.789	598	75.837	92.721	38.354
		599.238	402.161	549.248	2.379.311	2.179.416	2.166.158
Ativos não circulantes mantidos para venda	13	449.134			2.327.633		
		1.048.372	402.161	549.248	4.706.944	2.179.416	2.166.158
Não circulante							
Títulos a receber	7	21.537	20.602	21.018	17.049	21.324	23.897
Ativo financeiro indenizável	18				779.354	690.278	482.285
Consumidores e concessionárias	6				54.908	40.294	63.657
Impostos e contribuições sociais	8				55.327	55.512	30.039
Imposto de renda e contribuição social diferidos	9				552.573	614.957	618.645
Partes relacionadas	10	172.375	153.771	73.441	171.074	136.232	2.393
Adiantamentos para futuros aumentos de capital	10	5.141	195.400	10.237			
Cauções e depósitos vinculados	12	10.714	12.213	8.979	242.704	244.650	245.635
Outros créditos	15	14.898	14.291	13.012	60.078	46.327	39.811
		224.665	396.277	126.687	1.933.067	1.849.574	1.506.362
Investimentos	16	4.515.166	4.374.843	4.149.483	672.337	708.682	400.755
Propriedades para investimentos	19	5.000			13.583	4.127	4.186
Imobilizado	20	19.121	5.004	3.113	4.026.216	4.554.328	4.236.252
Intangível	21	2.277	1.670	856	2.789.347	3.433.319	3.572.492
		4.541.564	4.381.517	4.153.452	7.501.483	8.700.456	8.213.685
Total do ativo		5.814.601	5.179.955	4.829.387	14.141.494	12.729.446	11.886.205

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora			Consolidado		
		31/12/2013	31/12/12	01/01/2012	31/12/2013	31/12/12	01/01/2012
			Reclas-sificado	Reclas-sificado		Reclas-sificado	Reclas-sificado
PASSIVO e PATRIMÔNIO LÍQUIDO							
Circulante							
Fornecedores	22	13.237	7.897	6.446	802.129	912.180	619.706
Impostos e contribuições sociais	8	26.008	23.418	4.464	351.487	278.295	274.746
Dividendos	31	88.247	113.393	115.631	160.718	201.472	192.612
Debêntures	23	510.893			699.122	435.535	107.923
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	24				432.943	269.236	359.512
Benefícios pós-emprego	25	55	11	6	24.667	35.517	30.035
Obrigações estimadas com pessoal	26	10.979	11.364	8.407	65.367	65.011	57.277
Encargos regulamentares e setoriais	27				74.858	106.182	154.674
Uso do bem público	28				23.723	21.953	20.184
Provisões	29	9.010	6.429	5.108	21.021	53.548	155.236
Outras contas a pagar	15	4.485	4.731	5.390	63.503	133.945	114.008
		662.914	167.243	145.452	2.719.538	2.512.874	2.085.913
Passivos não circulantes mantidos para venda	13				1.878.499		
		662.914	167.243	145.452	4.598.037	2.512.874	2.085.913
Não circulante							
Impostos e contribuições sociais	8	42.562	43.879	44.466	88.289	111.855	136.817
Imposto de renda e contribuição social diferidos	9	1.392	1.908	2.828	173.720	387.253	375.422
Debêntures	23	499.645	460.674		1.377.907	1.052.633	860.637
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	24				749.474	1.331.142	1.123.069
Benefícios pós-emprego	25				432.145	518.332	292.178
Partes relacionadas	10	14	768	109			
Encargos regulamentares e setoriais	27				12.871	17.071	7.035
Uso do bem público	28				253.945	251.207	239.150
Provisões	29	33.887	31.569	25.250	173.701	180.428	180.660
Provisão para passivo a descoberto	16	287	27.781	25.482	9	1.455	1.587
Reserva para reversão e amortização					17.248	17.248	17.248
Outras contas a pagar	15	683	449	264	10.975	15.562	38.496
		578.470	567.028	98.399	3.290.284	3.884.186	3.272.299
Patrimônio Líquido							
Capital social	30.1	3.182.716	3.182.716	3.182.716	3.182.716	3.182.716	3.182.716
Reservas de capital	30.3	142.932	144.540	95.598	142.932	144.540	95.598
Reservas de lucros	30.3	1.500.066	1.479.629	1.507.656	1.500.066	1.479.629	1.507.656
Outros resultados abrangentes	30.3.2	(245.883)	(336.928)	(174.342)	(245.883)	(336.928)	(174.342)
Ações em tesouraria		(6.614)	(6.614)	(6.614)	(6.614)	(6.614)	(6.614)
Prejuízos acumulados			(17.659)	(19.478)		(17.659)	(19.478)
Patrimônio líquido atribuído aos controladores		4.573.217	4.445.684	4.585.536	4.573.217	4.445.684	4.585.536
Participações de não controladores	30.4				1.679.956	1.886.702	1.942.457
Total do patrimônio líquido		4.573.217	4.445.684	4.585.536	6.253.173	6.332.386	6.527.993
Total do passivo e patrimônio líquido		5.814.601	5.179.955	4.829.387	14.141.494	12.729.446	11.886.205

Total do ativo

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 e 2012

(Em milhares de reais)

	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros	Ações em tesouraria	Outros resultados abrangentes	Prejuízos acumulados	Total Controladora	Não controladores	Total Consolidado
Saldos em 31 de dezembro de 2011	3.182.716	95.598	1.379.109	(6.614)	(45.795)	-	4.605.014	1.942.624	6.547.638
Ajuste de exercícios anteriores			128.547		(128.547)	(19.478)	(19.478)	(165)	(19.643)
Saldos em 1º de janeiro de 2012 (Reclassificado)	3.182.716	95.598	1.507.656	(6.614)	(174.342)	(19.478)	4.585.536	1.942.459	6.527.995
Reservas de capital		48.942					48.942	(48.942)	-
Dividendo adicional aprovado - AGO 10/04/2012			(239.249)				(239.249)		(239.249)
Lucro líquido do exercício						343.463	343.463	191.900	535.363
Destinação do lucro									
Constituição de reserva legal			17.082			(17.082)	-		-
Dividendos intermediários (JSCP)						(130.422)	(130.422)	(198.689)	(329.111)
Dividendo adicional proposto			194.140			(194.140)	-		-
Outros resultados abrangentes									
Ativos financeiros disponíveis para venda					(2.707)		(2.707)		(2.707)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes de subsidiárias					(160.799)		(160.799)	(26)	(160.825)
Imposto de renda e contribuição social diferidos					920		920		920
Saldos em 31 de dezembro de 2012	3.182.716	144.540	1.479.629	(6.614)	(336.928)	(17.659)	4.445.684	1.886.702	6.332.386
Saldos em 31 de dezembro de 2012	3.182.716	144.540	1.194.422	(6.614)	(51.721)	-	4.463.343	1.886.860	6.350.203
Ajuste de exercícios anteriores			285.207		(285.207)	(17.659)	(17.659)	(158)	(17.817)
Saldos em 31 de dezembro de 2012 (Reclassificado)	3.182.716	144.540	1.479.629	(6.614)	(336.928)	(17.659)	4.445.684	1.886.702	6.332.386
Transação de Capital (Nota 16.2)			(8.417)				(8.417)	1.418	(6.999)
Ajuste de Avaliação Patrimonial		(1.608)					(1.608)	1.608	-
Dividendo adicional aprovado - AGO 10/04/2013			(194.140)				(194.140)		(194.140)
Distribuição de Reserva de Lucros - AGO de 10/04/2013			(45.686)				(45.686)		(45.686)
Lucro líquido do exercício						375.768	375.768	178.322	554.090
Destinação do lucro									
Constituição de reserva legal			17.905			(17.905)	-		-
Dividendos intermediários (JSCP)						(29.190)	(29.190)	(388.110)	(417.300)
Dividendo adicional aprovado						(60.239)	(60.239)		(60.239)
Dividendo adicional proposto			250.775			(250.775)	-		-
Outros resultados abrangentes									
Ativos financeiros disponíveis para venda					(1.519)		(1.519)		(1.519)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes de subsidiárias					92.047		92.047	16	92.063
Imposto de renda e contribuição social diferidos					517		517		517
Saldos em 31 de dezembro de 2013	3.182.716	142.932	1.500.066	(6.614)	(2				

DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS**EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO**

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2013	2012	2013	2012
			Reclas-sificado		Reclas-sificado
Receitas	32	992	1.777	7.096.492	6.454.488
Custo da produção e do serviço de energia elétrica					
Custo do serviço de energia elétrica					
Energia elétrica comprada para revenda				(3.799.926)	(3.436.051)
Encargos de uso da rede elétrica				(309.583)	(607.639)
		-	-	(4.109.509)	(4.043.690)
Custo de operação	33				
Pessoal				(217.017)	(188.820)
Materiais e serviços de terceiros				(220.571)	(230.179)
Depreciações e amortizações				(337.919)	(271.152)
Outros custos de operação				(30.498)	(7.044)
		-	-	(806.005)	(697.195)
		-	-	(4.915.514)	(4.740.885)
Custo do serviço prestado a terceiros				(332.221)	(243.492)
Lucro bruto		992	1.777	1.848.757	1.470.111
Despesas e Receitas operacionais	33				
Despesas com vendas			(484)	(52.438)	(11.827)
Despesas gerais e administrativas		(102.102)	(49.523)	(444.552)	(291.360)
Depreciações e amortizações		(6.563)	(6.209)	(64.683)	(66.415)
Outras despesas e receitas operacionais		(1.887)	(16.443)	(33.989)	(17.513)
		(110.552)	(72.659)	(595.662)	(387.115)
Resultado antes do Resultado financeiro, tributos e participações societárias		(109.560)	(70.882)	1.253.095	1.082.996
Resultado das participações societárias	16	557.474	438.324	(140.427)	(106.724)
Receitas financeiras	34	37.541	27.085	182.135	195.828
Despesas financeiras	34	(109.698)	(49.821)	(481.194)	(393.242)
Resultado financeiro		(72.157)	(22.736)	(299.059)	(197.414)
Resultado antes dos tributos sobre o lucro		375.757	344.706	813.609	778.858
Imposto de renda e contribuição social correntes		(1.995)	(1.243)	(253.993)	(146.327)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		2.006		(5.526)	(97.168)
	35	11	(1.243)	(259.519)	(243.495)
Resultado líquido do exercício		375.768	343.463	554.090	535.363
Atribuível aos acionistas controladores				375.768	343.463
Atribuível aos acionistas não controladores				178.322	191.900
Resultado por ação atribuível aos acionistas					
Resultado básico por ação (Reais/Ação)					
ON		0,79013	0,72221	0,79013	0,72221
Resultado diluído por ação (Reais/Ação)					
ON		0,79013	0,72221	0,79013	0,72221

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO**EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO**

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2013	2012	2013	2012
		Reclas-sificado		Reclas-sificado
Geração do valor adicionado	5.856	27.874	10.496.510	10.123.668
Receita operacional	1.168	1.961	9.332.253	9.292.317
Provisão para créditos de liquidação duvidosa e perdas líquidas			(52.437)	(9.640)
Créditos fiscais diferidos				
Receita relativa à construção de ativos próprios	16.145	3.247	754.972	426.245
Receita de Construção			325.725	235.736
Outras receitas	(11.457)	22.666	135.997	179.010
(-) Insumos adquiridos de terceiros	(69.147)	(51.439)	(6.221.430)	(5.640.910)
Custos da energia comprada			(4.176.839)	(3.749.015)
Encargos de uso da rede elétrica			(307.850)	(666.582)
Encargos de uso da rede elétrica e encargos de serviços de sistema			(32.661)	
Materiais	(11.744)	(4.813)	(369.134)	(88.557)
Serviços de terceiros	(50.050)	(29.582)	(765.725)	(699.570)
Custo com construção da infraestrutura			(325.725)	(235.736)
Outros custos operacionais	(7.353)	(17.044)	(243.496)	(201.450)
Valor adicionado bruto	(63.291)	(23.565)	4.275.080	4.482.758
Retenções				
Depreciações e amortizações	(6.563)	(6.209)	(410.624)	(349.015)
Valor adicionado líquido produzido	(69.854)	(29.774)	3.864.456	4.133.743
Valor adicionado recebido em transferência				
Receitas financeiras	37.541	27.085	199.783	209.137
Resultado da equivalência patrimonial	557.474	438.324	(140.427)	(106.724)
Valor adicionado total a distribuir	525.161	435.635	3.923.812	4.236.156
Distribuição do valor adicionado				
Pessoal				
Remuneração direta	18.370	24.959	239.162	199.670
Benefícios	3.982	3.648	71.368	59.846
FGTS	1.886	2.058	22.261	23.911
Impostos, taxas e contribuições				
Federais	21.667	25.784	959.277	1.377.668
Estaduais	639	566	1.522.561	1.587.106
Municipais	839	492	7.210	6.075
Remuneração de capitais de terceiros				
Juros	92.695	30.711	526.472	415.080
Aluguéis	9.315	3.954	21.411	31.437
Remuneração de capital próprio				
Juros sobre capital próprio	29.190	130.422	29.190	130.422
Participações dos não controladores			160.983	174.116
Dividendos	60.239		60.239	
Partes beneficiárias			17.339	17.784
	238.822	222.594	3.637.473	4.023.115
Lucros retidos	286.339	213.041	286.339	213.041
	525.161	435.635	3.923.812	4.236.156

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA**EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO**

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2013	2012	2013	2012
		Reclas-sificado		Reclas-sificado
Fluxo de caixa das atividades operacionais				
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	375.757	344.706	813.609	778.858
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais				
Provisão para créditos de liquidação duvidosa e perdas líquidas			52.438	9.640
Valor justo do ativo financeiro indenizável			(14.193)	(102.439)
Depreciações e amortizações	6.561	6.213	404.764	339.733
Valor residual do ativo imobilizado e intangível baixados	976	46	24.467	8.158
Ganhos e perdas na alienação de bens e direitos			(48.763)	(2.867)
Despesas pagas antecipadamente			781	1.158
Fornecedores atualização monetária - Energia livre			5.231	5.006
Encargos de dívidas e variações monetárias sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	74.989	10.302	290.225	211.789
Uso do bem público - atualização monetária e AVP			31.144	32.028
Provisão para plano de benefícios pós-emprego			57.868	27.721
Provisões e atualizações monetárias cíveis, fiscais e trabalhistas	12.161	7.640	77.154	55.658
Provisões para licenças ambientais - atualização monetária e AVP			556	1.638
Ajuste a valor presente	(6.712)	(4.425)	7.047	2.962
Participações societárias	(557.474)	(438.324)	140.427	106.724
Provisão para perdas com investimentos	6.726	(20.978)	(12.567)	(24.438)
Encargos regulamentares e setoriais - provisão e atualização monetária			56.461	53.251
Cauções e depósitos vinculados a litígios atualização monetária			(7.347)	(13.713)
Impostos e contribuições sociais - atualização monetária			1.888	6.299
Atualização (reversão) monetária contraprestação contingente			(4.222)	2.938
Outros			17.014	7.537
	(87.016)	(94.820)	1.893.982	1.507.641
(Aumento) diminuição de ativos operacionais				
Consumidores e concessionárias			43.328	(298.851)
Impostos e contribuições sociais compensáveis	(18.397)	(9.331)	27.097	(45.271)
Estoques			3.899	(7.639)
Cauções e depósitos vinculados	1.499	(3.234)	23.914	(7.786)
Despesas pagas antecipadamente	(7)	135	(1.720)	2.388
Rendas a receber			1.392	(1.325)
Caixa e equivalentes de caixa - Investimento mantido para venda			(502.840)	
Outros ativos operacionais	226	(2.603)	(35.366)	(47.909)
	(16.679)	(15.033)	(440.296)	(406.393)
Aumento (diminuição) de passivos operacionais				
Fornecedores	4.240	1.451	(58.609)	284.867
Outros tributos e contribuições sociais	26.040	14.617	(77.186)	31.359
Benefícios pós-emprego			(32.451)	(33.529)
Obrigações estimadas com pessoal	(385)	2.957	2.329	7.749
Encargos regulamentares e setoriais			(91.984)	(47.974)
Provisões	(7.262)		(83.913)	(62.712)
Devolução ao consumidor - PIS e COFINS COSIT 27				(74)
Uso do bem público			(11.364)	(19.258)
Outros passivos operacionais	32	(469)	(20.232)	(123)
	22.665	18.556	(373.410)	160.305
Caixa proveniente das atividades de operacionais	(81.030)	(91.297)	1.080.276	1.261.553
Imposto de renda e contribuição social pagos			(230.385)	(151.492)
Caixa líquido proveniente das atividades de operacionais	(81.030)	(91.297)	849.891	1.110.061
Fluxo de caixa das atividades de investimento				
Alienação (adição) de investimento	(7.017)	61.430	(6.463)	53.307
Dividendos recebidos	381.168	521.330		
Titulos recebidos	6.240	2.861		
Adições ao imobilizado, intangível e ativo financeiro indenizável	(16.145)	(3.247)	(1.044.894)	(663.006)
Alienação de bens e direitos	-	-	64.551	31.897
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	364.246	582.374	(986.806)	(577.802)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento				
Partes relacionadas	(47.144)	(74.731)	(43.213)	(130.962)
Cauções e depósitos vinculados			4.940	4
Adiantamento para futuro aumento de capital	(465.234)	(644.638)	(98.600)	(417.975)
Aumento (redução) de capital	251.449		(198.619)	
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(352.105)	(352.346)	(548.538)	(527.962)
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	716.170	449.470	3.021.373	1.299.492
Amortização do principal de empréstimos, financiamentos e debêntures	(218.000)		(1.427.883)	(728.007)
Encargos de dívidas líquido de derivativos	(23.295)		(213.597)	(193.462)
Contraprestação contingente			(6.177)	(96.010)
Caixa líquido proveniente das (aplicado nas) atividades de financiamentos	(138.159)	(622.245)	489.686	(794.882)
Aumento (Redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	145.057	(131.168)	352.771	(262.623)
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	244.111	99.054	924.146	571.375
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	99.054	230.222	571.375	833.998
	145.057	(131.168)	352.771	(262.623)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES**EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO**

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2013	2012	2013	2012
		Reclas-sificado		Reclas-sificado
Resultado líquido do exercício	375.768	343.463	554.090	535.363
Outros Resultados Abrangentes				
Ganhos e perdas atuariais - Benefícios pós-emprego	80.668	(156.661)	80.668	(156.661)
Ativos financeiros disponíveis para venda	(1.519)	(2.707)	(1.519)	(2.707)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes de subsidiárias			16	(26)
Hedge de fluxos de caixa consolidado	11.379	(4.138)	11.379	(4.138)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	517	920	517	920
Resultado Abrangente do exercício	466.813	180.877	645.151	372.751
Atribuível aos acionistas controladores			466.813	180.877
Atribuível aos acionistas não controladores			178.338	191.874

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

1 Contexto operacional

EDP - Energias do Brasil S.A. (Companhia ou EDP - Energias do Brasil ou Controladora), sociedade anônima de capital aberto, constituída em 24 de julho de 2000, com sede no município de São Paulo, tem como objeto social participar em outras sociedades, como acionista ou quotista, bem como prestar serviços em negócios e empreendimentos do setor energético, no Brasil ou no exterior, gerir ativos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, em suas diversas formas e modalidades; e estudar, planejar, desenvolver e implantar projetos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, em suas diversas formas e modalidades.

A Companhia possui as seguintes participações nas controladas, empreendimentos controlados em conjunto e coligadas:

Empresas	Classificação	Consolidação	% Participação				
			31/12/2013		31/12/2012		
			Direta	Indireta	Direta	Indireta	
Distribuição							
Bandeirante Energia S.A. (EDP Bandeirante)	Controlada	integral	100,00		100,00		
Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (EDP Escelsa)	Controlada	integral	100,00		100,00		
Geração							
Energest S.A. (Energest)	Controlada	integral	100,00		100,00		
Costa Rica Energética Ltda. (Costa Rica)	Controlada	integral		51,00		51,00	
Pantanal Energética Ltda. (Pantanal)	Controlada	integral		100,00		100,00	
Santa Fé Energia S.A. (Santa Fé)	Controlada	integral		100,00		100,00	
Lajeado Energia S.A. (Lajeado)	Controlada	integral	55,86		55,86		
Companhia Energética do Jari - (CEJA)	Controlada	integral	100,00		100,00		
ECE Participações S.A. (ECE Participações)	Controlada	integral		100,00		100,00	
Investco S.A. (Investco)	Controlada	integral		40,78		40,78	
Enerpeixe S.A. (Enerpeixe)	Controlada	integral	60,00		60,00		
Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A. (Cachoeira Caldeirão)	Controlada	integral	100,00				
Terra Verde Bioenergia Participações S.A. (Terra Verde)	Controlada	integral	100,00		92,00		
Porto do Pecém Geração de Energia S.A. (Porto do Pecém)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial	50,00		50,00		
Porto do Pecém Transportadora de Minérios S.A. (Pecém TM)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial	50,00		50,00		
Pecém Operação e Manutenção de Unidades de Geração Elétrica S.A. (Pecém OM)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial	50,00		50,00		
EDP Renováveis Brasil S.A. (EDP Renováveis)	Coligada	por equivalência patrimonial	45,00		45,00		
Central Nacional de Energia Eólica S.A. (Cenaeel)	Coligada	por equivalência patrimonial pela EDP Renováveis		45,00	45,00		
Elebrás Projetos S.A. (Elebrás)	Coligada	por equivalência patrimonial pela EDP Renováveis		45,00	45,00		
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A. (Feijão I)	Coligada	por equivalência patrimonial pela EDP Renováveis		45,00	45,00		
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A. (Feijão II)	Coligada	por equivalência patrimonial pela EDP Renováveis		45,00	45,00		
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A. (Feijão III)	Coligada	por equivalência patrimonial pela EDP Renováveis		45,00	45,00		
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A. (Feijão IV)	Coligada	por equivalência patrimonial pela EDP Renováveis		45,00	45,00		
Central Eólica Aventura S.A. (Aventura)	Coligada	por equivalência patrimonial pela EDP Renováveis		45,00	45,00		
Comercialização							
EDP - Comercialização e Serviços de Energia S.A. (EDP Comercializadora)	Controlada	integral	100,00		100,00		
Outras							
Enercouth S.A. (Enercouth)	Controlada	integral	100,00		100,00		
EDP GRID Gestão de Redes Inteligentes de Distribuição S.A. (EDP GRID)	Controlada	integral	100,00		100,00		
Resende Engenharia e Assessoria Ltda (Resende)	Controlada	integral	100,00		100,00		
Mabe Construções e Administração de Projetos Ltda (Mabe)	Coligada	por equivalência patrimonial	50,00				
Comercializadora de equipamentos y materiais Mabe Ltda (Mabe Chile)	Coligada	por equivalência patrimonial pela Mabe Construções		50,00			

1.1 Concessões

A Companhia possui o direito de explorar, indiretamente, as seguintes concessões/autorizações/permisões de geração e de distribuição de energia:

1.1.1 Em operação

Empresas	Usina	Modalidade	Outorga	Estado	Capacidade Instalada (MWm) (*)	Energia assegurada (MWm) (*)	Concessão/Autorização/Registro	
							Início	Término
Distribuição								
EDP Bandeirante		Serviço Público	Concessão	SP			23/10/1998	23/10/2028
EDP Escelsa		Serviço Público	Concessão	ES			17/07/1995	17/07/2025
Geração								
Energest	UHE's Mascarenhas e Suíça/PCH's Viçosa, São João, Alegre, Fruteiras, Jucu e Rio Bonito	Produtor Independente/Serviço Público	Concessão/Autorização	ES/MG	299,53	191,67	17/07/1995	19/05/2029
Pantanal	PCH Paraíso/UHE Assis Chateaubriand	Produtor Independente	Concessão	MS	52,76	34,28	04/12/1997	23/12/2029
Santa Fé	PCH Francisco Gros	Produtor Independente	Autorização	ES	29,00	16,40	13/11/2001	13/11/2031
Costa Rica	PCH Costa Rica	Produtor Independente	Autorização	MS	16,00	11,06	05/11/2001	05/11/2031
Enerpeixe	UHE Peixe Angical	Produtor Independente	Concessão	TO	498,75	280,50	07/11/2001	07/11/2036
Investco	UHE Luiz Eduardo Magalhães	Produtor Independente	Concessão	TO	902,50	526,60	15/01/1998	15/01/2033
Porto do Pecém	UTE Porto do Pecém I	Produtor Independente	Autorização	CE	180,07	157,75	01/07/2008	01/07/2043
Cenaeel	UEE's Horizonte e Água Doce	Produtor Independente	Registro	SC	4,80	1,00	12/08/2002	11/12/2032
Elebrás	UEE Elebrás Cidreira I	Produtor Independente	Autorização	RS	70,00	24,14	05/09/2002	05/09/2032

(*) Não auditado pelos auditores independentes.

1.1.2 Em fase de construção

Empresas	Usina	Modalidade	Outorga	Estado	Capacidade Instalada (MWm) (*)	Energia assegurada (MWm) (*)	Concessão/Autorização/Registro	
							Início	Término
Geração								
ECE Participações	UHE Santo Antônio do Jari	Produtor Independente	Concessão	PA/AP	373,40	217,70	21/12/1987	31/12/2044
Cachoeira Caldeirão	UHE Cachoeira Caldeirão	Produtor Independente	Concessão	AP	219,00	129,70	29/05/2013	29/05/2048
Baixa do Feijão I	UEE Baixa do Feijão I	Produtor Independente	Autorização	RN	30,00	14,80	14/08/2012	14/08/2047
Baixa do Feijão II	UEE Baixa do Feijão II	Produtor Independente	Autorização	RN	30,00	14,40	14/08/2012	14/08/2047
Baixa do Feijão III	UEE Baixa do Feijão II	Produtor Independente	Autorização	RN	30,00	14,30	14/08/2012	14/08/2047
Baixa do Feijão IV	UEE Baixa do Feijão IV	Produtor Independente	Autorização	RN	30,00	13,70	14/08/2012	14/08/2047
Central Eólica Aventura	UEE Aroeira	Produtor Independente	Autorização	RN	30,00	11,3 (**)		35 anos a partir da publicação da Autorização
Central Eólica Aventura	UEE Jericó	Produtor Independente	Autorização	RN	30,00	11,9 (**)		35 anos a partir da publicação da Autorização
Central Eólica Aventura	UEE Umbuzeiros	Produtor Independente	Autorização	RN	30,00	12,4 (**)		35 anos a partir da publicação da Autorização
EDP Renováveis do Brasil S.A.	UEE Aventura I	Produtor Independente	Autorização	RN	26,00	10,5 (**)		35 anos a partir da publicação da Autorização

(*) Não auditado pelos auditores independentes.

(**) Refere-se a Energia assegurada inicial e está sujeita a alterações após a publicação da Autorização.

1.1.3 Características das concessões, autorizações e registros

Distribuição
Contratos de Concessão das controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa
 As principais obrigações estipuladas nos contratos 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 EDP Bandeirante e EDP Escelsa.

A EDP Bandeirante e EDP Escelsa têm por obrigação: 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.

Geração
 Nos contratos de Geração na exploração das usinas hidrelétricas, as concessionárias têm ampla liberdade na direção de seus negócios, incluindo medidas relativas a investimentos, pessoal, material e tecnologia, observadas as prescrições constantes nos contratos de concessão, da legislação específica, das normas regulamentares e das instruções e determinações do Poder Concedente e da ANEEL.

Os contratos de concessão estabelecem que o preço aplicável na comercialização da energia elétrica produzida será negociado livremente pelas concessionárias com os compradores, conforme artigo 10 da Lei nº 9.648/98, e artigos 27 e 28 da Lei nº 10.438/02, com redação dada pelas Leis nº 10.604/02 e nº 10.848/04. Os contratos de concessão também estabelecem que, extinta a concessão, operar-se-á, de pleno direito, a reversão, ao Poder Concedente, dos bens e instalações vinculados a exploração dos aproveitamentos hidrelétricos, procedendo-se os levantamentos e as avaliações, bem como a determinação do montante da indenização devida às concessionárias, observados os valores e as datas das respectivas incorporações ao sistema elétrico.

Contratos de Concessão da controlada Energest
UHEs Mascarenhas e Suíça e PCHs Alegre, Fruteiras, Jucu e Rio Bonito
 O prazo das concessões das UHEs da Controladora, poderão ser prorrogados por período de até 20 anos, nos termos do § 20 do artigo 40 da Lei nº 9.074/95, com a redação dada pelo artigo 80 da Lei nº 10.848/04, com base nos relatórios técnicos específicos preparados pela fiscalização da ANEEL, nas condições que forem estabelecidas, mediante requerimento das Concessionárias, desde que a exploração das usinas hidrelétricas estejam nas condições estabelecidas nos respectivos contratos de concessão, na legislação do setor e atenda aos interesses dos consumidores.

Por meio das Resoluções Autorizativas ANEEL nº 4.020/13 e 3.926/13, a UHE Suíça e as PCHs Alegre, Fruteiras, Jucu e Rio Bonito tiveram seu regime de exploração alterados de "Serviço Público" para "Produtor Independente". Em 31 de dezembro de 2013 os contratos de concessão ainda não estavam alterados para a modalidade de "Produtor independente", os mesmos encontram-se com a ANEEL para alteração e assinatura.

Contrato de Concessão da controlada Pantanal
UHE Assis Chateaubriand
 O contrato de concessão estabelece que a critério exclusivo do Poder Concedente, e para assegurar a continuidade e qualidade da energia produzida, o prazo da concessão poderá ser prorrogado, no máximo por igual período, mediante requerimento da concessionária.

Por meio do Despacho ANEEL nº 896/13 a UHE teve seu regime de exploração alterado de "Serviço Público" para "Produtor Independente" e em dezembro de 2013 o contrato de concessão foi alterado.

Contrato de Concessão da controlada indireta Investco e controlada direta Lajeado
 A Investco e a Lajeado detêm parte do Contrato de Concessão de exploração dos ativos da UHE Lajeado pelo prazo de 35 anos, contados a partir da data de sua publicação no Diário Oficial ocorrida em 15 de janeiro de 1998 com vigência até 15 de janeiro de 2033, podendo ser prorrogado nas condições que forem estabelecidas, mediante requerimento das concessionárias. A referida usina encontra-se em operação com cinco turbinas, cada uma com potência de 180,5 MW, representando uma potência total instalada de 902,5 MW e assegurada de 823,3 MW.

A Investco é titular exclusiva dos ativos que compõem a UHE Lajeado, mas não é titular exclusiva do Contrato de Concessão. A concessão da UHE Lajeado é compartilhada entre CEB Lajeado S.A., titular de 19,80%, Lajeado Energia S.A., titular de 72,27%, Paulista Lajeado Energia S.A., titular de 6,93% e a Investco, titular de 1%. Portanto, as referidas empresas, em conjunto com a Investco, são as concessionárias da UHE Lajeado. Da potência e energia asseguradas, as concessionárias da UHE Lajeado deverão destinar 617,48 MW e 2.877.660 MWh/ano até o prazo final deste contrato para venda às empresas concessionárias de serviços públicos de distribuição. Caso as concessionárias não consigam entregar essa quantidade de energia, deverão ressarcir os agentes de mercado com os quais tem compromissos.

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Contrato de Concessão da controlada Enerpeixe

O prazo de duração do contrato de concessão é de 35 anos contados a partir da data de suas assinatura, ocorrida em 7 de novembro de 2001. O prazo da concessão poderá ser prorrogado com base nos relatórios técnicos específicos preparados pela fiscalização da ANEEL, nas condições que forem estabelecidas, a critério da ANEEL, mediante requerimento das concessionárias, desde que a exploração do aproveitamento hidrelétrico esteja nas condições estabelecidas no contrato, na legislação do setor e atenda os interesses dos consumidores. O requerimento de prorrogação deverá ser apresentado até 36 meses antes do término do prazo do contrato, acompanhado dos comprovantes de regularidade e adimplemento das obrigações fiscais previdenciárias e dos compromissos e encargos assumidos com os órgãos da Administração Pública referente a exploração de energia elétrica.

No caso da energia gerada ser inferior a energia assegurada e potência contratada e/ou utilizadas a Enerpeixe terá que ressarcir os demais agentes, que operem na modalidade integrada, pela parcela de energia e potência que contemplem os valores contratados e/ou utilizados de acordo com a legislação, critérios e regras do GCOI (Grupo de Controle, Otimização e Inteligência Computacional Aplicados a Sistemas de Energia Elétrica) em vigor, mediante tarifas definidas pela ANEEL. A qualquer tempo, para atender o interesse público e na forma da legislação em vigor, o Poder Concedente poderá promover a encampação mediante indenização prévia dos bens ainda não depreciados que tenham sido realizados pelas concessionárias. A determinação do valor da indenização será realizada por auditoria do Poder Concedente. Caso ocorra a declaração de caducidade da concessão, o Poder Concedente indenizará os investimentos realizados pelas concessionárias durante a vigência do contrato ainda não amortizados ou depreciados, desde que tenham sido aprovados, deduzidos os valores das penalidades e dos danos porventura decorrentes do fato motivador da caducidade.

Autorizações da controlada direta Energest (PCHs Viçosa e São João) e das controladas indiretas Costa Rica (PCH Costa Rica), Pantanal (PCH Paraíso) e Santa Fé (PCH Francisco Gros)

O prazo das autorizações das PCHs vigorará pelo prazo de 30 anos podendo ser prorrogado a critério da ANEEL, nos termos do artigo 7º da Resolução 110/99 e 111/99.

A energia elétrica produzida pelas Autorizadas destina-se à comercialização na modalidade de produção independente de energia elétrica, em conformidade com as condições estabelecidas nos artigos 12, 15 e 16 da Lei nº 9.074/95, regulamentada pelo Decreto nº 2.003/96.

Ao final do prazo desta Autorização, não havendo prorrogação, os bens e instalações vinculados à produção de energia elétrica passarão a integrar o patrimônio da União mediante indenização dos investimentos realizados, desde que previamente autorizados, e ainda não amortizados, apurada por auditoria da ANEEL.

2 Base de preparação e práticas contábeis**2.1 Base de preparação****2.1.1 Declaração de conformidade**

As demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas e estão sendo apresentadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPCs e conforme as normas internacionais de relatório financeiro *International Financial Reporting Standards* - IFRS, emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB.

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado - DVA, individual e consolidada, 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.

As demonstrações financeiras da Controladora foram 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 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 legislação específica emanada pela ANEEL, quando esta não for conflitante com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com práticas contábeis internacionais.

As demonstrações financeiras individuais apresentam a avaliação dos investimentos em controladas, em empreendimentos controlados em conjunto e coligadas pelo método da equivalência patrimonial, de acordo com a legislação brasileira vigente. Desta forma, essas demonstrações financeiras individuais não são consideradas como estando integralmente consistentes com as IFRS, que prevêm a avaliação desses investimentos nas demonstrações financeiras separadas da Controladora pelo seu valor justo ou pelo custo. Como não existe diferença entre o patrimônio líquido consolidado e o resultado consolidado atribuíveis aos acionistas da Controladora, constantes nas demonstrações financeiras consolidadas preparadas de acordo com as IFRS e as práticas contábeis adotadas no Brasil, e o patrimônio líquido e resultado da Controladora, constantes nas demonstrações financeiras individuais preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia optou por apresentar essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas em um único conjunto, lado a lado.

A Administração da Companhia autorizou a conclusão da elaboração das demonstrações financeiras em 26 de fevereiro de 2014.

As controladas diretas e indiretas são consolidadas desde a data de aquisição, que corresponde à data na qual a Companhia obteve o controle, e continuarão sendo consolidadas até a data que cessará tal controle.

2.1.2 Base de mensuração

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram elaboradas considerando o custo histórico como base de valor e ativos financeiros disponíveis para venda e ativos e passivos financeiros (inclusive instrumentos derivativos) mensurados ao valor justo.

2.1.3 Moeda funcional e moeda de apresentação

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

2.2 Resumo das principais práticas contábeis

As práticas contábeis descritas em detalhes abaixo têm sido aplicadas de maneira consistente pela Companhia e suas controladas, controladas em conjunto e coligadas para os exercícios apresentados nessas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

a) Caixa e equivalentes de caixa (Nota 5)

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários, e os investimentos de curto prazo com liquidez imediata, que são prontamente conversíveis 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.

b) Contas a receber**• Consumidores e concessionárias (Nota 6)**

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, que incluem:

- (i) Os valores faturados a consumidores finais, concessionárias revendedoras e empresas comercializadoras, bem como a receita referente à energia consumida e não faturada; e
- (ii) Os valores a receber relativos à energia comercializada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (Nota 6.2).

O cálculo do valor presente é efetuado para parâmetros de débitos de consumidores, com base nas taxas de remuneração de capital, regulamentada pela ANEEL e 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 contra o resultado do exercício (Nota 34);

Na Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD, os valores foram apropriados conforme Instrução Contábil 6.3.2, do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, que define como regra os seguintes prazos de provisionamento para créditos vencidos: residencial há mais de 90 dias; comercial há mais de 180 dias; e demais classes há mais de 360 dias.

Adicionalmente, é efetuada uma análise criteriosa do saldo de consumidores e concessionárias e o valor constituído é considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos.

• Ativo financeiro indenizável (Nota 18)

A EDP Bandeirante e a EDP Escelsa reconhecem um crédito a receber do Poder Concedente devido ao direito incondicional de receber caixa ao final da concessão, conforme previsto em contrato, a título de indenização pelos serviços de construção efetuados e não recebidos por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. Estes ativos financeiros estão registrados de forma a refletir a melhor estimativa do Valor Novo de Reposição - VNR, conforme critérios estabelecidos em regulamento do Poder Concedente e com base em uma metodologia ajustada e atualizada pelo IGP-M sobre o valor dos ativos em serviço pertencentes à concessão e que serão reversíveis no final da concessão.

c) Estoques (Nota 11)

Os materiais utilizados na construção da infraestrutura da concessão e na operação e manutenção da prestação dos serviços são demonstrados ao custo ou ao valor líquido de realização, dos dois o menor. O método de avaliação dos estoques é a média ponderada móvel.

d) Investimentos (Nota 16)

Nas demonstrações financeiras da Controladora os investimentos em controladas, controladas em conjunto e coligadas com participação no capital votante superior a 20% ou com influência significativa e, em demais sociedades que fazem parte de um mesmo Grupo EDP - Energias do Brasil ou que estejam sob controle comum, são avaliadas por equivalência patrimonial.

• Controladas

Controladas são todas as entidades (incluindo as entidades de propósito específico) nas quais a Companhia tem o poder de determinar as políticas financeiras e operacionais, geralmente acompanhada de uma participação de mais do que metade dos direitos de voto (capital votante). A existência e o efeito de possíveis direitos a voto prontamente praticáveis ou conversíveis são considerados quando se avalia se a Companhia controla outra entidade. As controladas são totalmente consolidadas a partir da data em que o controle é transferido para a Companhia. A consolidação é interrompida a partir da data em que a Companhia deixa de ter o controle.

• Coligadas e Controladas em Conjunto

Coligadas são todas as entidades sobre as quais a Companhia tem influência significativa, mas não o controle, geralmente por meio de uma participação societária de 20% a 50% dos direitos de voto.

Controladas em conjunto são todas as entidades sobre as quais o Grupo tem controle compartilhado com uma ou mais partes. Os investimentos em acordos em conjunto são classificados como empreendimentos controlados em conjunto (*joint ventures*) dependendo dos direitos e das obrigações contratuais de cada investidor.

Os investimentos em coligadas e *joint ventures* são contabilizados pelo método de equivalência patrimonial e são, inicialmente, reconhecidos pelo seu valor de custo. O investimento do Grupo EDP - Energias do Brasil em coligadas e *joint ventures* inclui o ágio identificado na aquisição, líquido de qualquer perda por *impairment* acumulada. A participação da Companhia nos lucros ou prejuízos de suas coligadas e *joint ventures* é reconhecida na demonstração do resultado e a participação nas mutações das reservas é reconhecida diretamente contra o Patrimônio líquido da Companhia. Quando a participação da Companhia nas perdas de uma coligada ou *joint venture* for igual ou superior ao valor contábil do investimento, incluindo quaisquer outros recebíveis, a Companhia não reconhece perdas adicionais, a menos que tenha incorrido em obrigações ou efetuado pagamentos em nome da coligada ou controlada em conjunto.

Os ganhos não realizados das operações entre o Grupo EDP - Energias do Brasil e suas coligadas e *joint ventures* são eliminados na proporção da participação do Grupo EDP - Energias do Brasil. As perdas não realizadas também são eliminadas, a menos que a operação forneça evidências de uma perda (*impairment*) do ativo transferido. As políticas contábeis das coligadas são alteradas, quando necessário, para assegurar consistência com as políticas adotadas pelo Grupo EDP - Energias do Brasil.

• Direito de concessão

Conforme o ICPC 09 os Direitos de concessão são classificados como investimentos líquidos dos impostos diferidos, na controladora.

e) Propriedades para investimentos (Nota 19)

Os investimentos em terrenos e imóveis, que não fazem parte da atividade operacional da Companhia e suas controladas e pelos quais se auferir renda, são avaliados ao custo de aquisição, líquidos de provisão para perdas, quando aplicável.

f) Ativos de infraestrutura geridos por conta do Poder Concedente (Notas 18 e 21)

Os ativos de infraestrutura geridos por conta do Poder Concedente estão apresentados nos grupos de Ativo financeiro indenizável, Imobilizado e Intangível, 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 geração e distribuição, inclusive comercialização, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador.

A Resolução ANEEL nº 20/99, regulamenta a desvinculação de bens 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.

g) Imobilizado (Nota 20)

São registrados em Imobilizado todos os ativos tangíveis das geradoras e apenas os ativos tangíveis não vinculados à infraestrutura da concessão das distribuidoras. São contabilizados pelo: i) custos de aquisição, acrescidos de impostos não recuperáveis sobre a compra; ii) quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo no local e condição necessárias para o funcionamento; iii) os encargos financeiros relativos aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados no imobilizado em curso; iv) nas geradoras térmicas e eólicas, pela estimativa inicial dos custos de desmontagem e remoção do item e de restauração do local no qual este está localizado; e v) deduzidos da depreciação acumulada e perdas na redução ao valor recuperável.

A base para o cálculo da depreciação é o valor depreciável (custo menos valor residual) do ativo. A depreciação é reconhecida no resultado baseando-se no método linear de acordo com a vida útil estimada de cada parte de um item do imobilizado, já que esse método é o que melhor reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo. As taxas de depreciação para os ativos de usinas hidrelétricas estão de acordo com a Resolução Normativa nº 474/12, emitida pela ANEEL, onde novas taxas anuais de depreciação para os ativos em serviço foram estabelecidas, a partir de 1º de Janeiro de 2012, alterando as tabelas I e XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa nº 367/09. As taxas de depreciação refletem a vida útil dos ativos e são as utilizadas pela Companhia e suas controladas para a depreciação dos seus ativos imobilizados.

O valor residual é o saldo remanescente do ativo ao final da concessão, pois, conforme estabelecido em contrato assinado entre as controladas e a União, ao final da concessão os ativos serão revertidos para a União que, por sua vez, indenizará as controladas pelo ativos ainda não totalmente depreciados. Nos casos em que não há indenização no final da concessão/autorização de geração térmica e eólica, não é reconhecido qualquer valor residual e são ajustadas as taxas de depreciação para que todos os ativos sejam depreciados dentro da concessão/autorização. No caso das usinas hidrelétricas em regime de produção independente, a Companhia, entende que existe o direito à indenização, caso esteja previsto no contrato de concessão, do valor residual dos bens vinculados e reversíveis, suportada por seus assessores legais e considerando os fatos e circunstâncias disponíveis no momento. Eventuais alterações serão acompanhadas e analisadas os seus impactos se existentes. Na data do término da concessão, para efeitos de cálculo de indenização dos bens vinculados à concessão e reversíveis à União, o valor residual dos ativos serão atualizados de acordo com critério a ser definido pela ANEEL.

Os métodos de depreciação e valores residuais são revistos a cada encerramento do exercício social e eventuais ajustes são reconhecidos como mudança de estimativas contábeis.

h) Intangível (Nota 21)

Os intangíveis compreendem:

- Direitos de concessão: são registrados como ativos intangíveis o direito da concessionária de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção do sistema de distribuição de energia elétrica e pelo uso de infraestrutura, ao seu valor de custo acrescido de encargos financeiros, quando aplicável. A amortização é registrada até o prazo remanescente da concessão;
- *Softwares*: são mensurados pelo custo total de aquisição, menos as despesas de amortização;
- Direitos de concessão - outros: são mensurados pelo custo total de aquisição, menos as despesas de amortização;
- Desenvolvimento de projetos: são reconhecidos como ativos a partir da fase de desenvolvimento desde que cumpram com os requisitos definidos no CPC 04 (R1);
- Faixas de servidão permanente: estão registradas pelo custo de aquisição e não são amortizadas;
- Direito de concessão - Uso do bem público - UBP: refere-se ao direito de exploração do aproveitamento hidrelétrico e sistema de transmissão associado das UHE's das controladas Investco, Enerpeixe e Pantanal. O registro desta obrigação ocorre na data da Licença de Instalação - LI para os empreendimentos em construção e, na data da assinatura do contrato, para os empreendimentos em operação que tiveram a sua modalidade alterada para concessão onerosa, a valor presente, e a contrapartida a conta de ativo intangível. Para os empreendimentos em construção, os valores são capitalizados pelas atualizações da obrigação trazidas a valor presente até a data de entrada em operação, onde se iniciará a amortização pelo prazo da concessão, ou outro prazo quando indicado no contrato de concessão;
- Ágio incorporado: refere-se à parcela cindida do ágio incorporado nas controladas EDP Bandeirante, EDP Escelsa e Lajeado, decorrentes da aquisição de ações das mencionadas companhias, 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 pelo prazo de concessão das companhias; e
- *Goodwill* gerado por conta de uma combinação de negócios: é o valor excedente do custo da combinação de negócios em relação à participação da empresa adquirente sobre o valor justo dos ativos e passivos da adquirida, ou seja, o excedente é a parcela paga a maior pela empresa adquirente devido à expectativa de geração de lucros futuros pela empresa adquirida. Nas aquisições em que a Companhia atribui valor justo aos não controladores, a *goodwill* inclui também o valor de qualquer participação não controladora na adquirida, e a *goodwill* é determinado considerando a participação da Companhia e dos não controladores. O *goodwill* não deve ser amortizado, mas é objeto de análise de redução ao valor recuperável. A amortização é calculada sobre o valor amortizável (valor de custo ou outro valor que substitua o custo menos seu valor residual) de um ativo e reconhecida no resultado baseando-se no método linear com relação às vidas úteis estimadas de ativos intangíveis, que não ágio, a partir da data em que estes estão disponíveis para uso, já que esse método é o que mais perto reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo. As vidas úteis de intangíveis associados a direito de concessão não superam os prazos residuais dos contratos de concessão. Intangíveis com vida útil indefinida não são amortizados, porém são avaliados anualmente para fins de imparidade, conforme nota 2.2.j abaixo.

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.

i) Licenças ambientais (Notas 21 e 29)

As licenças prévias e de instalação, obtidas na fase do planejamento e instalação do empreendimento, consecutivamente, são reconhecidas como custo da usina, mais especificamente como custo das barragens, conforme manual de contabilidade da ANEEL, e depreciadas pela vida útil dessas barragens. Já as licenças de operação, obtidas após a entrada em operação dos empreendimentos, caso os custos ambientais associados à obtenção dessas licenças sejam pagos antes da obtenção efetiva da licença, o valor desembolsado é registrado como ativo intangível - licenças de operação e amortizado pelo prazo da vigência da licença. Se a licença for obtida antes dos desembolsos, no momento inicial da vigência da licença o custo estimado desses desembolsos é constituída uma provisão e é registrado um ativo intangível - licenças de operação e amortizado pelo prazo de vigência da licença.

j) Redução ao valor recuperável**Ativo financeiro**

São avaliados ao final de cada exercício quanto a sua recuperabilidade. 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

A Administração da Companhia e suas controladas revisam anualmente o valor contábil líquido do Imobilizado, Propriedade para investimento e Intangível, para identificar se houve evidências de perdas não recuperáveis

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

ou que ocorreram eventos ou alterações nas circunstâncias que indicassem que o valor contábil pode não ser recuperável. Os valores recuperáveis foram determinados com base no valor em uso. 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.

Os ativos intangíveis com vida útil indefinida têm a recuperação do seu valor testada anualmente, independentemente de haver indicadores de perda de valor, quando aplicável.

k) Demais ativos circulante e não circulante

São demonstrados aos valores de custo ou realização, incluindo, quando aplicável, os rendimentos auferidos até a data do balanço.

l) Fornecedores (Nota 22)

Inclui, principalmente, os custos a pagar aos fornecedores de materiais, serviços, de energia elétrica e de encargos de uso da rede elétrica. Os valores estão contabilizados de acordo com o regime de competência.

m) Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures (Notas 23 e 24)

Os empréstimos, financiamentos e as debêntures 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 ou valor justo.

As operações de *swap* foram reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado do exercício.

n) Provisões (Nota 29)

Contingências (Nota 29.1)

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.

Contraprestação contingente (Nota 29.3)

Passivos contingentes adquiridos em uma combinação de negócios são inicialmente mensurados pelo valor justo na data da aquisição. No encerramento do exercício, esses passivos são atualizados pela taxa de juros efetiva e variações no valor justo.

o) Uso do bem público (Nota 28)

Corresponde aos valores estabelecidos nos contratos de concessão como contraprestação ao direito de exploração dos aproveitamentos hidrelétricos e sistemas de transmissão associados das controladas Enerpeixe, Investco e Pantanal calculados até o final dos contratos de concessão e reconhecidos a valor presente pelas taxas implícitas nos respectivos contratos (Nota 2.2 item h).

p) Demais passivos circulante e não circulante

São demonstrados pelos valores conhecidos ou exigíveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos, variações monetárias e cambiais incorridos até a data do balanço.

q) Imposto de renda e contribuição social (Notas 8, 9 e 35)

O imposto de renda e a contribuição social correntes registrados no resultado são calculados, nas controladas indiretas Costa Rica e Santa Fé conforme sistemática do lucro presumido, cujas bases de cálculo do imposto de renda e da contribuição social foram apuradas às alíquotas de 8% e 12%, respectivamente, aplicadas sobre o montante da receita bruta segundo a legislação vigente e, na Controladora e demais controladas, o imposto de renda corrente é calculado com base nos resultados tributáveis, às alíquotas aplicáveis segundo a legislação vigente de 15%, acrescida de 10% sobre o resultado tributável que exceder R\$240 anuais e a contribuição social corrente é calculada com base nos resultados tributáveis, 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.

O imposto de renda e contribuição social diferidos ativos e passivos foram registrados sobre os 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 a contribuição social correntes e diferidos ativos e passivos são apresentados pelo seu montante líquido, conforme requerido pelo Pronunciamento Técnico CPC 32.

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

Em 23 de março de 2010, a controlada EDP Escelsa obteve, junto a Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste - SUDENE, Laudo Constitutivo nº 26/2010, 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.

Em 22 de dezembro de 2009, a controlada Energest obteve junto à Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste - SUDENE, Laudo Constitutivo nº 176/2009, atestando o atendimento a todas as condições e requisitos legais exigidos para o reconhecimento do direito à redução de 75% da alíquota do Imposto sobre a Renda e Adicionais não restituíveis calculados com base no lucro da exploração, sobre 33,08% da receita gerada pela Usina Mascarenhas localizada no Município de Baixo Guandu no Estado do Espírito Santo correspondente a 28,16% do total da receita da companhia, por um período de 10 anos a partir do exercício social de 2005.

Em atendimento ao que determina a Portaria 2091-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, o qual somente poderá ser utilizado para absorção de prejuízo ou aumento de capital social.

A Reserva de incentivos fiscais na controlada Enerpeixe, a partir do exercício findo em 31 de dezembro de 2008, é constituída por incentivos fiscais da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia - SUDAM 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 11.638/07, e somente poderá ser utilizada para aumento do capital social ou eventual absorção de prejuízos.

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

r) Benefícios pós-emprego (Nota 25)

A Companhia e suas controladas possuem planos de benefícios a empregados dos tipos Contribuição definida e Benefício definido, incluindo planos de pensão e aposentadoria.

Conforme estabelecido pela Deliberação CVM nº 695/12, a contabilização dos passivos oriundos de benefícios pós-emprego, deve ocorrer com base nas regras estabelecidas pelo CPC 33 (R1), do Comitê de Pronunciamentos Contábeis. Para atendimento a essa exigência, a Companhia e suas controladas contrataram atuários independentes para realização de avaliação atuarial dos benefícios definidos, segundo o Método do Critério Unitário Projetado, sendo a última efetuada para a data-base 31 de dezembro de 2013. Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de Benefício definido são reconhecidos no exercício em que ocorre 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 passa a ser reconhecido pelo valor líquido com base na taxa de desconto.

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

s) Reserva para reversão e amortização

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

t) Capital social (Nota 30)

Ações ordinárias são classificadas como capital social, sendo reconhecidos como dedução ao patrimônio líquido quaisquer custos atribuíveis à emissão de ações e opções de ações, líquido de quaisquer efeitos tributários. Ações preferenciais são classificadas como patrimônio líquido caso não sejam resgatáveis ou somente resgatáveis por opção da Companhia. Não dão direito a voto, possuindo preferência na liquidação da sua parcela do capital social.

Ações recompradas classificadas como ações em tesouraria são reconhecidas como uma dedução do patrimônio líquido, incluindo os custos de aquisição. Quando estas ações são novamente disponibilizadas para o mercado, o custo associado é retirado do patrimônio líquido e o excedente ou déficit são transferidos para os lucros acumulados.

u) Dividendos e juros sobre capital próprio (Nota 31)

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.

v) Apuração do resultado

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

- (i) 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;
- (ii) 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;
- (iii) O faturamento de suprimento de energia para todas as concessionárias é efetuado mensalmente;
- (iv) 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;

- (v) As receitas financeiras abrangem receitas de juros auferidos em aplicações financeiras, ganhos nos instrumentos de *hedge*, quando aplicável e acréscimos moratórios incidentes sobre a energia vendida; e
- (vi) As despesas financeiras abrangem despesas com juros, variações monetárias e marcação a mercado sobre empréstimos e financiamentos e resultados de operações de *swap* e *hedge*, quando aplicável.

w) Uso de estimativa e julgamento

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e práticas contábeis internacionais, é requerido que a Administração da Companhia e suas controladas se baseiem 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 e suas controladas revisam as estimativas e premissas pelo menos trimestralmente, exceto quanto ao Plano de benefícios pós-emprego que é revisado semestralmente, e a avaliação de imparidade é revisada em base anual.

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 2.2 item b); Receita de fornecimento não faturado (nota 2.2 item v); Transações realizadas no âmbito da CCEE (nota 2.2 item b); Recuperação do imposto de renda e contribuição social diferidos sobre prejuízos fiscais, bases negativas e diferenças temporárias (nota 2.2 item q); Mensuração de instrumentos financeiros (nota 2.2 item x); Provisões para contingências (nota 2.2 item n); Planos de benefícios pós-emprego (nota 2.2 item r); Análise de redução ao valor recuperável dos ativos (nota 2.2 item j); Provisão para contraprestação contingente (nota 2.2 item n); e Avaliação da vida útil dos ativos tangíveis e intangíveis (nota 2.2 item g e h).

x) Instrumentos financeiros (Nota 37)

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.

Instrumentos financeiros não derivativos incluem, Caixa e equivalentes de caixa, Cauções e depósitos vinculados, Contas a receber e outros recebíveis, investimentos em instrumentos de dívida e patrimônio, Empréstimos, financiamentos, Debêntures e Fornecedores, assim como Contas a pagar e Outras obrigações. 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. Posteriormente ao reconhecimento inicial, são mensurados conforme descrito abaixo:

- Instrumentos mantidos até o vencimento

Se a Companhia e/ou suas controladas têm 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 designado como tal quando do reconhecimento inicial. Os instrumentos financeiros são registrados pelo valor justo por meio do resultado se a Companhia e/ou suas controladas gerenciam esses investimentos e tomam as decisões de compra e venda com base em seu valor justo de acordo com a estratégia de investimento e gerenciamento de risco documentado por elas. 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 das controladas 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 2.2 item b, 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.

- Instrumentos financeiros derivativos

Instrumentos financeiros derivativos são contratos que possuem as seguintes características:

- a) seu valor se altera em função das variações de mercado que influenciam taxas de juros, cotações de câmbios, preços de *commodities*, etc.;
- b) não necessita de investimento inicial líquido ou o investimento inicial é bem inferior ao que seria exigido para contratos similares no mercado; e
- c) sempre será liquidado em data futura.

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

- Contabilidade de cobertura (*hedge accounting*)

As controladas e controladas em conjunto qualificam determinados instrumentos financeiros para a contabilidade de cobertura (*hedge accounting*). Os derivativos de cobertura são registrados ao valor justo e os ganhos ou perdas são reconhecidos de acordo com o modelo da contabilidade de cobertura adotado e, para isso, os seguintes requisitos foram atendidos:

- i) para a data de início da relação, existe documentação formal da cobertura;
- ii) existe a expectativa de que a cobertura seja altamente eficaz;
- iii) a eficácia da cobertura possa ser mensurada de forma confiável;
- iv) a cobertura é avaliada numa base contínua e efetivamente determinada como sendo altamente efetiva ao longo do período da vida útil da estrutura de *hedge accounting*; e
- v) em relação a cobertura de uma transação prevista, esta deve ser altamente provável e deve apresentar uma exposição a variações nos fluxos de caixa que poderia, em última análise, afetar o resultado.

A Companhia e suas controladas utilizam-se de instrumentos financeiros de cobertura do risco de taxa de juros e variação cambial. Os derivativos que não se qualificam como de cobertura são registrados como para negociação.

Desreconhecimento de Instrumentos Financeiros

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 ou 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.

y) Moeda estrangeira

Transações em moeda estrangeira, isto é, todas aquelas que não são realizadas na moeda funcional, são convertidas pela taxa de câmbio das datas de cada transação. Ativos e passivos monetários em moeda estrangeira são convertidos para a moeda funcional pela taxa de câmbio da data do fechamento. Os ganhos e as perdas de variações nas taxas de câmbio sobre os ativos e os passivos monetários são reconhecidos na demonstração do resultado. Ativos e passivos não monetários adquiridos ou contratados em moeda estrangeira são convertidos com base nas taxas de câmbio das datas das transações ou nas datas de avaliação ao valor justo quando este é utilizado.

z) Combinação de negócios

Combinações de negócios são contabilizadas pelo método de aquisição. A contraprestação transferida para a aquisição de uma controlada é o valor justo dos ativos transferidos, passivos incorridos e instrumentos patrimoniais emitidos pela Companhia. A contraprestação transferida inclui o valor justo de ativos e passivo resultantes de um contrato de contraprestação contingente, quando aplicável. Custos relacionados com aquisição são contabilizados no resultado do exercício conforme incorridos. Os ativos identificáveis adquiridos, os passivos e os passivos contingentes assumidos em uma combinação de negócios são mensurados inicialmente pelos valores justos na data da aquisição. A Companhia reconhece a participação não controladora na adquirida, pelo seu valor justo ou pela parcela proporcional da participação não controlada no valor justo de ativos líquidos da adquirida. A mensuração da participação não controladora é determinada em cada aquisição realizada.

O deságio (ganho na compra vantajosa) é reconhecido diretamente no resultado pela adquirente quando o total dos valores justos for superior ao valor pago pelo negócio.

aa) Contratos de arrendamentos

Os arrendamentos nos quais uma parcela significativa dos riscos e benefícios da propriedade é retida pelo arrendador são classificados como arrendamentos operacionais. Os pagamentos efetuados para arrendamentos operacionais (líquidos de quaisquer incentivos recebidos do arrendador) são debitados à demonstração do resultado pelo método linear, durante o período do arrendamento.

ab) Contratos de concessão

O CPC emitiu em 2009, 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. Como os contratos de concessão das distribuidoras do Grupo EDP - Energias do Brasil apresentam tais características, então esta interpretação é aplicável. Já os contratos das geradoras do Grupo apresentam características distintas, portanto a interpretação não é aplicável.

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

De acordo com a ICPC 01, a infraestrutura enquadrada nesta interpretação não pode ser reconhecida como ativo imobilizado uma vez que se considera que o concessionário não controla os ativos subjacentes, passando a ser reconhecidas de acordo com um dos modelos contábeis previstos na interpretação, dependendo do tipo de compromisso de remuneração do concessionário assumido junto ao concedente conforme contrato estabelecido entre as partes, que são o modelo: do ativo financeiro, do ativo intangível e o bifurcado. Na distribuição aplica-se o modelo bifurcado por ser 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.

ac) Resultado por ação

O resultado básico por ação é calculado utilizando o resultado do exercício atribuível aos acionistas da Companhia e a média ponderada das ações ordinárias em circulação no respectivo período. O resultado por ação diluído é calculado pelos mesmos indicadores, sendo a média das ações em circulação ajustada pelos instrumentos potencialmente conversíveis em ações, com efeito diluidor, conforme CPC 41 - Resultado por ação, aprovado pela Deliberação CVM nº 636/10. Não existe diferença entre o Resultado básico por ação e Resultado por ação diluído.

2.3 Demonstrações financeiras consolidadas

As Demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas de acordo com as normas estabelecidas pelo CPC 36 (R3) - Demonstrações consolidadas aprovada pela Deliberação CVM nº 698/12, abrangendo a Companhia e suas controladas (conforme descrito na Nota 16).

As principais práticas de consolidação adotadas foram as seguintes:

- Eliminação do investimento da Controladora nas suas controladas;
- Eliminação dos saldos das contas entre a Controladora e as suas controladas, bem como das contas mantidas entre estas controladas;
- Destaque aos acionistas não controladores nos balanços patrimoniais e nas demonstrações de resultados;
- As combinações de negócios foram consideradas desde setembro de 2008, determinando o custo de aquisição, reconhecendo e mensurando todos os ativos e passivos assumidos, bem como participações de não controladores, reconhecendo e mensurando o ágio por rentabilidade futura, todos mensurados na data da aquisição. Se o excedente é negativo, um ganho é reconhecido no resultado do exercício.
- Consolidação de entidades nas quais o Grupo EDP - Energias do Brasil detém participação inferior a 50%: a Companhia é controladora indireta da Investco, com 40,78% de participação. A Companhia é controladora direta da Lajeado, que detém 73% do capital votante e 62,39% do capital total da Investco, garantindo o direito para Lajeado de voto suficiente e lhe assegurando o poder de direcionar as atividades da Investco. Conseqüentemente, a Companhia é controladora indireta da Investco, e, portanto a Investco foi totalmente consolidada nas demonstrações financeiras.
- Acordos conjuntos: A Companhia detém 50% do direito a voto em seus acordos conjuntos em Porto do Pecém, Pecém TM e Pecém OM. A Companhia detém o controle conjunto pois, conforme os acordos contratuais, é requerido consenso unânime entre todas as partes dos acordos para todas as atividades relevantes.

Os acordos conjuntos da Companhia estão estruturados na forma de sociedades anônimas de capital fechado e, segundo os acordos contratuais, confere a Companhia e outra parte dos acordos direitos aos ativos líquidos das sociedades anônimas de capital fechado. Por essa razão, esses acordos são classificados como *joint venture*. Anteriormente, a Porto do Pecém, Pecém TM e Pecém OM foram classificadas como controladas da Companhia e contabilizadas por consolidação proporcional. Vide nota 2.5.2

2.4 Apresentação de informação por segmento

As informações por segmentos operacionais são apresentadas de modo consistente com o relatório interno fornecido para o principal tomador de decisões operacionais. O principal tomador de decisões operacionais, responsável pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho dos segmentos operacionais, é a Diretoria, responsável inclusive pela tomada de decisões estratégicas do Grupo EDP - Energias do Brasil (Nota 40).

2.5 Novas IFRS e interpretações do IFRIC (Comitê de Interpretação de Informação Financeira do IASB)

Algumas normas e emendas das normas e interpretações emitidas pelo IASB ainda não entraram em vigor para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013, portanto não foram aplicadas na preparação dessas demonstrações financeiras.

O CPC ainda não editou os respectivos pronunciamentos e modificações correspondentes às IFRS novas e revisadas e às IFRIC apresentadas anteriormente. Em decorrência do compromisso do CPC e da CVM de manter atualizado o conjunto de normas emitido com base nas atualizações feitas pelo IASB, é esperado que esses pronunciamentos e modificações sejam editados pelo CPC e aprovados pela CVM até a data de sua aplicação obrigatória.

2.5.1 Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas pelo IASB e ainda não adotadas pela Companhia

A Companhia está avaliando e ainda não concluiu pelos efeitos e a aplicabilidade das normas abaixo, as quais são aplicáveis a partir de 1º janeiro de 2014, exceto o IFRS 9, com efeito a partir de 1º de janeiro de 2015.

IFRIC 21 - Impostos

A IFRIC 21 é uma interpretação do IAS 37 Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes. O IAS 37 estabelece critérios para o reconhecimento de um passivo, um dos quais é a exigência de que a entidade tem uma obrigação presente como resultado de um evento passado (conhecido como fato gerador da obrigação). Esta interpretação esclarece que o fato gerador da obrigação que dá origem a uma obrigação de pagar uma taxa é a atividade descrita na legislação pertinente que desencadeia o pagamento da taxa.

IAS 32 - Compensação de ativos e passivos financeiros

As alterações à IAS 32 esclarecem questões de adoção existentes com relação às exigências de compensação de ativos e passivos financeiros. Especificamente, essas alterações esclarecem o significado de "atualmente possui o direito legal de compensar" e "realização e liquidação simultâneas".

IAS 36 - Redução ao valor recuperável de ativos: Divulgação de valores a recuperar de ativos não financeiros

O IASB publicou alterações ao IAS 36 relativas à divulgação de valores a recuperar de ativos não financeiros. As alterações introduzidas pelo IAS 36 exigem que a entidade deverá divulgar o valor recuperável dos ativos depreciados, que é baseado no valor justo menos os custos estimados de alienação.

Existem, adicionalmente, alterações incorporadas na IAS 36, na sequência da introdução da IFRS 13 - Justo valor: mensuração e divulgação, que vêm a ser corrigidas por meio desta emenda - eliminação do requisito de divulgação do valor recuperável de Unidades Geradoras de Caixa com ativos intangíveis com vida útil indefinida e/ou *goodwill*, quando não tenham sido reconhecidas perdas de imparidade.

IAS 39 - Instrumentos financeiros - Novação de derivados e contabilidade de cobertura

Em 28 de junho de 2013 o IASB emitiu uma emenda ao IAS 39 - Instrumentos financeiros derivados, a qual introduz uma isenção à obrigação de descontinuar a contabilidade de cobertura dos instrumentos financeiros derivado, quando se verificar alteração da contraparte do contrato por requisito legal e desde que estejam cumpridas determinadas condições.

Esta alteração é introduzida para dar resposta às novas regras de contratação de instrumentos financeiros derivados, que passam a obrigar a sua negociação por meio de Câmaras de compensação. Esta situação resultará na novação das posições contratuais para os contratos em vigor que, sem a isenção introduzida, obrigaria ao registro da descontinuação de grande parte das relações de cobertura registradas.

IFRS 9 - Instrumentos financeiros

A IFRS 9 - Instrumentos financeiros, aborda a classificação, a mensuração e o reconhecimento de ativos e passivos financeiros. A IFRS 9 foi emitida em novembro de 2009 e revista em outubro de 2010, substituindo os trechos da IAS 39 relacionados à classificação e mensuração de instrumentos financeiros. Esta norma requer a classificação dos ativos financeiros, no reconhecimento inicial, em duas categorias: mensurados ao valor justo e mensurados ao custo amortizado. A base de classificação depende do modelo de negócios da entidade e das características contratuais do fluxo de caixa dos instrumentos financeiros. Nos passivos financeiros, a principal mudança é a de que nos casos em que a opção de valor justo é adotada, o valor decorrente desta mudança no valor justo devido ao risco de crédito da própria entidade é registrada em outros resultados abrangentes e não na demonstração dos resultados, exceto quando resultar em descasamento contábil.

2.5.2 Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas pelo CPC - Comitê de Pronunciamentos Contábeis adotadas pela Companhia a partir de 1º de janeiro de 2013.

CPC 18 (R2) - Investimento em coligada, em controlada e em empreendimento controlado em conjunto

(IAS 28)

Inclusão da referência a empreendimento controlado em conjunto. A exemplo da versão anterior do Pronunciamento CPC 18 a presente norma inclui a referência a Investimento em controlada, que não consta na versão do IAS 28 (emitido pelo IASB), mas é necessária no Brasil em função da previsão, contida na Legislação Societária Brasileira, de que nas demonstrações contábeis individuais o investimento com controlada seja avaliado pelo método de equivalência patrimonial. A Companhia avaliou os impactos da revisão deste CPC e não há efeitos significativos.

CPC 19 (R2) - Negócios em conjunto (IFRS 11)

A análise dos negócios em conjunto passa a ser sobre os direitos e as obrigações das partes em conjunto ao invés do formato legal. Existem dois tipos de negócios em conjunto: operações em conjunto (*joint operations*) e empreendimentos controlados em conjunto (*joint ventures*). Operações em conjunto surgem onde os investidores têm direitos sobre os ativos e obrigações pelos passivos relacionados ao negócio. O operador em conjunto deve reconhecer seus ativos, passivos, receitas e despesas. Empreendimentos controlados em conjunto surgem quando os direitos são sobre os ativos líquidos do negócio e são reconhecidos com base no método de equivalência patrimonial. A consolidação proporcional não é mais permitida. A Companhia possui empreendimentos controlados em conjuntos que são Porto do Pecém, Pecém TM e Pecém OM. Tais empreendimentos a partir de 1º de janeiro de 2013, deixaram de ser consolidados proporcionalmente e sua contabilização passou a ser pelo método de equivalência patrimonial (Nota 17).

CPC 33 (R1) - Benefícios a empregados (IAS 19)

A revisão contempla substancialmente alterações introduzidas no texto da IAS 19. As principais modificações desta norma referem-se aos planos de benefícios definidos quanto: (i) a eliminação da utilização do "método do corredor" passando a vigorar somente o reconhecimento integral dos ganhos e perdas atuariais na data das demonstrações financeiras em Outros resultados abrangentes, (prática esta já utilizada pela Companhia desde a adoção inicial ao IFRS, em 2010); (ii) reconhecimento integral no resultado dos custos dos serviços passados; e (iii) reconhecimento da despesa/receita financeira do plano que passa a ser reconhecido pelo valor líquido com base na taxa de desconto.

As modificações à IAS 19 são efetivas para períodos anuais com início a partir de 1º de janeiro de 2013 e exigem adoção retroativa.

Conforme previsto no CPC 23, mudanças de práticas contábeis requerem a aplicação retrospectiva, de forma a ajustar os períodos anteriores, apresentados para fins de comparação com o período atual, às mesmas práticas contábeis, como se estivessem em vigor a partir do início do período mais antigo apresentado, sendo o ajuste registrado em Lucros ou Prejuízos acumulados. Os impactos estão demonstrados na nota 3.

CPC 36 (R3) - Demonstrações consolidadas (IFRS 10)

Essa norma exige que a controladora apresente suas informações contábeis intermediárias consolidadas como se fosse uma única entidade econômica, substituindo as exigências anteriormente contidas na IAS 27 - Informações contábeis intermediárias Consolidadas e Separadas e SIC 12 - Consolidação - Entidades de Propósito Específico. Detalhes das alterações já foram acima identificados na IFRS 10. A Companhia e suas controladas avaliaram os impactos da revisão deste CPC e há efeitos significativos.

CPC 45 - Divulgação de participações em outras entidades (IFRS 12)

Incluem os requerimentos de divulgação para todas as formas de participações em outras entidades, inclusive operações em conjunto, coligadas, entidades estruturadas e outros tipos entidades-veículo não registradas no balanço.

CPC 46 - Mensuração do Valor justo (IFRS 13)

A IFRS 13 apresenta uma base única de orientação para as mensurações do valor justo e divulgações dessa informação. As divulgações quantitativas e qualitativas, com base na hierarquia de valor justo de três níveis atualmente exigidos para instrumentos financeiros, foram complementadas de modo a incluir todos os ativos e passivos em seu escopo. A Administração da Companhia entende que a adoção dessa nova norma resultou em uma divulgação mais abrangente das demonstrações financeiras.

Reclassificações dos exercícios anteriores

Em janeiro de 2013 entraram em vigor os seguintes CPCs: CPC 18 (R2), CPC 19 (R2), CPC 33 (R1), CPC 36 (R3), CPC 45 e CPC 46. Alguns destes CPCs trouxeram mudanças nas práticas contábeis da Companhia e, conforme previsto no CPC 23, mudanças nas práticas contábeis requerem aplicação retrospectiva ao exercício apresentado comparativamente mais antigo.

Conforme requisito do CPC 26 (R1), quando a Companhia ou suas controladas incorrerem em mudança na política contábil ou reclassificação de saldos de exercícios anteriores, ela deverá apresentar um terceiro balanço patrimonial no início do período anterior precedente ao período atual. Assim, para fins de comparabilidade, apresentamos os efeitos dos ajustes relativos a 31 de dezembro de 2012 e 1º de janeiro de 2012.

(a) Mudança de prática

A Administração da Companhia identificou mudanças de práticas contábeis adotadas até 31 de dezembro de 2012 em função das mudanças ocorridas nos CPC's (Nota 2.5.2) e revisão de critérios para contabilização do UBP. Portanto, para fins de comparabilidade, foram feitas reclassificações para melhor apresentação dos valores anteriormente divulgados:

(i) CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados: Reconhecimento integral no resultado dos custos dos serviços passados dos benefícios pós-emprego que, anteriormente, eram diferidos pelo prazo médio da realização do benefício;

(ii) Reconhecimento do UBP: A Companhia considera o momento da obtenção da Licença de Instalação - LI para efetuar o reconhecimento do UBP, pois é o marco necessário para atendimento das condições de viabilidade do negócio. O registro do UBP ocorria na entrada em operação das usinas de geração, por meio da Licença de Operação - LO, momento em que o empreendimento está autorizado a produzir energia elétrica. No entanto, em análise ao OCP 05 e a prática do segmento de energia elétrica no Brasil, efetuamos uma mudança nas nossas práticas contábeis em utilizar a obtenção da LI para a contabilização da UBP.

(iii) CPC 19 (R2) - Reconhecimento como *Joint Venture*: De acordo com o IFRS 11, houve o reconhecimento como *joint ventures* dos empreendimentos controlados em conjunto. Conforme adoção inicial, o impacto para a Companhia envolveu as empresas Porto do Pecém, Pecém TM e Pecém OM que deixaram de ser consolidadas proporcionalmente.

(b) Reclassificações

(i) CPC 26 (R1): Apresentação líquida das obrigações relativos aos programas de P&D e PEE, deduzidos dos serviços em curso, relacionados aos referidos programas;

(ii) CPC 33 (R1): Reclassificação dos ganhos e perdas atuariais da rubrica Reservas de lucros para Outros resultados abrangentes;

(iii) CPC 32: Apresentação líquida do Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro;

(iv) Reclassificação para a apresentação líquida dos demais tributos (ICMS, PIS e COFINS) não abrangidos pelo CPC 32;

(v) Reclassificação dos gastos operacionais não gerenciáveis relativos ao Encargo de Serviço do Sistema - ESS, da rubrica de Encargos de uso da rede elétrica para a rubrica de Energia elétrica comprada para revenda, conforme Despacho ANEEL nº 3.262, de 27 de setembro de 2013;

(vi) Reclassificação da rubrica Ajuste a valor presente, anteriormente apresentado reduzindo à rubrica de Receita financeira para Despesa financeira.

3.1 Balanço Patrimonial

Controladora

Os ajustes e reclassificações estão apresentados a seguir:

(i) CPC 33 (R1) - Reconhecimento, por equivalência patrimonial, dos custos dos serviços passados dos benefícios pós-emprego que, anteriormente, eram diferidos pelo prazo médio da realização do benefício no valor de R\$17.659;

(ii) CPC 33 (R1) - Reclassificação dos ganhos e perdas atuariais da rubrica Reservas de lucros para Outros resultados abrangentes no valor de R\$285.207;

(iii) CPC 32 - Apresentação líquida do Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro no valor de R\$1.243;

(iv) Reclassificação para a apresentação líquida dos demais tributos (PIS, COFINS e IRRF) não abrangidos pelo CPC 32 no valor de R\$19.962;

(v) Reclassificação da rubrica outras contas a pagar para a rubrica de Benefícios pós-emprego para melhor apresentação dos saldos contábeis no valor de R\$11.

	1/1/2012						
	Publicado	CPC 26 -	CPC 33 (R1) -	CPC 32 -	CPC 19 (R2) -	Reconhecimento	Saldo
		Apresentação líquida dos serviços em curso de PEE e P&D			Benefícios a empregados		
ATIVO							
Circulante							
Caixa e equivalentes de caixa	895.868				(61.870)		833.998
Impostos e contribuições sociais	519.210			(179.020)	(2.584)	(97.042)	240.564
Estoques	68.077				(26.839)		41.238
Cauções e depósitos vinculados	10.107				(8.378)		1.729
Despesas pagas antecipadamente	4.887				(636)		4.251
Outros créditos	161.837	(120.700)			(2.783)		38.354
	2.666.010	(120.700)		(179.020)	(103.090)		2.166.158
Não circulante							
Impostos e contribuições sociais	38.184				(8.145)		30.039
Imposto de renda e contribuição social diferidos	791.997		10.122		(183.474)		618.645
Partes relacionadas	2.223				170		2.393
Despesas pagas antecipadamente	496				(496)		-
	1.688.185		10.122		(191.945)		1.506.362
Investimentos	32.896				387.339		400.755
Imobilizado	5.659.533		(19.480)		(1.423.281)		4.236.252
Intangível	3.565.143				(662)	8.011	3.572.492
	9.261.758		(19.480)		(1.036.604)	8.011	8.213.685
Total do ativo	13.615.953	(120.700)	(9.358)	(179.020)	(1.331.639)	8.011	11.886.205

continuação
NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012
 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)

	1/1/2012							Saldo ajustado
	Publicado	CPC 26 -	CPC 33 (R1) -	CPC 32 -	CPC 19 (R2) -	Reconhecimento do UB	Reclassificações	
		Apresentação líquida dos serviços em curso de PEE e P&D	Benefícios a empregados	sobre o Lucro	Reconhecimento como <i>joint venture</i>			
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Circulante								
Fornecedores	703.742				(84.036)			619.706
Impostos e contribuições sociais	551.130			(179.020)	(322)		(97.042)	274.746
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	471.798				(112.286)			359.512
Obrigações estimadas com pessoal	59.164				(1.887)			57.277
Encargos regulamentares e setoriais	275.374	(120.700)						154.674
Provisões	162.127				(6.891)			155.236
Outras contas a pagar	114.349				(341)			114.008
	2.688.438	(120.700)	-	(179.020)	(205.763)	-	(97.042)	2.085.913
Não Circulante								
Impostos e contribuições sociais diferidos	468.710				(93.288)			375.422
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	2.173.228				(1.050.159)			1.123.069
Benefícios pós-emprego	262.412		29.766					292.178
Uso do bem público	231.139					8.011		239.150
Provisões	182.568				(1.908)			180.660
	4.379.877	-	29.766	-	(1.145.355)	8.011	-	3.272.299
Patrimônio líquido								
Reservas de lucros	1.379.110		257.319		(128.773)			1.507.656
Outros resultados abrangentes	(45.796)		(257.319)		128.773			(174.342)
Lucros (prejuízos) acumulados	-		(39.047)		19.569			(19.478)
	4.605.014	-	(39.047)	-	19.569	-	-	4.585.536
Participações não controladores	1.942.624	-	(77)	-	(90)	-	-	1.942.457
Total do patrimônio líquido e participações dos acionistas não controladores	6.547.638	-	(39.124)	-	19.479	-	-	6.527.993
Total do passivo e patrimônio líquido	13.615.953	(120.700)	(9.358)	(179.020)	(1.331.639)	8.011	(97.042)	11.886.205

	31/12/2012							Saldo ajustado
	Publicado	CPC 26 -	CPC 33 (R1) -	CPC 32 -	CPC 19 (R2) -	Reconhecimento do UB	Reclassificações	
		Apresentação líquida dos serviços em curso de PEE e P&D	Benefícios a empregados	sobre o Lucro	Reconhecimento como <i>joint venture</i>			
ATIVO								
Circulante								
Caixa e equivalentes de caixa	572.378				(1.003)			571.375
Consumidores e concessionárias	1.352.308				(99.757)			1.252.551
Impostos e contribuições sociais	404.812			(93.784)	(17.799)		(127.154)	166.075
Partes relacionadas	359				359			718
Estoques	109.609				(69.030)			40.579
Cauções e depósitos vinculados	24.856				(649)			24.207
Despesas pagas antecipadamente	957				(253)			704
Outros créditos	222.896	(98.926)		(93.784)	(31.249)			92.721
	2.718.661	(98.926)	-	(93.784)	(219.381)	-	(127.154)	2.179.416
Não circulante								
Impostos e contribuições sociais	63.770				(8.258)			55.512
Imposto de renda e contribuição social diferidos	749.871		9.041		(143.955)			614.957
Partes relacionadas	69.488				66.744			136.232
	1.926.002	-	9.041	-	(85.469)	-	-	1.849.574
Investimentos	96.541				612.141			708.682
Imobilizado	6.259.530				(1.705.202)			4.554.328
Intangível	3.424.982				(730)	9.067		3.433.319
	9.785.180	-	-	-	(1.093.791)	9.067	-	8.700.456
Total do ativo	14.429.843	(98.926)	9.041	(93.784)	(1.398.641)	9.067	(127.154)	12.729.446

	31/12/2012							Saldo ajustado
	Publicado	CPC 26 -	CPC 33 (R1) -	CPC 32 -	CPC 19 (R2) -	Reconhecimento do UB	Reclassificações	
		Apresentação líquida dos serviços em curso de PEE e P&D	Benefícios a empregados	sobre o lucro	Reconhecimento como <i>joint venture</i>			
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Circulante								
Fornecedores	1.033.442				(121.262)			912.180
Impostos e contribuições sociais	502.642			(93.784)	(3.409)		(127.154)	278.295
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	365.206				(95.970)			269.236
Benefícios pós-emprego	35.498		8				11	35.517
Obrigações estimadas com pessoal	67.660				(2.649)			65.011
Encargos regulamentares e setoriais	205.108	(98.926)						106.182
Provisões	56.443				(2.895)			53.548
Outras contas a pagar	141.156				(7.200)		(11)	133.945
	3.066.115	(98.926)	8	(93.784)	(233.385)	-	(127.154)	2.512.874
Não Circulante								
Impostos e contribuições sociais diferidos	387.391		(138)					387.253
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	2.427.454				(1.096.312)			1.331.142
Benefícios pós-emprego	491.344		26.988					518.332
Uso do bem público	242.140					9.067		251.207
Provisões	182.507				(2.079)			180.428
Outras contas a pagar	82.427				(66.865)			15.562
	5.013.525	-	26.850	-	(1.165.256)	9.067	-	3.884.186
Patrimônio líquido								
Reservas de lucros	1.194.422		570.749		(285.542)			1.479.629
Outros resultados abrangentes	(51.721)		(570.749)		285.542			(336.928)
Lucros (prejuízos) acumulados	-		(17.659)					(17.659)
	4.463.343	-	(17.659)	-	-	-	-	4.445.684
Participações não controladores	1.886.860	-	(158)	-	-	-	-	1.886.702
Total do patrimônio líquido e participações dos acionistas não controladores	6.350.203	-	(17.817)	-	-	-	-	6.332.386
Total do passivo e patrimônio líquido	14.429.843	(98.926)	9.041	(93.784)	(1.398.641)	9.067	(127.154)	12.729.446

3.2 Demonstração do Resultado Controladora
 CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados: O reconhecimento dos custos dos serviços passados nas controladas acarretou um efeito de equivalência patrimonial na rubrica de Resultado das participações societárias no valor de R\$1.819.
Consolidado

	2012						Saldo ajustado
	Publicado	Despacho 3.262/13	Benefícios a empregados	CPC 19 (R2) - Reconhecimento como <i>joint venture</i>		Reclassificações	
				CPC 33 (R1) -	CPC 19 (R2) - Reconhecimento como <i>joint venture</i>		
Receitas	6.567.283	-	-	-	(112.795)	-	6.454.488
Custo do serviço de energia elétrica							
Custo com energia elétrica							
Energia elétrica comprada para revenda	(3.499.543)	(125.769)				189.261	(3.436.051)
Encargos de uso da rede elétrica	(737.216)	125.769				3.808	(607.639)
	(4.236.759)	-	-	-	-	193.069	(4.043.690)
Custo da produção da energia elétrica							
Custo da matéria-prima consumida	(5.533)					5.533	-
	(5.533)	-	-	-	-	5.533	-
Custo de operação							
Pessoal	(189.407)					587	(188.820)
Depreciações e amortizações	(273.931)					2.779	(271.152)
Outros custos de operação	(13.525)					6.481	(7.044)
	(707.042)	-	-	-	-	9.847	(697.195)
	(4.949.334)	-	-	-	-	208.449	(4.740.885)
Lucro bruto	1.374.457	-	-	-	-	95.654	1.470.111
Despesas e Receitas operacionais							
Despesas gerais e administrativas	(305.583)			2.770		11.453	(291.360)
Depreciações e amortizações	(66.486)					71	(66.415)
Outras despesas e receitas operacionais	(17.501)					(12)	(17.513)
	(401.397)	-	-	2.770	-	11.512	(387.115)
Resultado do serviço	973.060	-	-	2.770	-	107.166	1.082.996
Resultado das participações societárias	(2.898)	-	-	1.819	-	(105.645)	(106.724)
Receitas financeiras	191.962					(642)	195.828
Despesas financeiras	(437.672)					48.938	(393.242)
Resultado financeiro	(245.710)	-	-	-	-	48.296	(197.414)
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	724.452	-	-	4.589	-	49.817	778.858
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(44.588)			(942)		(51.638)	(97.168)
	(190.915)	-	-	(942)	-	(51.638)	(243.495)
Resultado líquido do período	533.537	-	-	3.647	-	(1.821)	535.363

3.3 Demonstração do Fluxo de Caixa Controladora
 Os ajustes e reclassificações estão apresentados a seguir:
 (i) CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados: O reconhecimento dos custos dos serviços passados nas controladas acarretou um efeito de equivalência patrimonial na rubrica de Participações societárias no valor de R\$1.819;
 (ii) Reclassificação nos itens de ajuste ao lucro líquido sendo a diminuição na rubrica de Outros para a rubrica de Ajuste a valor presente no valor de R\$4.425.

continuação
NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Consolidado	2012				
	Publicado	CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados	CPC 19 (R2) - Reconhecimento como Joint Venture	Reclassificações para melhor classificação	Saldo ajustado
Fluxo de caixa das atividades operacionais					
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	724.452	2.770	49.817	1.819	778.858
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais					
Provisão para créditos de liquidação duvidosa e perdas líquidas	9.002			638	9.640
Ativo financeiro indenizável - baixa	8.701			(8.701)	-
Depreciações e amortizações	342.583		(2.850)		339.733
Valor residual do ativo imobilizado e intangível baixados	32.566		(11)	(24.397)	8.158
Ganhos na alienação de bens e direitos				(2.867)	(2.867)
Despesas pagas antecipadamente	2.727			(1.569)	1.158
Encargos de dívidas e variações monetárias sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	260.390		(45.370)	(3.231)	211.789
Provisão para plano de benefícios pós-emprego	30.491	(2.770)			27.721
Ajuste a valor presente	4.156			(1.194)	2.962
Participações societárias	2.898		105.645	(1.819)	106.724
Provisão para perdas com investimentos	(20.978)			(3.460)	(24.438)
Impostos e contribuições sociais - atualização monetária	3.898			2.401	6.299
Atualização monetária contraprestação contingente	(521)			3.459	2.938
Outros	5.353		(706)	2.890	7.537
	1.437.147	-	106.525	(36.031)	1.507.641
(Aumento) diminuição de ativos operacionais					
Consumidores e concessionárias	(401.263)		103.050	(638)	(298.851)
Impostos e contribuições sociais compensáveis	(60.599)		15.328		(45.271)
Estoques	(49.431)		41.792		(7.639)
Cauções e depósitos vinculados	(57)		(7.729)		(7.786)
Despesas pagas antecipadamente	1.698		(879)	1.569	2.388
Títulos a receber	4.191			(4.191)	-
Outros ativos operacionais	(64.233)		28.052	(11.728)	(47.909)
	(571.019)	-	179.614	(14.988)	(406.393)
Aumento (diminuição) de passivos operacionais					
Fornecedores	325.387		(40.520)		284.867
Outros tributos e contribuições sociais	34.454		(3.087)	(8)	31.359
Obrigações estimadas com pessoal	7.805		(56)		7.749
Encargos regulamentares e setoriais	(50.402)			2.428	(47.974)
Provisões	(66.537)		3.825		(62.712)
Uso do bem público				(19.258)	(19.258)
Outros passivos operacionais	(6.026)		(6.607)	12.510	(123)
	211.078	-	(46.445)	(4.328)	160.305
Caixa (aplicado nas) proveniente das atividades operacionais	1.077.206	-	239.694	(55.347)	1.261.553
Caixa líquido (aplicado nas) proveniente das atividades operacionais	925.714	-	239.694	(55.347)	1.110.061
Fluxo de caixa das atividades de investimento					
Adições ao Imobilizado e Intangível	(873.415)		210.409		(663.006)
Alienação de bens e direitos				31.897	31.897
Caixa líquido proveniente das (aplicado nas) atividades de investimento	(820.108)	-	210.409	31.897	(577.802)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento					
Partes relacionadas	(1.298)		(133.855)	4.191	(130.962)
Adiantamento para futuro aumento de capital	(66.345)			(351.630)	(417.975)
Aumento (redução) de capital			(351.843)	351.843	-
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	1.360.110		(60.618)		1.299.492
Amortização de principal de empréstimos, financiamentos e debêntures	(841.817)		113.810		(728.007)
Encargos de dívidas líquido de derivativos	(236.519)		43.057		(193.462)
Contraprestação contingente	(96.011)			1	(96.010)
Uso do bem público	(19.258)			19.258	-
Caixa líquido proveniente das (aplicado nas) atividades de financiamento	(429.096)	-	(389.449)	23.663	(794.882)
(Redução) aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa	(323.490)	-	60.654	213	(262.623)
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	572.378		(1.003)		571.375
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	895.868		(61.870)		833.998
	(323.490)	-	60.867	-	(262.623)

3.4 Demonstração do Valor Adicionado

Controladora
CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados: O reconhecimento dos custos dos serviços passados nas controladas acarretou um efeito de equivalência patrimonial na rubrica de Resultado de equivalência patrimonial no valor de R\$1.819.

Consolidado	2012					
	Publicado	CPC 33 (R1) - Benefícios a empregados	Adequação ao CPC 09	CPC 19 (R2) - Reconhecimento como joint venture	Despacho 3.262/13	Saldo ajustado
Geração do valor adicionado	10.601.607	-	-	(477.939)	-	10.123.668
Receita operacional	9.459.758			(167.441)		9.292.317
Receita relativa à construção de ativos próprios	662.297			(236.052)		426.245
Outras receitas	253.456			(74.446)		179.010
(-) Insumos adquiridos de terceiros	(6.145.587)	-	-	504.677	-	(5.640.910)
Custos da energia comprada	(3.881.895)			271.469	(138.589)	(3.749.015)
Encargos de uso da rede elétrica	(808.979)			3.808	138.589	(666.582)
Materiais	(260.689)			172.132		(88.557)
Serviços de terceiros	(747.570)			48.000		(699.570)
Outros custos operacionais	(210.718)			9.268		(201.450)
Valor adicionado bruto	4.456.020	-	-	26.738	-	4.482.758
Retenções						
Depreciações e amortizações	(351.865)			2.850		(349.015)
Valor adicionado líquido produzido	4.104.155	-	-	29.588	-	4.133.743
Valor adicionado recebido em transferência						
Receitas financeiras	205.952		4.508	(1.323)		209.137
Resultado da equivalência patrimonial	(2.898)	1.819	(105.645)			(106.724)
Valor adicionado total a distribuir	4.307.209	1.819	(101.137)	28.265	-	4.236.156
Distribuição do valor adicionado						
Pessoal						
Remuneração direta	217.986	(2.751)		(15.565)		199,670
Benefícios	64.751	(19)		(4.886)		59,846
FGTS	24.989			(1.078)		23,911
Impostos, taxas e contribuições						
Federais	1.308.532	942		68.194		1.377,668
Estaduais	1.587.154			(48)		1.587,106
Municipais	6.121			(46)		6,075
Remuneração de capitais de terceiros						
Juros	531.804		4.508	(121.232)		415,080
Aluguéis	32.335			(898)		31,437
Remuneração de capital próprio						
Participações dos não controladores	174.109	3	4			174,116
	4.095.987	(1.825)	4.512	(75.559)	-	4.023.115
Lucros retidos	211.222	3.644	(105.649)	103.824		213,041
	4.307.209	1.819	(101.137)	28.265	-	4.236.156

4 Eventos significativos no exercício

4.1 Resolução CNPE nº 03/2013

As empresas de geração e comercialização do Grupo EDP - Energias do Brasil, por meio da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - APINE, da Associação Brasileira de Geração de Energia Elétrica - ABRAGEL, da Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica - ABRACEEL, da Associação Brasileira de Geradores Termelétricos - ABRAGET, ajuizaram ações judiciais visando a suspensão dos efeitos da Resolução CNPE nº 03/2013, editada pela União, que instituiu rateio entre todos os agentes do mercado de energia elétrica dos custos do despacho adicional de usinas termelétricas por razão de segurança energética, em decorrência da escassez do regime de chuvas (Encargo de Serviço do Sistema - ESS).

Em síntese, as teses defendidas nas ações judiciais abrangem a inversão do ônus da utilização do sistema, que conduz o produtor e/ou comercializador a arcar com tais custos em desacordo com as leis e normativos aplicáveis ao Setor Elétrico, bem como a ofensa ao princípio da reserva legal, e usurpação de competência do Congresso Nacional para criação de subsídio sem a edição de Lei e sem a previsão de compensação econômico-financeira.

Entre maio/2013 e junho/2013 foram concedidas liminares no âmbito das ações ordinárias ajuizadas pelas Associações representantes dos agentes de geração e agentes comercializadores, tornando sem efeito o disposto nos artigos 2º e 3º da Resolução CNPE nº 03/2013, impedindo de inclui-las no rateio dos custos calculados conforme CNPE nº 03/2013.

Em agosto/2013, o Tribunal Regional Federal - TRF deferiu o pedido da União para suspender os efeitos da liminar reestabelecendo a eficácia dos arts 2º e 3º da Resolução CNPE nº 03/2013 para os associados da ABRACEEL. No âmbito da ação ajuizada pela APINE, o TRF decidiu pela sua manutenção até julgamento final do recurso interposto pela União.

Baseados nos fatos e argumentos acima, os assessores jurídicos da Companhia e de suas controladas classificaram o risco de perda como possível, motivo pelo qual não se constitui provisão de acordo com o CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes. O valor da contingência consolidado é de R\$14.394.

4.2 Devolução da controlada indireta Couto Magalhães

A Companhia possui a outorga do Contrato de Concessão nº 021/2002, junto à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, referente à construção da Usina Hidrelétrica Couto Magalhães (UHE Couto Magalhães), com capacidade instalada de 150 MW, energia assegurada de 90,30 MWm, pelo prazo de 35 anos até 23 de abril de 2037.

Em 2011, 9 anos após a outorga do Contrato de concessão, o IBAMA, por meio do Ofício nº 892/11, informou o indeferimento em definitivo do pedido de Licença Ambiental. Diante da impossibilidade de implementar o empreendimento da UHE Couto Magalhães, em 15 de março de 2012, a Companhia formulou requerimento junto ao Ministério de Minas e Energia - MME e à ANEEL, de acordo com Processo Administrativo nº 48500.005.778/2000-00, pelo qual foi requerida: (i) a rescisão amigável do Contrato de concessão; (ii) a devolução da garantia de fiel cumprimento das obrigações do Contrato de concessão prevista na subcláusula 9ª, da Cláusula 7ª; (iii) a consequente não cobrança do montante de UBP; e (iv) o ressarcimento dos custos incorridos pelas requerentes no desenvolvimento dos estudos ambientais.

Em 10 de julho de 2013 foi publicada a Lei nº 12.839, que permite que os concessionários de geração outorgados até 15 de março de 2004 que não entrarem em operação até 31 de dezembro de 2013, possam no prazo de 30 dias requerer: (i) a rescisão de seus contratos de concessão, sendo-lhes assegurado, no que couber, a liberação ou restituição das garantias de cumprimento das obrigações do contrato de concessão; (ii) o não pagamento pelo UBP durante a vigência do contrato de concessão; (iii) e o ressarcimento dos custos incorridos na elaboração de estudos ou projetos que venham a ser aprovados para futura licitação.

Em 19 de julho de 2013 foi protocolada na ANEEL a ratificação do pedido de rescisão do Contrato de concessão nº 021/2002 da UHE Couto Magalhães, conforme as diretrizes contidas na Portaria MME nº 243/2013.

Em 5 de setembro de 2013, a Diretoria da ANEEL em sua Reunião Pública Extraordinária, aprovou a extinção da concessão da UHE Couto Magalhães. Na sequência, o processo seguiu para o MME, o qual convocou as Concessionárias para assinarem o Distrito do Contrato de Concessão nº 021/2002 em 27 de novembro de 2013.

Conforme o Distrito, as concessionárias ficaram isentas do pagamento do UBP, bem como será realizada a devolução da garantia de fiel cumprimento e o ressarcimento dos custos incorridos no desenvolvimento dos estudos ambientais, quando da realização de futura licitação.

Por fim, em 10 de dezembro de 2013, a Companhia solicitou à ANEEL a devolução das garantias de fiel cumprimento aportadas, na modalidade de fiança bancária, conforme previsto nos supramencionados Lei e Distrito.

4.3 Venda de ativos - Controlada Indireta Pantanal

Em 1º de agosto de 2013, a controlada indireta Pantanal transferiu os ativos das Usinas CGH São João I com capacidade instalada de 0,664MW, CGH São João II com capacidade instalada de 0,600MW e CGH Coxim com capacidade instalada de 0,400MW, para duas Sociedades de Propósito Específico - SPE's (subsidiárias integrais da Pantanal), sendo os ativos das CGH São João I e CGH São João II aportados na empresa São João Energia Ltda. e os ativos da CGH Coxim aportados na Coxim Energia Ltda.

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

A Pantanal celebrou junto a YU - Empreendimentos Imobiliários e Participações Ltda. o “Contrato de Compra e Venda de Quotas e Outras Avenças” dos ativos relacionados às usinas mencionadas acima no valor de R\$5.000 e, em 1º de setembro de 2013, ambas SPE’s tiveram seu controle transferido para a YU.

4.4 Entrada em Operação Comercial da Segunda unidade geradora de Porto do Pecém I

Em 27 de março de 2012, a ANEEL aprovou a alteração do cronograma de implantação da usina termelétrica Porto do Pecém I (“Energia Pecém” ou “Empreendimento”), bem como da data de início e suprimento prevista nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Por unanimidade, a entrada em operação comercial das duas unidades geradoras da Usina Termelétrica Porto do Pecém I foi postergada para até 23 de julho de 2012.

No entanto, o Empreendimento controlado em conjunto Porto do Pecém não teve condições de disponibilizar as duas unidades geradoras para operação comercial, e assim teve que cumprir com seus compromissos de recomposição de lastro estabelecidos nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) por meio de aquisição de contratos de energia de terceiros.

Em 12 de julho de 2012, a Porto do Pecém protocolou pleito para a ANEEL solicitando que o artigo 3º da Resolução Normativa nº 165/05 fosse integralmente afastado e autorizado o pagamento mensal do menor valor entre: (i) o contrato de compra de energia celebrado pela usina para lastrear sua venda no Ambiente de Contratação Regulada, e; (ii) o preço da energia no contrato de venda original entendido, para os CCEARs por disponibilidade, como o custo que o consumidor teria caso a usina estivesse em operação comercial.

Em 5 de março de 2013 a ANEEL por meio do Despacho nº 643 determinou que, enquanto permanecer em vigor a Resolução Normativa nº 165/05, seja considerado, na recomposição de lastro efetuada pela Porto

do Pecém, para fins de repasse aos contratos originais e, consequentemente, às tarifas dos consumidores finais, o menor valor entre: (i) o valor da energia do contrato de recomposição de lastro; e (ii) o Índice de Custo Benefício - ICB - da UTE Porto do Pecém I, atualizado nos termos do Despacho nº 1.203/09-SEM/SRG. Em 22 de abril de 2013, a Energia Pecém protocolou na ANEEL, o Pedido de Reconsideração dessa decisão, visando buscar a diferença entre o ICB Online (custo mensal dos CCEARs por disponibilidade, calculado como se a usina estivesse em operação comercial) e o ICB do Leilão.

Em 19 de novembro de 2013, a ANEEL acatou o Pedido de Reconsideração interposto pela Porto do Pecém, em face ao Despacho nº 643/13, no sentido de aplicar o disposto na Resolução Normativa nº 165/05, pelo atraso verificado da UTE Porto de Pecém I, afastando-se, porém, a aplicação dos incisos II (CVU) e III (PLD + 10%) do art. 3º, devendo ser considerado, para fins de repasse, o menor valor entre o custo mensal do contrato de substituição do lastro e o preço da energia no contrato de venda original, calculado como se a usina estivesse em operação, desde que o contrato celebrado para substituição do lastro atenda às exigências das normas que tratam do registro, homologação e aprovação de contrato de compra de energia, conforme Despacho ANEEL nº 3.889/13. Esta decisão significou um repasse adicional de R\$107.800 registrado no resultado de novembro de 2013 da Porto do Pecém.

A Companhia reconheceu o efeito deste ganho no seu resultado por meio de equivalência patrimonial, na proporção de sua participação na Porto do Pecém (50%). Segue abaixo, em ordem cronológica, os Despachos/Ofícios que originaram a entrada em operação das unidades geradoras:

	Data	Despacho	Ofício ANEEL	Capacidade instalada (kW)	Situação
Unidade Geradora 01	01/12/2012	nº 3.811 de 30/11/2012		360.137	Início da operação comercial.
Unidade Geradora 02	10/05/2013	nº 1.453 de 09/05/2013		360.137	Início da operação comercial em caráter de teste.
	22/05/2013		nº 240 de 13/05/2013		
	12/06/2013		nº 272/2013 de 31/05/2013		
	29/06/2013		nº 310/2013 de 21/06/2013		
			nº 335/2013 de 04/07/2013		

(*) A empresa necessitou efetuar a recomposição de lastro equivalente à diferença.

Ressarcimento por indisponibilidade superior à utilizada no cálculo da Garantia Física

Em 09 de abril de 2013 foi protocolado na ANEEL, pleito para o cumprimento da Subcláusula nº 6.2.1 dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs firmados no âmbito do Leilão nº 01/2007. A CCEE está cobrando ressarcimentos pelo não atendimento ao despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS na capacidade plena da usina. Estes ressarcimentos vêm sendo cobrados desde dezembro de 2012, data em que a Unidade Geradora 01 entrou em operação comercial. A Porto do Pecém entende que a apuração que está sendo realizada, está em desacordo com os CCEARs celebrados. Tais ressarcimentos estão sendo apurados em base horária, ao invés de se utilizar um período de 60 meses, única regra disponível na época do Leilão. Este pleito está em análise pela Diretoria da ANEEL.

4.5 Regulamentações do Setor de Energia

O ano de 2013 foi marcado por significativas alterações no arcabouço legal e regulatório aplicado ao setor de energia elétrica. Destacaram-se: (i) a Lei Ordinária nº 12.767 de 27 de dezembro de 2012, que dispôs sobre a extinção das concessões de serviço público de energia elétrica e a prestação temporária do serviço, sobre a intervenção para adequação do serviço público de energia elétrica, e (ii) a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, que dispôs sobre as concessões de geração, transmissão, distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária.

O governo federal, com as medidas introduzidas, buscou disciplinar as condições para intervenção em concessões tidas como de gestão temerária, solucionar a questão das concessões vincendas no período 2015-2017 e garantir a redução do valor da conta de energia elétrica, para o consumidor final a partir de janeiro de 2013. A redução média prevista para todo o Brasil foi de 20,2%, decorrente de duas frentes: Renovação das Concessões vincendas (13%) e Redução dos Encargos Setoriais (7%).

A Medida Provisória nº 579, convertida na Lei Ordinária nº 12.783 em 11 de janeiro de 2013, estabeleceu que as concessionárias de geração e transmissão, licitadas antes de 13 de fevereiro de 1995 (artigo 19 da Lei nº 9.074) e que tivessem contratos a vencer entre 2015 e 2017, poderiam prorrogar antecipadamente as suas concessões, desde que disponibilizassem a totalidade de sua garantia física de energia para o regime de cotas a ser distribuído proporcionalmente ao mercado de cada distribuidora. Já, as concessionárias de transmissão passariam a ter sua tarifa calculada apenas para a cobertura dos custos com a operação, manutenção, encargos e tributos, uma vez que os ativos vinculados à prestação do serviço já estavam totalmente amortizados.

No que se referem aos Encargos Setoriais, as contribuições para a Conta de Consumo de Combustíveis - CCC e para a Reserva Global de Reversão - RGR deixaram de ser cobradas dos consumidores, enquanto que a contribuição para a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE foi reduzida, a partir de janeiro de 2013, a 25% de seu valor original.

Todas as empresas de Transmissão, elegíveis, aderiram às condições colocadas para a antecipação da renovação das concessões, o que, todavia, não foi o caso das empresas de Geração, fazendo com que parte significativa da energia envolvida não pudesse ser utilizada para o sistema de cotas. Deste fato decorreu a necessidade de se rever as fontes de recursos que permitiriam o atingimento da meta de redução do valor das contas de energia elétrica.

A edição da Medida Provisória nº 605 em 23 de janeiro de 2013, aumentou o escopo para utilização dos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, provendo recursos para compensar descontos aplicados nas tarifas e compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica. Por meio do Decreto nº 7.891/13, os descontos tarifários para as tarifas social baixa renda, atividade rural, tratamento de água, esgoto e saneamento e irrigantes, puderam deixar de ser custeadas por meio das tarifas dos demais consumidores, permitindo desta forma que a redução prometida pudesse ser atingida.

Mensalmente a ANEEL passou a homologar o montante de recursos da CDE repassados pelas Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - Eletrobrás a cada distribuidora, para custear os descontos acima mencionados. Para definição dos valores mensais repassados durante o ano de 2013, a ANEEL utilizou o mercado considerado no último processo tarifário e a diferença entre as tarifas com e sem o desconto. A partir de 2014 será definida pela ANEEL metodologia para o repasse dos recursos, considerando as diferenças entre os valores previstos e os realizados.

Em 24 de janeiro de 2013, por meio das Resoluções Homologatórias nº 1.415 para EDP Bandeirante e nº 1.442 para EDP Escelsa, a ANEEL aprovou a Revisão Tarifária Extraordinária - RTE, específica para o ajuste dos custos de: compra de energia, de transmissão e dos encargos setoriais. Uma vez reduzidos os custos não gerenciáveis pela empresa, as tarifas de fornecimento foram reduzidas, sem que isso viesse a representar qualquer impacto na margem das distribuidoras.

Estes efeitos passaram a ser percebidos pelos consumidores a partir do final de janeiro de 2013. Resumindo-se, as principais alterações que permitiram a redução da conta foram:

- i) Redução dos custos da compra de energia advindo da alocação de cotas de energia das geradoras com concessões renovadas;
- ii) Redução dos custos de transmissão de energia;
- iii) Redução dos encargos setoriais; e
- iv) Retirada dos subsídios cruzados da estrutura da tarifa.

Por decisão do Conselho de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE decorrente das condições hidrológicas desfavoráveis verificadas no ano de 2012 e nos primeiros meses de 2013, o Operador Nacional de Sistema - ONS, passou a acionar a geração térmica disponível, como forma de preservar o nível dos reservatórios das geradoras hidroelétricas. Por se tratar de uma fonte mais cara e para a qual não há cobertura tarifária, as concessionárias de distribuição passaram a acumular um saldo na Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA a ser repassado nos processos tarifários subsequentes.

Com intuito de evitar o repasse destes custos ao consumidor, em 7 de março de 2013 foi alterado o Decreto nº 7.891 que no §4º do artigo 4-A determinou que a ANEEL homologue os montantes de recursos da CDE a serem repassados pela Eletrobrás para cobrir: (i) mensalmente, a exposição das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo, decorrente da alocação das cotas de garantia física de energia e de potência e da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica; e (ii) nos processos tarifários realizados nos doze meses subsequentes à data de 8 de março de 2013, valor total ou parcialmente, do resultado positivo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA, decorrentes do custo de aquisição de energia elétrica e das despesas decorrentes do despacho de usinas termelétricas acionadas em razão de segurança energética.

Em 2 de abril de 2013 foi divulgada a Nota Técnica nº 83, de emissão da Superintendência de Regulação Econômica da ANEEL, que apresentou o cálculo dos valores para repasse da Eletrobrás à CCEE tendo como fonte de recurso a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.

O cálculo incluiu o repasse para cobrir os seguintes custos contabilizados pela CCEE:

- i) exposição ao risco hidrológico dos contratos de cota de garantia física;
- ii) encargo de serviços de sistema corrente relativo ao acionamento de usinas fora da ordem de mérito por decisão do CMSE; e
- iii) exposição involuntária relativa à não adesão ao regime de cotas por parte de algumas hidrelétricas, em conjunto com a não realização de leilão para recontração do montante de reposição do ano de 2013.

Após a realização de Audiência Pública, a ANEEL publicou em 7 de maio de 2013 a Resolução Normativa ANEEL nº 549 regulamentando o repasse de recursos da CDE para as distribuidoras, nos termos do Decreto nº 7.891 e convalidou os atos da agência praticados até aquela data.

A Resolução Normativa nº 549/13 em seu artigo 2º tratou especificamente da forma de repasse do saldo positivo relativos à compra de energia e ao ESS, objeto da CVA, de que trata a Portaria Interministerial MME/MF nº 25, de 24 de janeiro de 2002. Ademais, disciplinou o regulamento que a ANEEL publicará em cada processo tarifário ordinário a ocorrer até 7 de março de 2014, o valor dos recursos da CDE repassados pela Eletrobrás às concessionárias de distribuição de energia elétrica para cobertura desses custos.

Tal repasse é devido nos casos em que ao menos um dos seguintes critérios seja verificado:

- i) efeito tarifário médio do processo tarifário da distribuidora for superior a três por cento, na revisão tarifária, e oito por cento, no reajuste tarifário; e

	Data	Despacho	Ofício ANEEL	Capacidade instalada (kW)	Situação
					Início da operação comercial.
					Início da operação comercial em caráter de teste.
					Estabeleceu que a CCEE deveria considerar como garantia física da usina o montante de 240 kW. (*)
					Estabeleceu que a CCEE deveria considerar como garantia física da usina o montante de 270 kW. (*)
					Estabeleceu que a CCEE deveria considerar como garantia física da usina o montante de 330 kW. (*)
					Estabeleceu que a CCEE deveria considerar como garantia física da usina o montante de 360 kW. A partir desta data a empresa não mais necessita efetuar a recomposição de lastro.

ii) saldo da CVA de compra de energia e ESS superior a dois por cento da receita econômica da distribuidora definida no processo tarifário.

O repasse poderá ser parcial caso os saldos positivos da CVA de compra de energia e de ESS sejam maiores que o montante necessário para atingir os limites definidos.

O valor é calculado considerando os saldos da CVA de compra de energia e ESS contabilizados até o 5º dia útil anterior ao reajuste ou revisão tarifária e o repasse dos recursos da CDE à distribuidora se dará em parcela única, até o 10º dia útil a contar da publicação da Resolução Homologatória do respectivo processo tarifário. A Resolução Homologatória ANEEL nº 1.576 de 30 de julho de 2013, homologou o resultado da 6ª Revisão Tarifária Periódica - RTP da EDP Escelsa, e anuiu o montante de R\$90.670, ressarcidos pela Eletrobrás em setembro de 2013.

A Resolução Homologatória ANEEL nº 1.641 de 22 de outubro de 2013, homologou o resultado do reajuste tarifário anual da EDP Bandeirante e anuiu o montante de R\$237.874, ressarcidos pela Eletrobrás em dezembro de 2013.

4.6 Revisão Tarifária de 2013 - EDP Escelsa

A Resolução Homologatória ANEEL nº 1.576 de 30 de julho de 2013, homologou o resultado da 6ª Revisão Tarifária Periódica - RTP aplicado a partir de 7 de agosto de 2013.

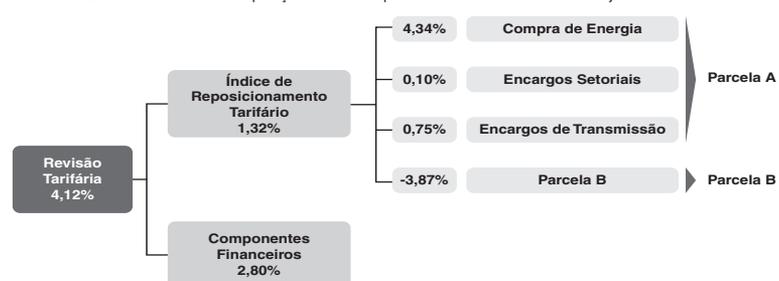
O reposicionamento tarifário foi de 4,12%, sendo 1,32% relativo ao reposicionamento econômico e 2,80% referente aos componentes financeiros pertinentes. Em relação à tarifa praticada atualmente, o efeito médio percebido pelos consumidores cativos é de -1,05%, sendo 2,17% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e -3,14% o efeito médio para os consumidores atendidos em baixa tensão. No processo de revisão tarifária periódica, que se dá a cada três anos na EDP Escelsa, a ANEEL recalcula os custos regulatórios passíveis de gerenciamento pela distribuidora (Parcela B) que incluem os custos operacionais, avalia os investimentos realizados (Base de Remuneração Regulatória - BRR) e a remuneração do capital. Já os custos não gerenciáveis (Parcela A), que englobam a energia comprada de geradoras, o transporte da energia, os encargos setoriais e os ajustes financeiros são atualizados com base na variação de preços verificada nos doze meses anteriores.

O Fator X aprovado a partir deste ciclo de revisão tarifária, passa a ser função dos Componentes “Pd” (ganhos de produtividade), “T” (trajetória para adequação de custos operacionais) e “Q” (incentivo à qualidade), os quais foram homologados em: “Pd” - 0,99%, “T” - 1,68%, e o componente “Q” será apurado no próximo processo tarifário.

O principal ajuste financeiro reconhecido pela ANEEL neste processo tarifário foi o saldo da Conta de Variação de Itens da Parcela A (CVA) no montante de R\$125.057, referente a diferença entre os custos homologados e os efetivamente incorridos pela EDP Escelsa no período de junho de 2012 a maio de 2013. Deste montante, a EDP Escelsa está recebendo o montante de R\$34.387 via tarifa e os outros R\$90.670 por meio de repasse da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, de modo a reduzir o impacto nas tarifas a serem aplicadas aos consumidores finais.

Na composição do reposicionamento tarifário de 2013, destacam-se os componentes: Remuneração do Capital e Quota de Reintegração Regulatória, derivados da Base de Remuneração Regulatória homologada. A Base de Remuneração Bruta é de R\$2,758 bilhões e a Base de Remuneração Líquida é de R\$1,566 bilhão. A EDP Escelsa pleiteou para que a valorização do investimento realizado no período incremental fosse efetuada com base no banco de preços do período entre ciclos, em função da existência de diferentes regimes tributários. A Diretoria da ANEEL acatou o pleito e os efeitos serão considerados no reajuste tarifário de 2014.

EDP ESCELSA: Decomposição do Índice apresentado na Reunião de 30 de julho de 2013



4.7 Reajuste Tarifário 2013 - EDP Bandeirante

A Resolução Homologatória ANEEL nº 1.641 de 22 de outubro de 2013, homologou o resultado do reajuste tarifário anual da EDP Bandeirante aplicado a partir de 23 de outubro de 2013.

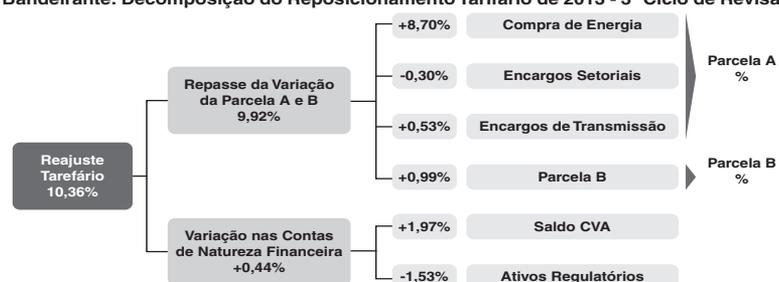
O reposicionamento tarifário foi de 10,36%, sendo 9,92% relativo ao reposicionamento econômico e 0,44% referente aos componentes financeiros pertinentes. Em relação à tarifa praticada atualmente, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores cativos é de 5,83%, sendo 4,50% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e 6,85% o efeito médio para os consumidores atendidos em baixa tensão. No processo de reajuste tarifário, a ANEEL considera a variação de custos que as empresas experimentaram no decorrer de doze meses anteriores. O cálculo incluiu custos gerenciáveis (Parcela B), sobre os quais incide o IGP-M ajustado pelo Fator X e custos não gerenciáveis (Parcela A), como energia comprada de geradoras, encargos de transmissão (transporte de energia) e encargos setoriais, além de ajustes financeiros reconhecidos pela ANEEL na Conta de Variação de Itens da Parcela A (CVA).

O Fator X aprovado neste reajuste tarifário foi de 1,08%, sendo “Pd” (ganhos de produtividade) 1,08%, “T” (trajetória para adequação dos custos operacionais) 0,00% e “Q” (incentivo à qualidade) 0,00%.

O índice de reajuste tarifário aprovado incluiu a amortização da segunda de três parcelas do saldo do passivo regulatório (R\$78.094, ajustado pela variação monetária) formado em função da postergação da data de aplicação dos resultados da Terceira Revisão Tarifária Periódica (3RTP), no montante de R\$28.001, ficando a última parcela para o reajuste tarifário de 2014.

O principal ajuste financeiro reconhecido pela ANEEL neste processo tarifário foi o saldo da CVA no montante de R\$287.763, referente à diferença entre os custos homologados e os efetivamente incorridos pela Companhia no período de agosto de 2012 a julho de 2013. Deste montante, a Companhia receberá R\$49.889 via tarifa e os outros R\$237.874, ressarcidos em dezembro de 2013, por meio de repasse da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, de modo a reduzir o impacto nas tarifas a serem aplicadas aos consumidores finais.

EDP Bandeirante: Decomposição do Reposicionamento Tarifário de 2013 - 3º Ciclo de Revisão Tarifária



4.8 Medida Provisória nº 627/13 e Instrução Normativa da Receita Federal do Brasil nº 1.397/13

A Medida Provisória (MP) nº 627, de 11 de novembro de 2013, e a Instrução Normativa da Receita Federal do Brasil nº 1.397, de 16 de setembro de 2013, trouxeram mudanças relevantes para as regras tributárias federais. Os dispositivos da MP entrarão em vigor obrigatoriamente a partir do ano-calendário de 2015, sendo dada a opção de aplicação antecipada de seus dispositivos a partir do ano-calendário de 2014.

Entre as principais alterações nas regras tributárias a MP revoga o Regime Tributário de Transição (RTT) e traz outras alterações. A referida MP já recebeu mais de 500 emendas e a Companhia e suas controladas

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

aguardarão a conversão em Lei para uma análise mais profunda e conclusiva. A Companhia e suas controladas elaboraram um estudo dos possíveis efeitos que poderiam advir da aplicação dessa nova norma e em uma avaliação preliminar concluiu que a sua adoção antecipada, ou não, não resultaria em impactos relevantes nas demonstrações financeiras.

4.9 Venda de participação acionária

Em 6 de dezembro de 2013, a Companhia comunicou ao mercado que estabeleceu uma parceria com a CWE Investment Corporation (CWEI) e CWEI Brasil Participações (CWEI Brasil), subsidiárias controladas integralmente pela China Three Gorges (CTG), para investimentos, em conjunto, no mercado de energia brasileiro.

No âmbito da parceria, a Companhia assinou nesta data Contrato de Compra e Venda e Acordo de Acionistas referente a venda de 50% de sua participação na CEJA e Cachoeira Caldeirão.

O acordo prevê a participação conjunta das partes em projetos de energia no Brasil, sob uma estrutura acionária equilibrada, com controle compartilhado, equilíbrio de direitos e tomada de decisão com base em consenso entre as partes.

Para a venda da CEJA, o valor de transação foi de R\$490.000 e, adicionalmente, a CWEI Brasil assumirá o compromisso dos aportes de capital até o final da construção da UHE Jari, estimado em R\$81.000.

Para a venda da Cachoeira Caldeirão, o custo da entrada da CWEI Brasil corresponderá ao reembolso dos custos incorridos pela EDP - Energias do Brasil e à assunção de compromissos dos aportes de capital até o final da construção estimados em R\$294.000, na proporção da participação adquirida.

Nos termos do Contrato, a conclusão da operação está sujeita à aprovação pela ANEEL, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, órgãos reguladores chineses e outras providências de natureza societária e contratuais necessárias à efetivação da alienação de controle, que estão previstas para ocorrerem no 1º semestre de 2014.

Conforme requerido pelo CPC 19 (R2) Negócios em conjunto (IFRS 11), com a conclusão das operações e após as aprovações mencionadas acima, a CEJA e Cachoeira Caldeirão serão contabilizadas por equivalência patrimonial e devem resultar em um ganho de capital estimado no lucro líquido de 2014 de R\$160.000.

4.10 EDP GRID - Obtenção de registro para Serviços de Comunicação Multimídia

Em 13 de dezembro de 2012 a EDP GRID obteve junto a Agência Nacional de Telecomunicações - Anatel autorização, por meio do Termo PVST/SPV N° 637-Anatel, para prestação, em regime fechado, de Serviços de Comunicação Multimídia - SCM. O SCM é o serviço fixo de telecomunicação que possibilita a oferta, em âmbito nacional e internacional, de capacidade de transmissão, emissão e recepção de informações multimídia, a assinantes de uma área de prestação de serviço.

Em 16 de dezembro de 2013, foi protocolada junto à Anatel a comunicação de alteração da razão social de Escelsa Participações S.A. para EDP GRID Gestão de Redes Inteligentes de Distribuição S.A., do endereço da sede social e objeto social de acordo com a Assembleia Geral Extraordinária de 12 de agosto de 2013.

A EDP GRID, vem direcionando seus esforços para iniciar as atividades nos serviços de telecomunicações e, também, em energia elétrica, com foco na integração e convergência de diversas áreas que se inserem no conceito das redes elétricas inteligentes.

4.11 Concessão da Central Hídrica de São Manoel**6 Consumidores e concessionárias**

Nota	Consolidado							
	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total	PCLD	Saldo líquido em 31/12/2013	Saldo líquido em 31/12/2012	
Circulante								
Consumidores								
Fornecimento faturado								
Residencial	115.114	103.093	22.558	240.765	(22.558)	218.207	251.539	
Industrial	45.154	30.310	39.019	114.483	(37.073)	77.410	97.545	
Comércio, Serviços e Outras Atividades	57.916	29.217	12.912	100.045	(10.075)	89.970	112.713	
Rural	11.633	8.030	3.985	23.648	(438)	23.210	25.236	
Poder Público								
Federal	5.134	720	71	5.925	(38)	5.887	5.595	
Estadual	6.001	204	364	6.569	(353)	6.216	7.684	
Municipal	10.095	2.336	609	13.040	(206)	12.834	21.045	
Iluminação Pública	10.962	2.703	480	14.145	(232)	13.913	22.272	
Serviço Público	14.940	5.937	9.459	30.336	(471)	29.865	14.472	
Clientes livres	62.144	37	894	63.075		63.075	44.581	
Fornecimento não faturado	206.382			206.382		206.382	297.660	
Parcelamentos de débitos	56.357	10.867	61.761	128.985	(76.026)	52.959	54.958	
(+) Ajuste a valor presente	(1.506)			(1.506)		(1.506)	(1.458)	
Outros créditos	28.580		949	29.529		29.529	30.241	
	628.906	193.454	153.061	975.421	(147.470)	827.951	984.083	
Concessionárias								
Suprimento de energia elétrica	6.1	251.280	1.626	253.579	(518)	253.061	172.215	
Energia de curto prazo	6.2	21.198		21.198		21.198	75.980	
Encargos de uso da rede elétrica		4.252		4.252		4.252	5.885	
Outros		20.085		20.085		20.085	14.388	
		296.815	1.626	299.114	(518)	298.596	268.468	
Total Circulante		925.721	195.080	1.274.535	(147.988)	1.126.547	1.252.551	
Não circulante								
Consumidores								
Fornecimento faturado								
Industrial		4.934		4.934	(3.227)	1.707	1.751	
Comércio, Serviços e Outras Atividades		18		18		18		
Parcelamentos de débitos		66.266		66.266	(645)	65.621	46.921	
(-) Ajuste a valor presente	6.3	(14.493)		(14.493)		(14.493)	(13.507)	
		56.725	-	56.725	(3.872)	52.853	35.165	
Concessionárias								
Energia de curto prazo		836	3.445	4.281	(4.281)			
Outros		2.174		2.174	(119)	2.055	5.129	
		3.010	-	3.445	(4.400)	2.055	5.129	
Total Não Circulante		59.735	-	3.445	(8.272)	54.908	40.294	

6.1 Concessionárias - Suprimento de energia elétrica

Dos valores demonstrados na rubrica de suprimento de energia elétrica, destacam-se os valores da EDP Comercializadora que realizou operações de venda de suprimento de energia elétrica com o empreendimento controlado em conjunto Porto do Pecém. Em 31 de dezembro de 2013, como resultado dessas operações, figura o valor de R\$110.917.

6.2 Energia de curto prazo

Do saldo de R\$21.198 em 31 de dezembro de 2013, R\$9.738 refere-se a EDP Comercializadora referente a transações de venda de energia realizadas no âmbito da CCEE. Em 31 de dezembro de 2012 o saldo de R\$75.980 desta rubrica tem a mesma natureza, porém, referem-se em sua maioria, às controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa.

6.3 Ajuste a valor presente

O ajuste a valor presente, conforme CPC 12, foi calculado com base na taxa média de remuneração do investimento, 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 2013 correspondia a 11,36% a.a. (15,07% a.a. na EDP Escelsa e 11,36% a.a. na EDP Bandeirante em 31 de dezembro de 2012), afetando positivamente o resultado das distribuidoras no período em R\$1.033 (negativamente em R\$4.156 em 31 de dezembro 2012).

7 Títulos a receber

	Controladora				Consolidado			
	Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Cessão de crédito - Tangará Energia S.A.					4.965	4.503	6.385	10.548
Cessão de crédito - Rede Energia S.A.							10.664	10.776
Ações preferenciais resgatáveis das classes "A", "B" e "C"	2.939		3.402	21.537	20.602			
Outros						27		
Total	2.939		3.402	21.537	4.965	4.530	17.049	21.324

Controladora

O montante de R\$24.476 (R\$24.004 em 31 de dezembro de 2012) refere-se ao principal das ações preferenciais resgatáveis das classes "A", "B" e "C" de emissão da controlada Investco. Adicionalmente, de acordo com o artigo 8º do Estatuto Social da referida controlada, tais ações gozam, entre outros, do direito de recebimento de um dividendo anual fixo, cumulativo, de 3% sobre o valor de sua respectiva participação no capital social. Devido a esta característica, as ações foram classificadas como um instrumento financeiro na categoria de empréstimo e recebíveis por satisfazerem a definição de ativo financeiro, pelo fato da controlada não ter o direito de evitar o envio de caixa ou outro ativo financeiro para outra entidade, conforme determina o parágrafo 19 do CPC 39.

A estimativa de valor justo foi efetuada considerando-se as condições acima descritas para pagamento dos dividendos. O pagamento anual de dividendos foi considerado até 2032 (término da concessão) e trazido a valor presente pela taxa de desconto de 8,70% a.a.

Em 13 de dezembro de 2013 a Companhia comunicou ao mercado que o Consórcio Terra Nova, constituído entre a Companhia e Furnas Centrais Elétricas S.A., sagrou-se vencedor no leilão A-5 realizado pela ANEEL, relacionado à concessão da Central Hídrica de São Manoel que será construída na divisa dos Estados do Mato Grosso e do Pará, no rio Teles Pires.

As principais características do projeto são: (i) capacidade instalada de 700 MW; (ii) energia vendida no Ambiente de Contratação Regulado - ACR de 409,5 MW médios; (iii) preço de venda no ACR de R\$83,49/MWh reajustado anualmente pelo IPCA; (iv) início do Contrato de Comercialização de Energia - CCEAR em maio de 2018; (v) prazo do CCEAR de 30 anos; e (vi) investimento total estimado (sem considerar inflação e juros capitalizados) de R\$2,7 bilhões.

O financiamento do projeto considera a obtenção de dívida de longo prazo com alavancagem estimada de até 66%.

4.12 Concessão das Centrais Eólicas - Aroeira, Jericó, Umbuzeiros e Aventura I

A coligada EDP Renováveis, em 13 de dezembro de 2013, vendeu 45 MW médios de energia no Leilão A-5, por meio de quatro empreendimentos de geração eólica: Aroeira, Jericó, Umbuzeiros e Aventura I. Os empreendimentos estão localizados no Estado do Rio Grande do Norte, região nordeste do Brasil. Em conjunto, os empreendimentos somam capacidade instalada de 116 MW. A venda da energia no Ambiente de Contratação Regulado - ACR se deu pelo prazo de 20 anos, com início em janeiro de 2018, ao preço de R\$109/MWh.

5 Caixa e equivalentes de caixa

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Bancos conta movimento	53.099	62.025	301.932	310.112
Aplicações financeiras - renda fixa	191.012	37.029	622.214	261.263
Total	244.111	99.054	924.146	571.375

As aplicações financeiras de curto prazo, de alta liquidez, são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor. A Companhia e suas controladas possuem opção de resgate antecipado dos referidos títulos, sem penalidades ou perda de rentabilidade.

Os investimentos financeiros da Controladora referem-se, substancialmente, a Certificados de Depósitos Bancários e Debêntures, remunerados a taxas que variam entre 93,00% e 101,50% do Certificado de Depósito Interbancário - CDI. A taxa média de aplicação do Grupo EDP - Energias do Brasil varia entre 90,00% e 101,50%.

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 EDP - Energias do Brasil a riscos de taxas de juros e uma análise de sensibilidade para ativos e passivos financeiros são divulgadas na nota 37.3.

6.4 Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Conforme descrito na nota 2.2 item b, as controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa constituíram, com base na Instrução Contábil 6.3.2 do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, a provisão para crédito de liquidação duvidosa:

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

Para os parcelamentos de débitos, as controladas adotam os seguintes critérios:

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

Adicionalmente, é efetuada uma análise criteriosa do saldo de Consumidores e concessionárias e o valor constituído é considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos. A exposição da Companhia a riscos de crédito está divulgada na nota 37.5.

continuação
NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

8 Impostos e contribuições sociais

	Controladora							
	Saldo em 31/12/2012	Adição	Atualização monetária	Pagamentos	Compensação de tributos federais	Reclassificação	Transferência	Saldo em 31/12/2013
Ativos - Compensáveis								
Imposto de renda e contribuição social	84.004	-	5.247	-	(36.955)	-	18.713	71.009
PIS e COFINS	-	836	-	-	-	-	(602)	234
IRRF sobre aplicações financeiras	-	2.317	-	-	-	1.201	13	3.531
IRRF sobre juros s/capital próprio	-	27.572	-	-	-	(1.201)	1.201	27.572
Outros	80	84	-	-	-	-	(29)	135
Total	84.084	30.809	5.247	-	(36.955)	-	19.296	102.481
Circulante	84.084	-	-	-	-	-	-	102.481
Total	84.084							102.481
Passivo - a recolher								
Imposto de renda e contribuição social	-	1.995	-	(1.995)	(335)	-	335	-
ICMS	-	2	-	-	-	-	-	2
PIS e COFINS	18.722	17.111	-	-	(18.956)	-	(602)	16.275
ISS	7	201	-	(200)	-	-	-	8
PIS, COFINS e CSLL - Sobre serviços prestados por terceiros	37	1.872	-	(1.782)	-	-	-	127
IRRF retido na fonte sobre serviços prestados por terceiros	126	914	-	(911)	-	-	-	129
IRRF sobre juros s/capital próprio	-	2.285	-	-	(17.664)	-	19.563	4.184
Parcelamento de impostos - Lei 11.941/09	42.836	97	4.437	(5.833)	-	-	-	41.537
REFIS - conversão em renda	4.663	-	196	-	-	-	-	4.859
Outros	906	11.268	-	(10.725)	-	-	-	1.449
Total	67.297	35.745	4.633	(21.446)	(36.955)	-	19.296	68.570
Circulante	23.418	-	-	-	-	-	-	26.008
Não circulante	43.879	-	-	-	-	-	-	42.562
Total	67.297							68.570

	Consolidado									
	Saldo em 31/12/2012	Adição	Baixas	Atualização monetária	Adiantamentos/Pagamentos	Compensação de tributos federais	Reclassificação	Transferência	Transferência para Ativo Mantido para Venda	Saldo em 31/12/2013
Ativos - Compensáveis										
Imposto de renda e contribuição social	111.517	1.472	-	6.690	184.931	(76.416)	(199)	(117.378)	(242)	110.375
ICMS	52.778	53.143	-	-	-	(10)	-	(36.224)	-	69.687
PIS e COFINS	24.622	540.458	-	-	-	(5)	-	(504.015)	(43.887)	17.173
PIS e COFINS - COSIT 27	2.113	-	-	1.992	-	(9.077)	-	7.085	-	2.113
IRRF sobre aplicações financeiras	7.039	10.175	-	-	-	(46)	1.522	(8.464)	(1.488)	8.738
IRRF sobre juros s/capital próprio	-	32.697	-	-	-	-	(1.201)	1.201	-	32.697
ISS	861	644	-	-	-	(1.484)	8	-	-	29
Outros	22.657	3.075	(5)	-	10	(12.591)	(130)	(3.210)	-	9.806
Total	221.587	641.664	(5)	8.682	184.941	(99.629)	-	(661.005)	(45.617)	250.618
Circulante	166.075	-	-	-	-	-	-	-	-	195.291
Não circulante	55.512	-	-	-	-	-	-	-	-	55.327
Total	221.587									250.618
Passivo - a recolher										
Imposto de renda e contribuição social	38.961	254.063	-	2	(47.449)	(567)	-	(160.508)	-	84.502
ICMS sobre diferencial de alíquota	551	12.391	-	-	(11.692)	-	-	-	(1.079)	171
ICMS	107.033	1.561.062	-	5.981	(1.510.910)	(10)	-	(36.224)	-	126.932
PIS e COFINS	47.968	952.271	-	19	(400.008)	(54.115)	-	(496.708)	-	49.427
ISS	2.369	19.889	-	17	(17.330)	(1.484)	(9)	-	(1.817)	1.635
PIS, COFINS e CSLL - Sobre serviços prestados por terceiros	1.126	20.632	-	3	(20.493)	-	198	-	(34)	1.432
IRRF retido na fonte sobre serviços prestados por terceiros	1.041	6.708	-	-	(6.790)	-	9	6	(55)	919
IRRF sobre juros s/capital próprio	37.406	44.600	-	110	(36.745)	(30.861)	-	32.430	-	46.940
Parcelamento de impostos - Lei 11.941/09	102.702	934	-	7.339	(39.027)	-	-	-	-	71.948
REFIS - conversão em renda	41.973	-	-	2.519	-	-	-	-	-	44.492
Outros	9.020	106.439	(2)	76	(90.942)	(12.592)	(198)	-	(423)	11.378
Total	390.150	2.978.989	(2)	16.066	(2.181.386)	(99.629)	-	(661.004)	(3.408)	439.776
Circulante	278.295	-	-	-	-	-	-	-	-	351.487
Não circulante	111.855	-	-	-	-	-	-	-	-	88.289
Total	390.150									439.776

8.1 Imposto de renda e contribuição social - Controladora

Os valores registrados referem-se basicamente a imposto de renda decorrentes de retenções na fonte e suas respectivas atualizações pela SELIC, relativos a períodos anteriores. A compensação desse saldo é feita principalmente com Imposto de renda retido na fonte sobre os JSCP declarados.

8.2 PIS e COFINS - Consolidado

Em decorrência dos termos do artigo 32 da Medida Provisória nº 66/02, convertida na Lei nº 10.637/02 e da Instrução Normativa nº 199/02, as controladas EDP Escelsa e EDP Comercializadora, como agente integrante da CCEE, exerceram opção pelo regime especial de tributação do PIS e da COFINS, sobre receitas auferidas em operações realizadas no âmbito daquela Instituição. Os principais efeitos referem-se à base de cálculo incidente sobre os resultados líquidos positivos e na continuidade da aplicação da alíquota de 0,65% e 3% para o PIS e COFINS, respectivamente.

8.3 ICMS - Ativos Compensáveis - Consolidado

As controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa apresentam saldo de R\$69.560, que incluem: (i) créditos de ICMS decorrente de aquisição de bens no valor de R\$57.314, que de acordo com o parágrafo 5º do artigo 20 da Lei Complementar nº 87/96 são compensados a razão de 1/48 avos por mês; e (ii) R\$12.246 referente a aquisição de créditos de ICMS de terceiros para compensação com o pagamento do ICMS devido pelas operações de venda de energia. Esta operação está prevista no regulamento do ICMS do Estado de São Paulo, Decreto nº 45.490/00 em seu artigo 73, inciso II, alínea "a". O saldo a pagar ao fornecedor do crédito no valor de R\$4.602 em 31 de dezembro de 2013 (R\$22.042 em 31 de dezembro de 2012) está apresentado na nota 15.

8.4 ICMS - Passivo a Recolher - Consolidado

As controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa apresentam saldo de R\$119.945, no qual, trata-se do ICMS incidente sobre as faturas de energia elétrica das distribuidoras.

8.5 Parcelamento de impostos - Lei 11.941/09, REFIS conversão em renda e PAEX

Em 2009 a Companhia e suas controladas formalizaram 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 assim como suas controladas EDP Bandeirante, EDP Escelsa, Energest e EDP Comercializadora procederam à consolidação dos débitos incluídos no parcelamento.

Parcelamento de impostos - Leis nº 11.941/09 e nº 12.865/13

Controladora

Do valor total da dívida de R\$46.396 em 31 de dezembro de 2013, R\$41.537 foram parcelados em 180 vezes restando 130 parcelas de R\$322 atualizáveis mensalmente pela SELIC e os R\$4.859 restantes possuem depósitos judiciais no mesmo montante, 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. Em 10 de outubro de 2013 foi publicada a Lei nº 12.865, reabrindo o prazo de parcelamento instituído pela Lei nº 11.941/09 para débitos que não foram incluídos no programa em 2009. O prazo para nova inclusão foi prorrogado até 31 de dezembro de 2013 e a Companhia formalizou em dezembro de 2013 junto à Receita Federal do Brasil - RFB a inclusão de débitos IRPJ e CSLL ao novo programa no montante de R\$8.673. O efeito da adesão ao programa foi uma redução de R\$4.672 (R\$1.642 juros e R\$3.030 de multas e encargos) da contingência de IRPJ e CSLL registrada no passivo. Do saldo remanescente no montante de R\$4.001, a Companhia utilizou prejuízos fiscais e base negativa no valor de R\$2006 para compensar juros e multa, conversão de depósitos judiciais no valor de R\$1.898 e o restante do débito foi quitado por meio de pagamento à vista no valor de R\$97.

Consolidado

Em setembro de 2006, a controlada Lajeado aderiu ao Parcelamento Excepcional - PAEX, instituído pela Medida Provisória nº 303/06, que trata de parcelamento de débitos de pessoas jurídicas junto à Secretaria da Receita Federal - SRF, à Procuradoria Geral da Fazenda Nacional - PGFN e ao Instituto Nacional do Seguro Social - INSS, de débitos de IRPJ, CSLL, COFINS, PIS, CPMF, INSS e multa. Em 2009, foi formalizada junto à RFB a adesão do PAEX ao programa de redução e parcelamento de tributos conforme a Lei nº 11.941/09 - "REFIS IV". Em 30 de junho de 2011, a controlada procedeu à consolidação dos débitos incluídos no parcelamento. Do valor total consolidado da dívida de R\$116.440 em 31 de dezembro de 2013, que inclui a Companhia e as controladas Lajeado, Investco, EDP Bandeirante, EDP Escelsa e Energest, R\$71.948 foram parcelados e são atualizáveis mensalmente pela SELIC e os R\$44.492 restantes possuem depósitos judiciais no montante de R\$83.460, 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. Em 10 de outubro de 2013 foi publicada a Lei nº 12.865, reabrindo o

prazo de parcelamento instituído pela Lei nº 11.941/09 para débitos que não foram incluídos no programa em 2009. O prazo para nova inclusão foi prorrogado até 31 de dezembro de 2013 e a Companhia e suas controladas EDP Escelsa, Investco, Lajeado, EDP GRID e Energest formalizaram em dezembro junto à RFB a inclusão de débitos de natureza Federal ao novo programa no montante de R\$11.674. O efeito da adesão ao programa foi uma redução de R\$6.870 (R\$2.365 juros e R\$4.505 de multas e encargos) da contingência registrada no passivo. Do saldo remanescente no montante de R\$6.350, foi utilizado prejuízos fiscais e base negativa no valor de R\$2.535 para compensar juros e multa, conversão de depósitos judiciais no valor de R\$3.439 e o restante do débito foi quitado por meio de pagamento à vista no valor de R\$1.038.

9 Imposto de renda e contribuição social diferidos

9.1 Controladora

Natureza dos créditos	Controladora					
	Passivo Não Circulante			Resultado		
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Prejuízos Fiscais	-	-	-	-	-	1.475
Base Negativa da Contribuição Social	-	-	-	-	-	531
Total	-	-	-	-	-	2.006

Diferenças Temporárias

	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
MTM Ações Rede	1.023	369	1.392	1.908	-	-
Total diferenças temporárias	1.023	369	1.392	1.908	-	-

Receita de imposto de renda e contribuição social diferidos

	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Receita de imposto de renda e contribuição social diferidos	1.023	369	1.392	1.908	2.006	2.006

9.2 Consolidado

Os créditos fiscais a seguir detalhados, incidentes sobre o prejuízo fiscal, base negativa de contribuição social e outros valores que constituem diferenças temporárias, os quais serão utilizados para redução de carga tributária futura, foram reconhecidos tomando por base o histórico de rentabilidade e as expectativas de geração de lucros tributáveis nos próximos exercícios das controladas Energest, Lajeado, Enerpeixe, EDP Bandeirante, EDP Escelsa, EDP Comercializadora, no prazo máximo de 10 anos.

Natureza dos créditos	Consolidado											
	Ativo Não Circulante					Passivo Não Circulante					Resultado	
	31/12/2013			31/12/2012		31/12/2013			31/12/2012		2013	2012
	IRPJ	CSLL	Total	Total	IRPJ	CSLL	Total	Total	Reclassificado	IRPJ/CSLL	Reclassificado	
Prejuízos Fiscais	56.964	-	56.964	69.175	-	-	-	-	-	(10.343)	(7.134)	
Base Negativa da Contribuição Social	-	24.093	24.093	28.489	-	-	-	-	-	(3.723)	(2.568)	
Total	56.964	24.093	81.057	97.664	-	-	-	-	-	(14.066)	(9.702)	
Diferenças Temporárias												
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	34.923	12.572	47.495	38.819	(4)	(1)	(5)	(12)	-	8.669	(14.804)	
Benefício pós-emprego	25.313	9.113	34.426	25.120	(181)	(65)	(246)	(332)	-	9.181	1.845	
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	52.274	18.814	71.088	72.722	(1.091)	(393)	(1.484)	(855)	-	(1.005)	(551)	
Provisão para resultados de swap	(5.742)	(2.068)	(7.810)	(3.732)	-	-	-	-	-	(4.078)	(4.566)	
Provisão para perdas em estoques	1.090	392	1.482	1.677	-	-	-	-	-	(195)	559	
MTM Ações Rede	-	-	-	-	1.023	369	1.392	1.908	-	-	-	
Total diferenças temporárias	107.858	38.823	146.681	134.606	(253)	(90)	(343)	709	-	12.572	(17.517)	
Benefícios pós-emprego - PSAP	10.444	3.760	14.204	14.525	-	-	-	-	-	(321)	(3.844)	
Ágio incorporado	146.884	52.878	199.762	216.058	-	-	-	-	-	(16.296)	(16.590)	
Diferenças Temporárias - RTT												
Consumidores - ajuste a valor presente	4.000	1.439	5.439	4.996	-	-	-	-	-	443	1.320	
Gastos Pré - Operacionais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.887	-	
Encargos financeiros - Recouping	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(144)	
Emprést. e financiamentos Moeda Estrangeira - MTM	40	14	54	(94)	-	-	-	-	-	148	(181)	
Imobilizado em serviços - Intangíveis	-	-	-	-	-	-	-	9.277	-	2.694	(5.814)	
Mais Valia - CPC 15 (R1)	-	-	-	-	146.530	52.751	199.280	397.933	-	-	-	
Amortização/Depreciação mais valia - CPC 15 (R1)	-	-	-	-	(29.684)	(10.686)	(40.370)	(34.952)	-	5.418	6.149	
Licenças ambientais - CPC 25	(134											

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

A variação no Imposto de renda e contribuição social diferidos ativos e passivos consolidado do exercício foi registrada em contrapartida a débito do resultado do exercício em R\$5.526 a débito de Patrimônio Líquido em R\$41.133 e a débito passivo no valor de R\$2.541. O valor de R\$200.349 refere-se a reclassificação para Ativo Disponível para Venda dos saldos relativos à Cachoeira Caldeirão, ECE Participações e CEJA.

9.2.1 Provisão para Déficit Previdenciário - PSAP

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

9.2.2 Ágio incorporado

O crédito fiscal do ágio é proveniente:

- a) na controlada EDP Bandeirante, da incorporação ocorrida no exercício de 2002; e da parcela cindida da anterior controladora Enerpaulo - Energia Paulista Ltda., representada pelo ágio pago pela Enerpaulo quando da aquisição de ações de emissão da EDP Bandeirante;
- b) na controlada EDP Escelsa, da incorporação ocorrida em abril de 2005; e da parcela cindida da Controladora, representada pelo ágio pago pelas incorporadas EDP 2000 Participações Ltda. e EDP Investimentos Ltda. quando da aquisição de ações de emissão da IVEN, na época controladora da EDP Escelsa; e
- c) na controlada Lajeado, da incorporação das controladas EDP Lajeado e Tocantins, ocorrida em novembro de 2009, representada pelo ágio pago pela Controlada.

Os valores foram contabilizados de acordo com as Instruções CVM nº 319/99 e 349/99 e, conforme determinação da ANEEL, são aproveitados pela curva entre a expectativa de resultados futuros e o prazo de concessão das controladas, o que resulta em realização anual média futura do crédito fiscal de R\$6.003 para a controlada EDP Bandeirante até o ano de 2027, de R\$1.955 para a controlada EDP Escelsa até o ano de 2025 e de R\$5.030 para a controlada Lajeado até o ano de 2032.

9.2.3 Provisão pagamento das Ações Preferenciais (Instrumentos Financeiros - CPC 39)

Em dezembro de 2012 a controlada Investco reavaliou o cálculo do imposto de renda e contribuição social diferidos sobre os ganhos da adoção dos CPCs, associados à classificação das ações preferenciais (classe PNA, PNB e PNC) como instrumentos financeiros conforme CPC 39, de forma a adequar à expectativa de realização futura.

9.2.4 Prejuízos Fiscais

Pela legislação tributária em vigor, o prejuízo fiscal e a base negativa de contribuição social são compensáveis com lucros futuros, até o limite de 30% do lucro tributável, não estando sujeitos a prazo prescricional.

9.2.5 Resultados tributáveis futuros

As projeções de resultados tributáveis futuros indicam que as controladas EDP Bandeirante, EDP Escelsa e Lajeado apresentam base de cálculo suficiente para recuperação do saldo integral dos créditos tributários. Os créditos relacionados ao Ágio, mencionado na nota 9.2.2, será realizado financeiramente até 2032, em consonância com as normas de amortização dos valores a eles vinculados.

A Administração das controladas elaboraram, em 31 de dezembro de 2013, projeção de resultados tributáveis futuros, inclusive considerando seus descontos a valor presente, demonstrando a capacidade de realização desses créditos tributários nos períodos indicados, e, para as controladas EDP Bandeirante, EDP Escelsa, Investco e Enerpeixe, conforme requerido pela Instrução CVM nº 371/02, os referidos estudos foram aprovados pelos respectivos Conselhos de Administração em 17 de fevereiro de 2014. Essas estimativas são trimestralmente revisadas, de modo que eventuais alterações na perspectiva de recuperação desses créditos possam ser tempestivamente consideradas nas informações contábeis intermediárias. Consequentemente, as estimativas estão sujeitas a não se concretizarem no futuro tendo em vista as incertezas inerentes a essas previsões.

Com base no estudo, as controladas estimam recuperar os créditos fiscais diferidos nos seguintes exercícios:

2014	2015	2016	2017	2018	2019 a 2021	2022 a 2023	Não circulante
98.706	197.953	83.034	30.528	35.031	88.553	18.768	552.573

Os valores contidos no intervalo de 2022 e 2023 referem-se a diferenças temporárias que irão se realizar até o término da concessão.

10 Partes relacionadas

Os saldos de ativos e passivos, bem como as transações da Companhia e suas controladas com sua controladora, profissionais chave da Administração e outras partes relacionadas, que influenciaram o resultado do período, relativos a operações com partes relacionadas, estão apresentadas como segue:

Controladora								Receitas (despesas) no exercício findos em 31 de dezembro	
Objeto do contrato	Contraparte	Data da transação	Período de duração	Ativo		Passivo		2013	2012
				31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	2013	2012
Partes relacionadas									
Compartilhamento de gastos com gestores corporativos, aprovados pela ANEEL através do despacho nº 205/13									
	EDP Bandeirante	01/07/2012	Até a emissão de nova Resolução da ANEEL	439	3.476			6.488	3.476
	Energest	01/07/2012	Até a emissão de nova Resolução da ANEEL	66	434			968	436
	EDP Comercializadora	01/07/2012	Até a emissão de nova Resolução da ANEEL	15	211			241	211
	Pantanal	01/07/2012	Até a emissão de nova Resolução da ANEEL	25	214			404	214
	Investco	01/07/2012	Até a emissão de nova Resolução da ANEEL	67	475			955	475
	Lajeado	01/07/2012	Até a emissão de nova Resolução da ANEEL	42	344			693	344
	Santa Fé	01/07/2012	Até a emissão de nova Resolução da ANEEL	17	128			251	126
	EDP Escelsa	01/07/2012	Até a emissão de nova Resolução da ANEEL	454	2.991		766	6.602	2.224
Compartilhamento de gastos com locação de imóvel, condominiais, telecomunicação, aprovados pela ANEEL através do despacho nº 2.807/13									
	EDP Bandeirante	01/01/2011	01/01/2011 a 31/12/2014	229	238			3.086	2.817
	Energest	01/01/2011	01/01/2011 a 31/12/2014	107	100			417	1.143
	EDP Comercializadora	01/01/2011	01/01/2011 a 31/12/2014	44	32			478	363
	Enercouth	01/01/2011	01/01/2011 a 31/12/2014	2	2			28	22
	ECE Participações	01/01/2011	01/01/2011 a 31/12/2014	16	15			191	165
	Instituto EDP	01/01/2011	01/01/2011 a 31/12/2014	15	8			118	75
	Pantanal	01/01/2011	01/01/2011 a 31/12/2014	3	2			27	22
	Investco	01/01/2011	01/01/2011 a 31/12/2014	19	12			200	136
	Lajeado	01/01/2011	01/01/2011 a 31/12/2014	3	2			31	22
	CEJA	01/01/2011	01/01/2011 a 31/12/2014	2	2			26	22
	Evrecy	01/01/2011	01/01/2011 a 31/12/2014						21
	Cachoeira Caldeirão	01/07/2012	Até a emissão de nova Resolução da ANEEL	2				16	
	EDP Escelsa	01/01/2011	01/01/2011 a 31/12/2014	56	53	14	2	646	547
Reembolso referente ao evento EDP Partners									
Contrato de mútuo - 100% do CDI.									
	EDP Portugal	19/12/2013		430				430	
	Energest	19/07/2011	19/07/2011 a 18/07/2013						3.121
	Energest	15/05/2003	15/05/2003 a 21/03/2013						
	Energest	08/11/2011	08/11/2011 a 17/06/2015	72				306	
	EDP Comercializadora	09/11/2009	09/11/2009 a 06/09/2014	11.621				1.259	
	EDP GRID	27/06/2005	27/06/2005 a 29/11/2014		4.803			325	367
	Investco	10/12/2009	10/12/2009 a 08/11/2012						406
	EDP Bandeirante	24/01/2013	24/01/2013 a 31/01/2013					98	
Contrato de mútuo - 102% do CDI.									
	Terra Verde	01/01/2010	Indeterminado		7.895			170	623
Contrato de mútuo - 110% do CDI.									
	Pecém OM	05/12/2011	05/12/2011 a 31/12/2014	782	718			51	38
Contrato de mútuo - 105% do CDI.									
	Porto do Pecém	24/09/2012	24/09/2012 a 09/12/2015	167.168	133.489			13.014	1.325
	MABE	04/10/2013	04/10/2013 a 31/12/2014	11.577				257	
Contrato de Serviços de consultoria.									
	Cenaee	01/12/2013	01/12/2013 a 30/11/2014	167	80			93	52
	Elebrás	01/12/2013	01/12/2013 a 30/11/2014	1.660	798			929	1.034
	EDP Renováveis	01/12/2013	01/12/2013 a 30/11/2014	49	23			27	316
Contrato repasse de Garantia sobre contratos de empréstimos									
	EDP Renováveis (Espanha)			1.277	1.277				1.277
Venda de ativos									
	Terra Verde	15/01/2010	15/01/2010 a 15/01/2014		6.647				
Total de Partes Relacionadas				196.426	164.469	14	768	38.825	21.420
Circulante				24.051	10.698				
Não circulante				172.375	153.771	14	768		
				196.426	164.469	14	768		
Adiantamento para futuro aumento de capital - AFAC									
AFAC									
	Resende	02/07/2013	Indeterminado	3.860					
	Terra Verde	31/12/2008	Indeterminado	281	3.100				
	CEJA	01/06/2012	Indeterminado		192.300				
	EDP GRID	30/12/2013	Indeterminado	1.000					
Total				5.141	195.400	-	-		
Consolidado									
				Ativo		Passivo		Receitas (despesas) no exercício findos em 31 de dezembro	
Objeto do contrato	Contraparte	Data da transação	Período de duração	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	2013	2012
				31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	2013	2012
Outros créditos									
Ressarcimento por insuficiência de geração									
	Porto do Pecém	31/12/2012	Indeterminado	3.300	464			10.222	464
	Porto do Pecém	31/12/2012	Indeterminado	1.845	286			1.845	286
				5.145	750	-	-	12.067	750
Concessionárias									
	Porto do Pecém	01/01/2013	01/12/2013 a 31/12/2014	110.917				205.720	
				110.917	-	-	-	205.720	-
Partes relacionadas									
Contrato de Serviços de consultoria									
	EDP Renováveis	01/12/2013	01/12/2013 a 30/11/2014	49	23			27	316
	Cenaee	01/12/2013	01/12/2013 a 30/11/2014	167	80			93	52
	Elebrás	01/12/2013	01/12/2013 a 30/11/2014	1.660	798			929	1.034
Termo de confissão de dívida entre o Instituto EDP e a EDP Bandeirante, aprovado pela ANEEL através do despacho nº 3.821/11.									
	Instituto EDP	01/10/2011	30/09/2014	281	558			38	64
Compartilhamento de gastos com locação de imóvel, condominiais, telecomunicação, aprovados pela ANEEL através do despacho nº 2.807/13									
	Instituto EDP	01/01/2011	01/01/2011 a 31/12/2014	15	7			118	75
	Cachoeira Caldeirão	01/07/2012	Até a emissão de nova Resolução da ANEEL	2				16	
	ECE Participações	01/01/2011	01/01/2011 a 31/12/2014	16				191	
	CEJA	01/01/2011	01/01/2011 a 31/12/2014	2				26	
	EDP Renováveis	01/01/2012	01/01/2012 a 31/12/2014	7	1			6	
	EDP Portugal	19/12/2013		430				430	
Reembolso referente ao evento EDP Partners									
Contrato repasse de Garantia sobre contratos de empréstimos									
	EDP Renováveis (Espanha)			1.277	1.277				1.277
Contrato de mútuo - 105% do CDI.									
	Porto do Pecém	24/09/2012	24/09/2012 a 09/12/2015	167.168	133.488			13.014	663
Contrato de mútuo - 110% do CDI.									
	Pecém OM	05/12/2011	05/12/2011 a 31/12/2013	782	718			51	19
Contrato de mútuo - 105% do CDI.									
	MABE	04/10/2013	04/10/2013 a 31/12/2014	11.577				257	
Total de Partes Relacionadas				183.433	136.950	-	-	15.196	3.500
Circulante				12.359	718				
Não circulante				171.074	136.232				
				183.433	136.950				

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Os contratos de compartilhamento entre as partes relacionadas são divididos em dois tipos: Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos e Contratos de Compartilhamento de Infraestrutura:
a) Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos: A partir de 1º de janeiro de 2011, a EDP - Energias do Brasil, é responsável pela contratação dos Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos que contemplam as atividades das áreas corporativas.
A distribuição dos gastos de salários e encargos dos gestores corporativos e colaboradores da EDP - Energias do Brasil que formulam políticas e diretrizes a serem seguidas pelas empresas do grupo econômico e a apropriação é efetuada em função das atividades realizadas para cada contraparte por meio do *timesheet*.
A solicitação de aprovação do 3º Termo Aditivo aos Contratos de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos, a partir de 7 de dezembro de 2011, não foi anuída pela ANEEL conforme Despacho nº 174, de 18 de Janeiro de 2012.

Em 22 de maio de 2012, a Resolução Normativa ANEEL nº 489, alterou a Resolução Normativa nº 334/08, permitindo, mediante análise da ANEEL, a prorrogação da anuência já concedida a contratos de compartilhamento de recursos humanos decorrentes da segregação de atividades estabelecida pela Lei nº 10.848/04, até a entrada em vigor da nova Resolução Normativa que disciplinará a contratação entre partes relacionadas no setor elétrico.

Em 28 de junho de 2012, por meio do Despacho nº 2.149, a ANEEL anuiu as minutas dos 2º e 3º Termos Aditivos ao Contrato de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos, firmados entre a Companhia e suas controladas, para compartilhamento de gestores corporativos, como pleiteado no documento nº 48513.039848/2011-00, com vigência até o marco temporal estabelecido pelo novo parágrafo único do art. 27 da Resolução Normativa nº 334/08, alterada pela Resolução Normativa nº 489/12.

Em 11 de setembro de 2012, a ANEEL por meio do Ofício Circular nº 883, manifestou-se no sentido de que as concessionárias, permissionárias e autorizadas interessadas na prorrogação do prazo de anuência concedida pela ANEEL, deveriam protocolar manifestação de interesse impreterivelmente até o dia 11 de outubro de 2012. No dia 10 de outubro de 2012, a Companhia solicitou a prorrogação do Contrato de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Gastos, para que o contrato tivesse vigência apenas a partir de 1º de julho de 2012, sendo o período de 1º de janeiro de 2012 a 30 de junho de 2012 assumidos integralmente pela Companhia, com vigência até o marco temporal estabelecido pelo novo parágrafo único do art. 27 da Resolução Normativa nº 334/08, alterada pela Resolução Normativa nº 489/12, os quais foram anuídos por meio do Despacho ANEEL nº 205, de 25 de janeiro de 2013.

Atualmente, a ANEEL está analisando o tema compartilhamento de recursos humanos no âmbito da Consulta Pública nº 12/2013, cujo período de contribuições encerrou-se em 31 de dezembro de 2013. 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 seguintes empresas: (i) Sede em São Paulo - SP tendo como Contratada a EDP - Energias do Brasil e Contratantes a EDP Escelsa, EDP Bandeirante e Energest; (ii) Centro Operativo em Serra - ES tendo como Contratada a EDP Escelsa e Contratante a Energest, Enerprev, Santa Fé, EDP GRID e EDP Renováveis; (iii) Escritório em Campo Grande - MS tendo como Contratada a Energest e Contratante a Pantanal. Estes contratos tem vigência de 48 meses a partir de 1º de janeiro de 2011.

As alterações nos percentuais de rateio devem ser submetidas anualmente à anuência prévia da ANEEL, e neste sentido, o Despacho nº 1.692, de 17 de maio de 2012, anuiu o primeiro Termo Aditivo dos Contratos da Sede em São Paulo.

Em junho de 2013, em função da mudança de endereço da sede social do Grupo EDP em São Paulo, foram firmados os segundos Termos Aditivos aos Contratos de Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura. Até a publicação da anuência desses aditivos, em 7 de agosto de 2013, por meio do Despacho nº 2.807/13, os gastos ocorridos nos meses de junho e julho de 2013, foram assumidos integralmente pela EDP - Energias do Brasil e posteriormente repassados em setembro de 2013 às Contratantes.

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 as empresas que compartilham gastos no estado do Espírito Santo (EDP Escelsa, Energest, Santa Fé, EDP Renováveis, EDP GRID e Enerprev). Em 20 de novembro de 2013, por meio do Despacho nº 3.946, a ANEEL anuiu os documentos, ressalvando que se mantém as exigências e condições constantes do Despacho nº 1.598/11. O rateio do compartilhamento dos gastos ficou suspenso no período de julho a novembro de 2013, sendo integralmente repassados em dezembro de 2013 às Contratantes.

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

Os avais recebidos do acionista estão descritos na nota de Garantias (Nota 39.2).

10.1 Controladora direta

A controladora direta da Companhia é a EDP - Energias de Portugal S.A.

10.2 Relacionamento da Companhia com cada contraparte

As contrapartes EDP Bandeirante, Cachoeira Caldeirão, Energest, EDP Comercializadora, Lajeado, EDP Escelsa, Terra Verde, EDP GRID, Enercouth, Resende e CEJA são controladas diretas da Companhia.

As contrapartes Pantanal, Investco, Costa Rica, Santa Fé e ECE Participações são controladas indiretas da Companhia.

As contrapartes EDP Renováveis, Ceneael, Elebrás, Instituto EDP e EDP Renováveis (Espanha) são coligadas da Companhia.

12 Cauções e depósitos vinculados

	Nota
Depósitos judiciais	29
Cauções e depósitos vinculados	
Total	

O saldo da conta de cauções e depósitos vinculados apresentados no circulante e não circulante do consolidado refere-se, basicamente, à parte das aplicações financeiras da controlada Enerpeixe no montante de R\$38.656 (R\$53.758 em 31 de dezembro de 2012), mantidas em conta de reserva, em cumprimento aos contratos de financiamento firmados em 21 de maio de 2004 com o BNDES e consórcio de bancos, constituída como parte das garantias desses contratos e das operações de energia de curto prazo na CCEE.

13 Ativos e Passivos Não Circulantes mantidos para venda

Refere-se a venda de 50% das participações societárias detidas pela Companhia na CEJA e Cachoeira Caldeirão para a CWEI Brasil. Para maiores detalhes vide nota 4.9.

Por se referirem à ativos cuja a alienação do controle é altamente provável, todos os ativos e passivos foram classificados em linha separada do balanço. Por não se qualificar como operação descontinuada, nenhuma alteração foi efetuada na apresentação da demonstração do resultado.

	31/12/2013		
	Cachoeira Caldeirão	CEJA (Consolidado)	Total
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	479.063	23.777	502.840
Impostos e contribuições sociais	1.331	399	1.730
Despesas pagas antecipadamente	183	590	773
Outros créditos	8	2.718	2.726
	480.585	27.484	508.069
Não Circulante			
Impostos e contribuições sociais	8.025	35.862	43.887
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.038	3.849	4.887
Cauções e depósitos vinculados		7	7
Despesas pagas antecipadamente	435	276	711
	9.498	39.994	49.492
Imobilizado	212.229	944.813	1.157.042
Intangível	17.768	594.163	611.931
	229.997	1.538.976	1.768.973
Subtotal dos Ativos	720.080	1.606.454	2.326.534
Custo de transação			1.099
Total dos Ativos não circulantes mantidos para venda			2.327.633

14 Ativos financeiros disponíveis para venda

Referem-se à aquisição de 5,63% de ações preferenciais, correspondente a 3,16% do total de ações da Denerge S.A., sociedade de capital fechado detentora de participações em empresas do setor elétrico. No âmbito dessa negociação, a Companhia tinha a opção de converter essas ações da Denerge em ações preferenciais da Rede Energia S.A., em um período de até dois anos a partir de 11 de setembro de 2008, ao preço de eventual oferta pública. Após este período, se a oferta pública não ocorresse a Companhia deveria exercer a opção de converter as ações em até um ano ao preço unitário fixo de R\$5,68.

Em 15 de setembro de 2011, foi exercida a opção de conversão, resultando na transferência das ações detidas pela Companhia sobre a Denerge para as ações da Rede Energia S.A., tendo sido reconhecida perda de marcação a mercado contra o resultado daquele exercício no montante de R\$12.808, por contrapartida dos Outros resultados abrangentes.

A variação no saldo em 31 de dezembro de 2013, é de R\$1.519 baixado para Outros resultados abrangentes e R\$7.261, reconhecido contra resultado do exercício.

As contrapartes Pecém TM, Pecém OM, Porto do Pecém e MABE são empreendimentos controlados em conjunto.

10.3 Remuneração dos administradores

10.3.1 Política ou prática de remuneração do Conselho de Administração, Diretoria e Conselho Fiscal. Proporção de cada elemento na remuneração total, referente ao período findo em 31 de dezembro de 2013:

Conselho de Administração
Remuneração Fixa: 100%
Diretoria
Remuneração Fixa: 75%
Remuneração Variável: 25%
Conselho Fiscal
Remuneração Fixa: 100%

10.3.2 Remuneração total do Conselho de Administração, Diretoria e do Conselho Fiscal pagos pela Companhia no período findo em 31 de dezembro de 2013 (em R\$)

	Controladora			
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
2013				
Número de membros	4 (*)	5 (**)	3 (***)	12
Remuneração fixa (em R\$)	798.000	3.105.309	41.984	3.945.293
Salário ou pró-labore	480.000	2.474.506	34.987	2.989.493
Benefícios diretos e indiretos (i)	n/a	135.902	n/a	135.902
Remuneração por participação em Comitês	185.000	n/a	n/a	185.000
Encargos sociais	133.000	494.901	6.997	634.898
Remuneração Variável (em R\$)	n/a	1.009.292	n/a	1.009.292
Bônus	n/a	788.509	n/a	788.509
Encargos sociais	n/a	220.783	n/a	220.783
Valor Total da remuneração	798.000	4.114.601	41.984	4.954.585

(n/a) = Não Aplicável

(*) Das 11 posições do Conselho de Administração (8 titulares e 3 posições vagas), apenas 4 membros são remunerados. A remuneração anual global dos membros do conselho de administração é até R\$860.000,00, para o período de abril de 2013 a março de 2014, conforme aprovado em Assembleia Geral Ordinária de 10 de abril de 2013.

(**) Das 6 posições da Diretoria Estatutária, 5 membros são remunerados, sendo que dos 5 membros 1 acumula 2 funções (Diretor Vice-Presidente de Finanças e Relações com Investidores e Diretor Vice-Presidente de Controle de Gestão). A remuneração anual global da Diretoria é até R\$5.600.000,00 para o período de abril de 2013 a março de 2014, conforme aprovado em Assembleia Geral Ordinária de 10 de abril de 2013.

(***) Das 3 posições do Conselho Fiscal, todos eram remunerados. A remuneração anual global dos membros do conselho fiscal era de até R\$42.409,00 para o período de abril de 2012 a março de 2013, conforme aprovado em Assembleia Geral Ordinária de 10 de abril de 2012. O Conselho Fiscal não foi instaurado para o período de abril de 2013 a março de 2014, tendo em vista a ausência do quórum mínimo de 2% previsto na Instrução CVM nº 324/00 conforme aprovado em Assembleia Geral Ordinária realizada no dia 10 de abril de 2013.

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

10.3.3 Remuneração individual máxima, mínima e média do Conselho de Administração, Diretoria e do Conselho Fiscal referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013 (em R\$)

	Controladora		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal
2013			
Número de membros	4	5	3
Valor da maior remuneração individual	288.000	1.514.604	13.996
Valor da menor remuneração individual	144.000	83.664	13.996
Valor médio da remuneração individual	199.500	685.764	13.996

11 Estoques

	Consolidado	
	31/12/2013	31/12/2012
Material de almoxarifado	13.576	11.803
Resíduos e sucatas	6.005	28.776
Total	19.581	40.579

Em 2013, as controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa realizaram um estudo nos estoques de equipamentos de medição que haviam sido retirados das unidades consumidoras no período de 2009 a 2012, por questões operativas. Após esse estudo constatou-se que esses equipamentos não tinham condições operacionais de serem reaplicados em novas unidades consumidoras, levando as controladas a decidirem pela alienação desses equipamentos. Adicionalmente, as controladas realizaram uma revisão em sua política de estoques, dado uma melhor performance dos seus fornecedores (pontualidade) e melhor planejamento das demandas de mercado, o que permitiu melhorar aproveitamento dos estoques existentes e reduzir os volumes de compras, maximizando assim o giro dos estoques.

	Controladora				Consolidado			
	Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
	222	222	10.714	12.213	4.642	24.207	44.013	48.940
Total	222	222	10.714	12.213	4.642	24.207	242.704	244.650

	31/12/2013		
	Cachoeira Caldeirão	CEJA (Consolidado)	Total
Circulante			
Fornecedores	2.900	36.523	39.423
Impostos e contribuições sociais	1.653	1.755	3.408
Debêntures	659.690		659.690
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas		4.164	4.164
Obrigações estimadas com pessoal	162	1.811	1.973
Provisões	37.016	2.473	39.489
Outras contas a pagar	29	212	241
	701.450	46.938	748.388

	31/12/2013		
	Cachoeira Caldeirão	CEJA (Consolidado)	Total
Não circulante			
Imposto de renda e contribuição social diferidos		205.236	205.236
Debêntures		356.757	356.757
Empréstimos e financiamentos		539.555	539.555
Partes relacionadas	2	18	20
Uso do bem público	7.124	8.148	15.272
Provisões	12.918	351	13.269
Outras contas a pagar		2	2
	20.044	1.110.067	1.130.111
Total dos Passivos não circulantes mantidos para venda	721.494	1.157.005	1.878.499
Saldo líquido	(1.414)	449.449	448.035
Custo de transação			1.099
Total dos Ativos não circulantes mantidos para venda (Controladora)			449.134

	31/12/2013		
	Cachoeira Caldeirão	CEJA (Consolidado)	Total
13.1 Informações sobre a Demonstração do Fluxo de Caixa			
Caixa líquido proveniente das (aplicado nas) atividades operacionais	13.100	(2.817)	10.283
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(178.845)	(457.566)	(636.411)
Caixa líquido proveniente das atividades financiamento	644.808	474.187	1.118.995
Aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa	479.063	13.804	492.867

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

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

Nota	Controladora				Consolidado				
	Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante		
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	
Outros créditos - Ativo									
		35	250			721	1.180		
						933	833		
						270			
						7.166	4.477		
	15.1							18.453	18.453
						1.956	10.211		
						428	428	987	987
						406		1.232	
	15.2					3.616	45.170		
		482				482			
						5.020	5.118		
			62			13.744	14.610		
						476	1.815		
							1.428		
	15.3					32.687		24.504	12.594
	15.4					2.137			
						1.607	2.852		
						4.188	4.599	14.902	14.293
	15.5	439	1.477	14.898	14.291	4.188	4.599	14.902	14.293
Total		956	1.789	14.898	14.291	75.837	92.721	60.078	46.327
Outras contas a pagar - Passivo									
						1.083	55.419		
						14.646	15.213		
						12.617	11.170		
		963	994			5.639	7.418		
						646	1.250	10.017	10.017
	8.3					4.602	22.042		
						358	358		
						6.397			
						2.949	2.941		
						14.566	18.134	958	5.545
	15.5	3.522	3.737	683	449	63.503	133.945	10.975	15.562
Total		4.485	4.731	683	449	145.666	183.134	10.975	15.562

15.1 Modicidade tarifária - baixa renda

Atendendo ao Termo de Notificação nº 1.091/05, pelo qual a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP, determinou a correção de critérios de cadastramento do equipamento de medição instalados em unidades consumidoras residenciais, alterando de bifásicas para monofásicas com efeito retroativo ao ano de 2002, a EDP Bandeirante, no exercício de 2010, efetuou a revisão dos faturamentos na condição de residencial Baixa Renda, envolvendo a restituição de valores. A EDP Bandeirante registrou, no exercício de 2008, o montante de R\$47.640 referente a valores a devolver aos consumidores faturados originalmente sem o respectivo desconto da tarifa social. No exercício de 2010 foi efetuada a revisão da base de enquadramento e, em decorrência dessa nova base, a posição inicial passou a ser de R\$29.698. A restituição aos consumidores passou a ser efetuada a partir do faturamento de março de 2009 e, conforme ajustado com ANEEL/ARSESP, na medida em que a EDP Bandeirante comprova a devolução, passa a contar com o direito de reaver valores a título de subvenção econômica, conforme estabeleça a regulamentação em vigor. Até 31 de dezembro de 2013 a EDP Bandeirante já havia restituído o montante de R\$19.035. No mês de dezembro de 2013 a ARSESP encerrou fiscalização na EDP Bandeirante, validando o encaminhamento do montante parcial deduzido dos respectivos impostos de R\$10.371 à ANEEL, com vistas à homologação e recebimento da subvenção. Resta ainda a ser restituído aos clientes o montante de R\$10.663 de unidades consumidoras ativas e inativas. Na medida em que a EDP Bandeirante for comprovando a restituição e a ARSESP validar os valores, novas homologações líquidas de impostos devem ser realizadas pela ANEEL com vistas ao recebimento da subvenção econômica.

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

15.2 Bens destinados à alienação

Do saldo de R\$45.170 em 31 de dezembro de 2012, R\$41.685 referiam-se ao saldo que a EDP Escelsa tinha a receber da venda de imóvel, de acordo com Instrumento de Compromisso de Compra e Venda de Imóvel assinado pela Controlada, em 27 de novembro de 2012, com Campo Participações Imobiliárias S.A., tendo como objeto o compromisso de venda da proporção de 85.300 m² do imóvel com área total de 107.277,58 m² (Registrado no cartório de Registro de Imóveis da Serra/ES), localizado na Rodovia BR 101 Norte, nº 3.450, Planalto de Carapina, Município de Serra, Estado do Espírito Santo. Os valores propostos da venda excederam substancialmente o valor contábil dos respectivos ativos gerando um ganho na alienação de R\$52.685. O processo de desmembramento e desmobilização foi concluído em setembro de 2013 o que

motivou a respectiva baixa dos valores reconhecidos no passivo e, conseqüentemente, com o registro do ganho da alienação.

15.3 Outras subvenções tarifárias

Conforme previsto no art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438/02, redação dada pela Medida Provisória nº 605/13, e em cumprimento ao disposto no art. 3º do Decreto nº 7.891/13, refere-se a subvenção com recursos da CDE, a repassar pela Eletrobrás às controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa, relativo aos descontos para atividade rural, irrigante e tratamento de água, esgoto e saneamento retirados da estrutura tarifária a partir do dia 24 de janeiro de 2013.

O disposto no Decreto nº 8.020, de 29 de maio de 2013, modificou disposições do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, e possibilitou a ANEEL a autorizar o repasse antecipado para recebimento dos recursos da CDE, para a cobertura dos descontos incidentes sobre as tarifas e à redução equilibrada das tarifas, homologadas pela ANEEL por meio do Despacho ANEEL nº 1.711, de 29 de maio de 2013, referente às competências de maio a novembro de 2013

Do montante de R\$21.176 anuído à EDP Bandeirante por meio do referido Despacho, foi recebido parcialmente em outubro de 2013 o valor de R\$17.903, referente às competências de maio a setembro de 2013. O saldo em 31 de dezembro de 2013 refere-se ao período de outubro a dezembro de 2013.

Do montante de R\$69.330 anuído à EDP Escelsa por meio do referido Despacho, foi recebido parcialmente em outubro de 2013 o valor de R\$49.522, referente às competências de maio a setembro de 2013. O saldo em 31 de dezembro de 2013 refere-se ao período de outubro a dezembro de 2013.

15.4 Ressarcimento de custos - CDE

O saldo de R\$2.167 refere-se a valores a receber da Eletrobrás pela EDP Bandeirante, referente a ressarcimento de custos decorrente de exposição ao risco hidrológico dos contratos de cota de garantia física, Encargos de Serviço de Sistema e exposição involuntária relativo a não adesão ao regime de cotas por algumas hidrelétricas, conforme Decreto nº 7.891/13 (Nota 4.5), referente aos meses de novembro e dezembro de 2013.

15.5 Outros credores e outros devedores - circulante e não circulante

Referem-se, basicamente, a valores a receber da permuta das ações detidas pela Companhia na Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - Enersul com as ações de controle da Investco anteriormente pertencentes ao Grupo Rede Energia S.A., no montante de R\$11.700 (R\$11.036 em 31 de dezembro de 2012). A Companhia apresenta passivo contingente, no valor de R\$40.590 conforme apresentado na nota 29.1.1.4.

16 Investimentos

16.1 Movimentação dos investimentos no exercício

	Controladora									% Participação direta		
	Saldos em 31/12/2012	Adições	Baixas	Equivalência patrimonial	Dividendos/JSCP	Outros resultados abrangentes	Provisão para Perdas	Transferência	Transferência para passivo a descoberto	Saldo em 31/12/2013	31/12/2013	31/12/2012
EDP Bandeirante	779.289	85.000		190.781	(52.120)	101.306				1.104.256	100,00	100,00
EDP Escelsa	614.465			134.008	(40.899)	(20.383)				687.191	100,00	100,00
Lajeado	636.456		(251.380)	100.490	(113.455)	124				372.235	55,86	55,86
Lajeado (Mais Valia)	130.400			(2.697)		(1.608)				126.095	55,86	55,86
Enercouth	4.812			(141)						4.671	100,00	100,00
Enerpeixe	785.478			131.530	(128.940)					788.068	60,00	60,00
Energest	495.611			108.243	(63.160)	(380)				540.314	100,00	100,00
EDP Comercializadora	60.796		(68)	43.243	(39.985)					63.986	100,00	100,00
CEJA		88.300		(48)				(75.099)	(13.153)	-	100,00	100,00
Porto do Pecém	611.433	98.600		(141.171)		11.379				580.241	50,00	50,00
Pecém TM	338			111						449	50,00	50,00
Pecém OM	369			(162)						207	50,00	50,00
EDP Renováveis	89.176			793						89.969	45,00	45,00
Resende	9.830			(36)						9.794	100,00	100,00
EDP Grid				1.516					1.791	3.307	100,00	100,00
Mabe Brasil		18		(1)			(17)			-	50,00	
Outros	5.320		(320)					(5.000)		-		
	4.223.773	271.918	(251.768)	566.459	(438.559)	90.438	(17)	(80.099)	(11.362)	4.370.783		
Direito de Concessão												
EDP Bandeirante	22.959								(1.457)	21.502		
Enerpeixe	2.766								(116)	2.650		
Lajeado Energia	70.770								(3.538)	67.232		
Porto do Pecém (Nota 17)	3.580								(117)	3.463		
Pantanal	8.702		(890)						(569)	7.243		
	108.777	-	(890)	-	-	-	-	-	(5.797)	102.090		
<i>Goodwill</i>												
Lajeado e Investco	42.293									42.293		
	42.293	-	-	-	-	-	-	-	-	42.293		
	4.374.843	271.918	(252.658)	566.459	(438.559)	90.438	(17)	(80.099)	(17.159)	4.515.166		

Do total das Baixas de R\$252.658, R\$251.380 referem-se a redução de Capital social da controlada Lajeado aprovado em AGE de 3 de maio de 2013, por julgá-lo excessivo. A referida redução foi aprovada pela ANEEL por meio do Despacho nº 1.520 de 15 de maio de 2013.

Do total de Transferência de R\$80.099, R\$75.099 referem-se a transferência do saldo de Investimentos da controlada CEJA para a rubrica Ativos não circulantes mantidos para venda na Controladora (Nota 13) e R\$5.000 referem-se a transferência do saldo de Investimentos para a rubrica Propriedade para investimento.

Conforme ICPC09 o Direito de Concessão e o *Goodwill* são contabilizados como investimentos na controladora.

	Consolidado								
	Saldos em 31/12/2012	Adições	Baixas	Equivalência patrimonial	Outros resultados abrangentes	Incorporação	Outros movimentos	Saldo em 31/12/2013	
EDP Energias do Brasil									
EDP Renováveis	89.176			793					89.969
Porto do Pecém	611.433	98.600		(141.171)	11.379				580.241
Pecém TM	338			111					449
Pecém OM	369			(162)					207
Outros	5.320		(320)					(5.000)	-
Lajeado									
Outros	55		(55)						-
Resende									
Outros	520							(520)	-
EDP Comercializadora									
BBCE	200								200
Outros Investimentos									
Enercouth	1.271								1.271
Total	708.682	98.600	(375)	(140.429)	11.379	-	-	(5.520)	672.337

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

16.2 Movimentação para Passivo a Descoberto

	Controladora						% Participação direta		
	Saldos em 31/12/2012	Adições	Equivalência patrimonial	Provisão para perdas	Transferência	Transferência para Investimento	Saldo em 31/12/2013	31/12/2013	31/12/2012
Passivo a Descoberto									
EDP GRID	3.073	(5.543)	679			1.791	-	100,00	100,00
CEJA	7.017		6.136			(13.153)	-	100,00	100,00
Cachoeira Caldeirão	-		2.015		(2.015)	-	-	100,00	-
Terra Verde	17.691	(16.115)	155	(1.444)			287	100,00	92,00
Total	27.781	(21.658)	8.985	(1.444)	(2.015)	(11.362)	287		

Em sua totalidade, o saldo da rubrica de Transferência refere-se ao saldo de Investimentos da controlada Cachoeira Caldeirão para a rubrica Ativos não circulantes mantidos para venda na Controladora (Nota 13).

As adições ocorridas no período referem-se a aumento de capital em todas as controladas.

Terra Verde

A Terra Verde possui provisão para passivo a descoberto no valor de R\$278 (R\$16.236 em 31 de dezembro de 2012) e na Companhia foi registrada uma provisão para perda com investimento no montante de R\$9 (R\$1.455 em 31 de dezembro de 2012).

Em Assembleia Geral Extraordinária da Terra Verde, realizada em 14 de setembro de 2010, a Companhia manifestou interesse em interromper a implantação do projeto Terra Verde, em caráter definitivo, razão pela qual apresentou proposta de dissolução da sociedade que tem como outro acionista a Investimento Verde Participações Ltda. (Investimento Verde), a qual não aceitou a proposta. Diante desse fato, a Companhia ajuizou, em 20 de setembro de 2010, a competente ação de dissolução da sociedade, processo nº 5830020101846178 que tramita na 3ª Vara Cível da Capital de São Paulo.

Em 22 de dezembro de 2011 a Companhia celebrou com a Investimento Verde um Termo de Transação e Outras Avenças com o objetivo de suspender e consequentemente por fim às demandas judiciais e demais controvérsias. Por meio deste documento, a Companhia adquiriria as ações de posse da Investimento Verde mediante ao cumprimento de algumas condições. Esta transação compreendeu o valor de R\$6.500 corrigido pro rata die, pelo IGP-M, a ser desembolsada pela Companhia assim que satisfeitas as condições precedentes.

Em 27 de março de 2013, após cumpridas todas as condições, a Companhia e a Investimento Verde resolveram celebrar o Distrato ao acordo de Acionista celebrado entre as partes em 17 de junho de 2008, gerando uma perda para a Companhia de R\$8.417 registrada no patrimônio líquido contra Lucros Acumulados.

Na mesma data, a Companhia entregou à Investimento Verde o Projeto Básico de Engenharia da UTE Terra Verde, e em decorrência deste ato, a Investimento Verde declarou e garantiu que a Companhia passa a não possuir qualquer responsabilidade por qualquer eventual inconsistência, imprecisão, insuficiência, ou inveracidade do Projeto Básico, mesmo aquelas originadas por atos, fatos ou omissões ocorridas antes desta data, renunciando, dessa forma, irrevogável e irratável, a qualquer ação e/ou direito que porventura teria em face da Companhia ou da controlada Terra Verde.

Diante dos fatos relatados acima, em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de 29 de novembro de 2013, foi deliberada pelos acionistas da Terra Verde a dissolução da sociedade.

Atualmente, a dissolução encontra-se em fase de registro junto aos órgãos competentes. Após a dissolução ser efetivada, o saldo do investimento será baixado para o resultado do exercício.

16.3 Participação direta dos investimentos

	Ações / Quotas possuídas pela Companhia (Mil)		% de participação da Companhia				Ativos totais		Passivos (Circulantes e Não circulantes)		Patrimônio líquido (Passivo a descoberto)		Receitas		Resultado do Período		
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	
Companhia	Ordinárias/Quotas	Ordinárias/Quotas	Capital social integrado	Capital votante	Capital social integrado	Capital votante	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	
EDP Bandeirante	39.091.735	39.091.735	100,00	100,00	100,00	100,00	2.457.370	2.401.488	1.353.114	1.622.199	1.104.256	779.289	2.605.852	2.557.089	190.781	80.968	
EDP Escelsa	5.876	5.876	100,00	100,00	100,00	100,00	2.372.139	2.376.182	1.684.948	1.761.717	687.191	614.465	2.027.508	1.904.705	134.009	158.666	
Energest	1.000.572	1.000.572	100,00	100,00	100,00	100,00	780.868	757.189	240.554	261.578	540.314	495.611	265.493	191.041	108.241	104.065	
Lajeado	113.690	113.690	55,86	100,00	55,86	100,00	1.642.208	1.674.039	609.585	172.751	1.032.623	1.501.288	485.046	446.140	173.391	177.852	
CEJA	20.127	20.127	100,00	100,00	100,00	100,00	812.931	552.408	737.832	559.426	75.099	(7.018)			(6.183)	(36.348)	
Enerpeixe	499.951	499.951	60,00	60,00	60,00	60,00	1.883.100	2.000.724	569.653	691.595	1.313.447	1.309.129	424.737	395.166	219.218	189.977	
Cachoeira Caldeirão	1	1	100,00	100,00			720.080		722.094		(2.014)				(2.015)		
Enercuto	1	1	100,00	100,00	100,00	100,00	4.683	4.904	12	93	4.671	4.811			(140)	(257)	
EDP																	
Comercializadora	26.217	26.217	100,00	100,00	100,00	100,00	329.114	202.077	265.128	141.281	63.986	60.796	1.885.795	1.354.606	43.243	38.506	
EDP Grid	10	10	100,00	100,00	100,00	100,00	4.368	4.368	1.061	7.441	3.307	(3.073)			837	(1.557)	
Porto do Pecém	475.274	475.274	50,00	50,00	50,00	50,00	2.098.627	2.079.137	1.518.387	1.467.704	580.240	611.433	492.188	166.533	(141.171)	(103.500)	
Pecém TM	600	600	50,00	50,00	50,00	50,00	686	549	237	211	450	338	1.400	779	112	(188)	
Pecém OM	1	1	50,00	50,00	50,00	50,00	1.632	1.492	1.424	1.123	208	369	359		(162)	(136)	
Terra Verde (i)			100,00	100,00	92,00	92,00	3	244	281	17.891	(278)	(17.647)			(164)	(623)	
EDP Renováveis	46.893	46.893	45,00	45,00	45,00	45,00	228.128	234.163	28.192	35.992	199.936	198.171			1.765	(6.441)	
Evrecy		21.512			100,00	100,00								9.885		5.755	
Mabe Brasil	451.294		50,00	50,00			52.368		52.354		14		81.024		(47.084)		
Resende	10.071	10.071	100,00	100,00	100,00	100,00	13.682	9.830	3.889	1	9.793	9.829			(37)	(6)	

(i) O total é de 100 ações.

16.4 Participação dos não controladores

A participação total dos não controladores no balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2013 é de R\$1.679.956, dos quais R\$10.435 corresponde à Costa Rica, R\$483.754 corresponde à Investco, R\$660.388 corresponde à Lajeado e R\$525.379 corresponde à Enerpeixe.

Os dividendos pagos aos não controladores relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013 são: R\$5.006 correspondente à Costa Rica; R\$85.194 correspondente à Enerpeixe; R\$84.218 correspondente à Lajeado; R\$19.987 correspondente à Investco.

As informações sintéticas de fluxo de caixa das controladas que possuem participação dos não controladores, estão apresentadas a seguir:

	31/12/2013											
	Costa Rica		Investco		Enerpeixe		Lajeado		Total			
Caixa líquido proveniente das atividades operacionais	9.373	118.688	290.310	162.459	580.830							
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(908)	(7.159)	(6.704)	53.071	38.300							
Caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento	(10.751)	(94.892)	(355.042)	(256.939)	(717.624)							
Aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa	(2.286)	16.637	(71.436)	(41.409)	(98.494)							

	EDP Bandeirante				EDP Escelsa				Lajeado				Enerpeixe				Energest				Porto do Pecém			
	2013		2012		2013		2012		2013		2012		2013		2012		2013		2012		2013		2012	
Patrimônio líquido em 31 de dezembro	779.289	791.368	614.465	690.411	1.501.288	1.504.225	1.309.129	1.313.252	495.611	515.631	1.222.866	734.882												
Aumento de Capital	85.000																							
Distribuição de dividendos aos acionistas	(52.120)	(206.987)	(40.899)	(126.602)	(122.924)	(162.945)	(214.900)	(194.100)	(99.562)	(122.709)														
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	190.781	80.968	134.009	158.665	156.052	160.068	219.218	189.977	108.241	104.065	(282.341)	(207.000)												
Outros resultados abrangentes	101.306	(47.241)	(20.384)	(108.009)	222	(60)			(379)	(1.376)	22.757	(8.276)												
Reversão de Dividendos		161.181																						
Redução de capital e distribuição de reservas					(502.015)																			
Patrimônio líquido em 31 de dezembro	1.104.256	779.289	687.191	614.465	1.032.623	1.501.288	1.313.447	1.309.129	540.314	495.611	1.160.482	1.222.866												
Percentual de participação societária - %	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	55,86%	55,86%	60,00%	60,00%	100,00%	100,00%	50,00%	50,00%												
Participação nos investimentos	1.104.256	779.289	687.191	614.465	576.848	838.656	788.068	785.478	540.314	495.611	580.241	611.433												
Partes Beneficiárias					(252.150)	(252.150)																		
Benefício Fiscal					56.420	56.420																		
Resultados Acumulados					(8.883)	(6.470)																		
Saldo contábil do investimento na Controladora	1.104.256	779.289	687.191	614.465	372.235	636.456	788.068	785.478	540.314	495.611	580.241	611.433												
Participação dos não controladores	-	-	-	-	660.388	864.832	525.379	523.651	-	-	-	-												

17 Empreendimento controlado em conjunto (Joint venture)**17.1 Demonstrações Financeiras**

O Balanço Patrimonial de 31 de dezembro de 2013 e 2012, as Demonstrações do Resultado e do Resultado Abrangente para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012 do empreendimento controlado em conjunto Porto do Pecém, são apresentados a seguir de forma resumida conforme requerido pelo Pronunciamento Técnico CPC 45 - Divulgação em Outras Entidades:

Porto do Pecém**Balanço Patrimonial**

	31/12/2013		31/12/2012		Passivo	31/12/2013		31/12/2012	
	Circulante		Não circulante			Circulante		Não circulante	
Caixa e equivalentes de caixa	22.981	363			Impostos e contribuições sociais	19.723	3.374		
Outros ativos circulantes	122.453	220.669			Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	86.870	95.970		
	145.434	221.032			Outros passivos circulantes	167.827	136.360		
						274.420	235.704		
Não circulante					Não circulante				
Imposto de renda e contribuição social diferidos	210.818	143.955			Empréstimos e financiamentos	1.017.036	1.096.312		
Outros ativos não circulantes	29.134	8.258			Outros passivos não circulantes	226.932	135.688		
	239.952	152.213				1.243.968	1.232.000		
Imobilizado					Patrimônio Líquido			580.240	611.433
Intangível	1.712.533	1.705.162			Total do passivo e patrimônio líquido			2.098.628	2.079.137
Total do ativo	2.098.628	2.079.137							

Demonstração do Resultado

	2013	2012
Receitas	492.188	166.533
Custo da produção e do serviço de energia elétrica	(535.539)	(262.194)
Depreciação e amortização	(58.136)	(2.840)
Despesas e Receitas operacionais	(9.413)	(8.379)
Resultado financeiro	(102.996)	(48.259)
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	72.725	51.638
Resultado líquido do período	(141.171)	(103.501)

Demonstração do Resultado Abrangente

	2013	2012
Resultado líquido do período	(141.171)	(103.501)
Outros Resultados Abrangentes	-	-
Hedge de fluxos de caixa	17.241	(6.270)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(5.862)	2.132
Resultado Abrangente do período	(129.792)	(107.639)

17.2 Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas e depósitos vinculados a litígios - Circulante e Não circulante

Adicionalmente as informações financeiras resumidas acima, segue o detalhamento sobre os passivos contingentes:

Risco de perda provável

Não existem contingências cujo risco de perda seja classificado como, risco perda provável, em 31 de dezembro de 2013 e de 2012.

Risco de perda possível**Cível****Processo nº 2009.81.00.006337-9**

continuação
NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Processos nº 2009.81.00.016918-2 e nº 0002218-23.2010.4.05.8100

Ação civil pública proposta pelo Ministério Público Federal ("MPF"), buscando a proteção de direitos e interesses coletivos relacionados à comunidade indígena Anacé, buscando-se evitar a desapropriação e o reassentamento do grupo étnico do seu território tradicional, ou seja, resguardar supostos direitos territoriais dos índios dessa etnia. Para tanto, formulou pedido liminar de suspensão de licenciamentos ambientais de projetos desenvolvidos na área e paralisação de todas as obras.

17.3 Compromissos contratuais e Garantias

17.3.1 Compromissos contratuais

Em 31 de dezembro de 2013, os compromissos das obrigações de compras e as responsabilidades de locações operacionais (que não figuram nas demonstrações financeiras consolidadas), são apresentadas por maturidade de vencimento, como segue:

	31/12/2013				
	Total	Até 1 ano	Entre 1 a 3 anos	Entre 3 a 5 anos	Acima de 5 anos
Responsabilidades com locações operacionais	5.515	400	331	362	4.422
Obrigações de compra	402.126	263.385	16.672	17.969	104.100
Juros Vincendos de Empréstimos e Financiamentos	427.097	66.792	102.811	97.267	160.227
	834.738	330.577	119.814	115.598	268.749

17.3.2 Garantias

Tipo de garantia oferecida

	31/12/2013	31/12/2012
	Valor	Valor
Depósito Cauconado	149	649
Fiança Bancária	67.000	76.519
Notas Promissórias	1.101.677	1.024.314
Penhor de Ações	943.436	844.836
Seguro garantia		63.043

18 Ativo financeiro indenizável

As controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa possuem saldo de R\$779.354 (R\$690.278 em 31 de dezembro de 2012) no não circulante referente a crédito a receber do Poder Concedente relacionado ao direito incondicional de receber caixa ao final da concessão, a título de indenização pelos investimentos efetuados e não recuperados por meio da prestação de serviços outorgados. Estes ativos financeiros são avaliados a valor justo com base no Valor Novo de Reposição - VNR dos ativos vinculados à concessão, emitido no laudo de avaliação da Base de remuneração regulatória - BRR e atualizados pelo IGPM até a data do balanço e que serão reversíveis ao Poder Concedente no final da concessão.

20 Imobilizado

A movimentação do exercício é a seguinte:

	Valor líquido em 31/12/2012	Transfe-rências de intangível	Valor Justo	Baixas	Valor líquido em 31/12/2013
	Ativo financeiro indenizável	690.278	84.606	14.193	(9.723)
Total	690.278	84.606	14.193	(9.723)	779.354
Não circulante	690.278				779.354
	690.278				779.354

19 Propriedades para investimentos

Os saldos em 31 de dezembro de 2013 referem-se aos investimentos em terrenos e imóveis que não fazem parte da atividade operacional da Companhia e suas controladas e pelos quais se auferem uma renda. Estas propriedades para investimento são avaliadas ao custo de aquisição.

O valor justo destas propriedades em 31 de dezembro de 2013 foi feito de acordo com avaliação efetuada pela Companhia e suas controladas, com base em informações obtidas no mercado. De acordo com a hierarquia de valor justo estabelecida pelo CPC 46, estas propriedades para investimento enquadram-se na mensuração de Nível 2.

	Saldo Contábil em 31/12/2013	Valor Justo em 31/12/2013
	EDP - Energias do Brasil	5.000
EDP Bandeirante	3.053	18.078
EDP Escelsa	1.040	6.009
Energest	4.481	6.839
Pantanal	9	986
	13.583	37.512

Controladora

	31/12/2013			31/12/2012				
	Taxa média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	Taxa média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido
Imobilizado em serviço								
Administração								
Edificações, obras civis e benfeitorias	6,25	8	(5)	3	6,25	8	(5)	3
Máquinas e equipamentos	12,53	1.852	(886)	966	12,64	1.281	(688)	593
Veículos	14,29	1.692	(750)	942	14,29	1.281	(611)	670
Móveis e utensílios	6,25	2.655	(866)	1.789	6,25	1.590	(1.076)	514
Total do imobilizado em serviço		6.207	(2.507)	3.700		4.160	(2.380)	1.780
Imobilizado em curso								
Distribuição		2		2				
Administração		15.419		15.419		3.224		3.224
Total do imobilizado em curso		15.421	-	15.421		3.224	-	3.224
Total imobilizado		21.628	(2.507)	19.121		7.384	(2.380)	5.004

Consolidado

	31/12/2013			31/12/2012				
	Taxa média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	Taxa média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido
Imobilizado em serviço								
Geração								
Terrenos		164.580		164.580		169.090		169.090
Reservatórios, barragens e adutoras	1,03	2.017.641	(374.843)	1.642.798	1,87	1.993.878	(329.795)	1.664.083
Edificações, obras civis e benfeitorias	1,82	777.153	(189.537)	587.616	2,52	776.741	(174.598)	602.143
Máquinas e equipamentos	1,93	1.753.930	(410.910)	1.343.020	3,37	1.792.713	(378.285)	1.414.428
Veículos	9,78	4.231	(2.842)	1.389	15,63	3.887	(2.987)	900
Móveis e utensílios	2,02	2.415	(1.497)	918	5,91	2.413	(1.274)	1.139
		4.719.950	(979.629)	3.740.321		4.738.722	(886.939)	3.851.783
Sistema de transmissão associada								
Terrenos		1		1		1		1
Edificações, obras civis e benfeitorias	3,33	8.424	(3.969)	4.455	3,71	8.475	(3.711)	4.764
Máquinas e equipamentos	3,35	86.565	(26.747)	59.818	3,59	83.422	(23.085)	60.337
		94.990	(30.716)	64.274		91.898	(26.796)	65.102
Administração								
Terrenos		3.638		3.638		3.638		3.638
Edificações, obras civis e benfeitorias	3,84	164	(49)	115	3,84	164	(43)	121
Máquinas e equipamentos	12,17	3.929	(1.782)	2.147	12,98	4.645	(2.386)	2.259
Veículos	14,04	3.949	(2.018)	1.931	14,50	3.681	(1.825)	1.856
Móveis e utensílios	5,66	3.951	(1.453)	2.498	6,66	3.282	(2.008)	1.274
		15.631	(5.302)	10.329		15.410	(6.262)	9.148
Atividades não vinculadas à concessão								
Terrenos		85		85		85		85
Móveis e utensílios	6,65	364	(276)	88	6,64	369	(257)	112
		449	(276)	173		454	(257)	197
Total do imobilizado em serviço		4.831.020	(1.015.923)	3.815.097		4.846.484	(920.254)	3.926.230
Imobilizado em curso								
Distribuição		3		3		1		1
Geração		194.345		194.345		631.442	(7.800)	623.642
Administração		16.771		16.771		4.455		4.455
Total do imobilizado em curso		211.119	-	211.119		635.898	(7.800)	628.098
Total imobilizado		5.042.139	(1.015.923)	4.026.216		5.482.382	(928.054)	4.554.328

A movimentação do imobilizado no exercício é a seguinte:

Controladora

	Valor líquido em 31/12/2012	Ingressos	Transferência para intangível em serviço	Depreciação	Baixas	Valor líquido em 31/12/2013
Imobilizado em serviço						
Edificações, obras civis e benfeitorias	3					3
Máquinas e equipamentos	593			573	(200)	966
Veículos	670			528	(164)	942
Móveis e utensílios	514			1.450	(92)	1.789
Total do imobilizado em serviço	1.780	-	-	2.551	(456)	3.700
Total do Imobilizado em curso	3.224	16.032	(3.353)	-	(482)	15.421
Total do imobilizado	5.004	16.032	(802)	(456)	(657)	19.121

	Valor líquido		Juros		Transferência para Ativo			Valor líquido	
	em 31/12/2012	Ingressos	Capitalizados	Transferências	Depreciação	Baixas	Mantido para Venda	Reclassificação	em 31/12/2013
Imobilizado em serviço									
Terrenos	172.815					(4.510)			168.305
Reservatórios, barragens e adutoras	1.669.388			5.795	(40.261)	(3.690)		16.869	1.648.101
Edificações, obras civis e benfeitorias	607.032			3.385	(16.999)	(886)		(345)	592.187
Máquinas e equipamentos	1.471.716			13.880	(60.452)	(9.096)	(10)	(16.363)	1.399.675
Veículos	2.755			1.583	(805)	(95)	(18)	(100)	3.320
Móveis e utensílios	2.524	1		1.639	(396)	(198)		(61)	3.509
Total do imobilizado em serviço	3.926.230	1	-	26.282	(118.913)	(18.475)	(28)	-	3.815.097
Total do imobilizado em curso	628.098	729.115	37.094	(27.135)	-	(9.287)	(1.157.014)	10.248	211.119
Total do imobilizado	4.554.328	729.116	37.094	(853)	(118.913)	(27.762)	(1.157.042)	10.248	4.026.216

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013 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 2013 entendemos 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 e suas controladas.

20.1 Ingressos - Consolidado

Os ingressos referem-se basicamente à construção da UHE Santo Antônio do Jari apresentando saldos representativos nas rubricas: Edificações, obras civis e benfeitorias no valor de R\$172.227 e Máquinas e equipamentos no valor de R\$191.424 e na construção da UHE Cachoeira Caldeirão na rubrica Reservas, barragens e adutoras R\$143.484 e Máquinas e equipamentos R\$50.072.

Construção UHE Santo Antônio do Jari

A controlada indireta ECE Participações celebrou um contrato de *Engineering Procurement and Construction - EPC* na modalidade *turn-key* pleno com um consórcio constituído pelas empresas CESBE S.A. Engenharia e Empreendimentos, Alstom Brasil Energia e Transporte Ltda e Areva Koblitz S.A.

A construção da UHE Santo Antônio do Jari tem evoluído de acordo com o cronograma previsto:

A Licença de Instalação do projeto foi emitida em junho de 2011 e as obras foram iniciadas em agosto de 2011 com conclusão prevista para o final de 2014. No ano de 2012, foram também emitidas as Licenças de Instalação específicas para: (i) a construção da Linha de Transmissão (LT) 230 kV para conexão à Rede Básica; e (ii) a implantação do Projeto de Realocação da Vila de São Francisco do Iratapuru.

O investimento correspondente à participação da Companhia totalizou R\$457.914, excluindo juros capitalizados no projeto de R\$26.903.

O investimento total previsto para o projeto situa-se entre R\$1.270 mil e R\$1.410 mil.

Construção UHE Cachoeira Caldeirão

A controlada Cachoeira Caldeirão celebrou um contrato de *Engineering Procurement and Construction - EPC* na modalidade *turn-key* pleno com um consórcio constituído pelas empresas CESBE S.A. Engenharia e Empreendimentos, Alstom Brasil Energia e Transporte Ltda. e Bardella S.A. Indústrias Mecânicas, para a construção da UHE Cachoeira Caldeirão.

A construção da UHE Cachoeira Caldeirão tem evoluído de acordo com o cronograma previsto.

A Licença de Instalação do projeto foi emitida em 5 de agosto de 2013 e as obras foram iniciadas neste mesmo mês, com conclusão prevista para 2016.

O investimento correspondente à participação da Companhia totalizou até o momento foi de R\$200.191, excluindo juros capitalizados no projeto de R\$7.232.

O investimento total previsto para o projeto está entre R\$1,1 bilhões e R\$1,3 bilhões, sendo previstos investimentos de 14% em 2013, 42% em 2014, 37% em 2015 e 7% em 2016.

20.2 Transferência para Ativo Mantido para Venda

Em sua totalidade o saldo da rubrica Transferência para ativo mantido para venda refere-se aos ativos imobilizados das empresas CEJA e Cachoeira Caldeirão que encontram-se registrados na rubrica de Ativos não circulantes mantidos para venda, conforme notas 4.9 e 13.

20.3 Reclasseificações

Para atendimento à Resolução Normativa ANEEL nº 367/09, as controladas realizaram em 2013 a conciliação físico-contábil dos bens patrimoniais. Durante o levantamento, não ocorreram ajustes significativos em decorrência da conciliação, apenas a reclassificação entre classes de imobilizados para a melhor adequação da base do ativo imobilizado em atendimento à referida Resolução.

21 Intangível

Controladora

	31/12/2013			31/12/2012				
	Taxa média de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	Taxa média de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido
Intangível em serviço								
Administração								
<i>Software</i>	19,98	3.874	(2.446)	1.428	20,00	2.770	(2.139)	631
Total do intangível em serviço		3.874	(2.446)	1.428		2.770	(2.139)	631
Intangível em curso								
Administração		849		849		1.039		1.039
Total do intangível em curso		849	-	849		1.039	-	1.039
Total intangível		4.723	(2.446)	2.277		3.809	(2.139)	1.670

Consolidado

	31/12/2013			31/12/2012						
	Nota	Taxa média de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	Taxa média de amortização %	Reclassificado	Amortização acumulada	Reclassificado	Valor líquido
Intangível em serviço										
Distribuição										
Direito de concessão - Infraestrutura		4,03	4.327.188	(2.650.105)	1.677.083	4,02	4.188.378	(2.441.753)		1.746.625
Direito de concessão - Outros	21.1		38.143	(15.184)	22.959		38.143	(15.184)		22.959
			4.365.331	(2.665.289)	1.700.042		4.226.521	(2.456.937)		1.769.584
Geração										
<i>Software</i>		12,67	2.191	(1.805)	386	19,58	4.080	(3.111)		969
Servidão permanente			408		408		505			505
Direito de concessão - Licenças ambientais		7,02	3.820	(2.826)	994	15,65	3.854	(2.325)		1.529
Direito de concessão - Uso do Bem Público - UBP	21.4	0,37	175.290	(46.095)	129.195	3,27	171.560	(39.864)		131.696
Direito de concessão - Outros	21.1	3,21	929.165	(292.601)	636.564	1,97	1.514.871	(256.878)		1.257.993
			1.110.874	(343.327)	767.547		1.694.870	(302.178)		1.392.692
Servidão permanente			373		373		276			276
			373	-	373		276	-		276
Administração										
<i>Software</i>		19,56	11.086	(7.270)	3.816	20,00	6.298	(4.511)		1.787
			11.086	(7.270)	3.816		6.298	(4.511)		1.787
Total do intangível em serviço			5.487.664	(3.015.886)	2.471.778		5.927.965	(2.763.626)		3.164.339
Intangível em curso										
Distribuição			227.444		227.444		175.255			175.255
Geração			46.423		46.423		49.388			49.388
Administração			1.409		1.409		2.044			2.044
Total do intangível em curso			275.276	-	275.276		226.687	-		226.687
Atividades não vinculadas à concessão										
Ágio na incorporação de sociedade controladora	21.2		940.511		940.511		940.511			940.511
(-) Provisão para manutenção de dividendos			(940.511)		(940.511)		(940.511)			(940.511)
Amortização da provisão para manutenção de dividendos			352.972		352.972		305.048			305.048
(-) Amortização acumulada do ágio			(352.972)		(352.972)		(305.048)			(305.048)
			-	-	-		-	-		-
<i>Goodwill</i>	21.3									
Lajeado Energia e Investco			42.293		42.293		42.293			42.293
			42.293	-	42.293		42.293	-		42.293
Total intangível			5.805.233	(3.015.886)	2.789.347		6.196.945	(2.763.626)		3.433.319

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

A movimentação do intangível no exercício é a seguinte:

	Controladora					
	Valor líquido		Valor líquido		Valor líquido	
	em 31/12/2012	Ingressos	Transferências	Amortização		em 31/12/2013
Intangível em serviço						
Software		631		1.105	(308)	1.428
Intangível em curso						
Outros Intangíveis em curso		1.039	113	(303)		849
Total Intangível		1.670	113	802	(308)	2.277

	Consolidado										
	Valor líquido		Juros capitalizados	Transfe-rências	Transferências para ativo financeiro		Baixas	Transferência para Ativo Mantido para Venda		Reclassificação para imobilizado e investimento	Valor líquido em 31/12/2013
	em 31/12/2012	Ingressos			indenizável	Amortização		para Venda	para Venda		
Intangível em serviço											
Software	2.757			2.569		(1.106)	(9)		(8)		4.203
Servidão permanente	781										781
Direito de concessão - Licenças ambientais	1.529					(535)					994
Direito de concessão - Infraestrutura	1.746.625			278.104	(84.606)	(248.185)	(14.855)				1.677.083
Direito de concessão - Uso do Bem Público - UBP	131.695			3.112		(5.613)					129.194
Direito de concessão - Outros	1.280.952					(36.266)	(890)		(584.273)		659.523
Intangível em curso											
Direito de concessão - Utilização do Bem Público - UBP	9.067	10.236		(3.112)			(919)		(15.272)		-
Outros Intangíveis em curso	217.620	355.909	8.928	(279.820)			(5.255)		(12.378)	(9.728)	275.276
Goodwill	42.293										42.293
Total Intangível	3.433.319	366.145	8.928	853	(84.606)	(291.705)	(21.928)	(611.931)	(9.728)	(9.728)	2.789.347

Em atendimento à Resolução Normativa ANEEL nº 367/09, as controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa efetuaram inventário físico e elaboraram a conciliação físico/contábil dos ativos, resultando na elaboração de um laudo preparado por empresa especializada. Suportada nesse laudo, em virtude das sobras contábeis identificadas, as controladas procederam um ajuste no montante de R\$59.738 a débito da rubrica de amortização em gastos operacionais (nota 33), em contrapartida ao Intangível - Direito de concessão - Infraestrutura, de acordo com o OCPC05.

A Companhia avaliou a recuperação do valor contábil dos ágios e intangíveis com base no seu valor em uso, utilizando o modelo de fluxo de caixa descontado da unidade geradora de caixa individual, representativa do conjunto de Imobilizado e Intangível.

O valor recuperável do ágio das controladas é avaliado anualmente, independentemente da existência de indicadores de *impairment*. As eventuais perdas de imparidade determinadas são reconhecidas em resultados do exercício. O valor recuperável é determinado com base no valor em uso dos ativos, sendo calculado com recurso das metodologias de avaliação, suportado em técnicas de fluxos de caixa descontados, considerando as condições de mercado, o valor temporal e os riscos de negócio.

Nesta base, para efeitos destes testes, foram definidos um conjunto de premissas de forma a determinar o valor recuperável dos principais investimentos:

- Unidades geradoras de caixa: EDP Bandeirante, EDP Escelsa, Energest, EDP Comercializadora, Enerpeixe, Lajeado, Investco e Porto do Pecém;
- Base de determinação do valor recuperável: valor em uso - *equity value*;
- Determinação dos fluxos de caixa: volume de produção, consumo e tarifas previstas e valor residual no final da concessão calculado com base no Valor Novo de Reposição - VNR;
- Prazo utilizado para fluxo de caixa: final da concessão;
- Taxa média de correção da BRR (Distribuidoras), contratos de venda de energia (Geração) e custos operacionais: Premissa IGP-M/IPCA: 5,2% a.a.; e
- Taxa de desconto utilizada (líquido de imposto): taxa média da remuneração do investimento: Geração: 7,6% a.a.; Distribuição: 8,2% a.a.; Comercialização: 9,1% a.a..

Em 31 de dezembro de 2013 o teste de recuperação dos ágios e intangíveis da Companhia e suas controladas não resultou na necessidade de reconhecimento de perdas nos ativos intangíveis. No período não foram constatadas evidências de perdas não recuperáveis ou eventos ou alterações nas premissas e circunstâncias que indicassem que o valor contábil pode não ser recuperável.

21.1 Direito de Concessão - Outros

	Consolidado		
	31/12/2013		
	Custo	Amortização	Total
EDP Bandeirante	38.143	(16.641)	21.502
Lajeado	122.533	(55.301)	67.232
Enerpeixe	3.837	(1.187)	2.650
Porto do Pecém	3.590	(127)	3.463
Pantanal	11.941	(4.698)	7.243
Investco	787.264	(229.831)	557.433
Total	967.308	(307.785)	659.523

Por conta de combinação de negócios, conforme CPC 15, foi registrado a diferença entre o valor pago pelo negócio adquirido e o valor de mercado.

Os direitos de concessão são mensurados pelo custo total de aquisição do investimento, menos as despesas de amortização. A amortização é de acordo com o prazo da concessão.

23 Debêntures**23.1 Composição do saldo de Debêntures**

Agente Fiduciário	Empresa	Quantidade de títulos	Valor unitário	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Controladora									
										31/12/2013				31/12/2012					
										Encargos		Principal		Encargos		Principal		Total	Total
										Circulante	Circulante	Não circulante	Não circulante	Circulante	Circulante	Não circulante	Não circulante		
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDPE	45.000	10	450.000	1ª emissão em 28/8/2012	28/8/2012	Investimentos em ativos de geração de energia	105,0% do CDI	Principal e juro em parcela única no final	50.344	450.000			500.344	11.086	450.000	461.086		
(-) Custos de emissão	EDPE			(530)					Amortização mensal		(58)			(58)		(412)	(412)		
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDPE	50.000	10	500.000	2ª emissão em 11/4/2013	11/4/2013	Investimentos a gerais pela Companhia	CDI + 0,55% abril/15 e abril/16	Juro semestral e amortização em duas parcelas iguais em abril/15 e abril/16	10.607	500.000	510.607					-		
(-) Custos de emissão	EDPE			(500)					Amortização mensal			(355)	(355)					-	
Total										60.951	449.942	499.645	1.010.538	- 11.086	-	449.588	460.674		

Agente Fiduciário	Empresa	Quantidade de títulos	Valor unitário	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Consolidado									
										31/12/2013			31/12/2012			Total	Circulante	Não circulante	Total
										Encargos	Principal	Não circulante	Encargos	Principal	Não circulante				
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Escelsa	25.000	10	250.000	2/7/2007	2/7/2014	Alongamento da dívida. Pagamento das Senior Notes com vencimento em 15/07/2007.	105,0% do CDI	Principal anual e juro semestral		83.350		83.350		83.325	83.350	166.675		
(-) Custos de emissão	EDP Escelsa								Amortização mensal		(45)		(45)		(136)	(45)	(181)		
SLW Corretora de Valores e Câmbio Ltda.	EDP Bandeirante	39.000	10	390.000	1/7/2010	30/6/2016	Recomposição de caixa ao pagamento de dívidas e ao financiamento de capital de giro.	CDI + 1,50%	Principal anual e juro semestral		20.435	78.000	312.000	410.435	17.080		390.000	407.080	
(-) Custos de emissão	EDP Bandeirante								Amortização mensal		(483)	(322)	(805)	(535)			(805)	(1.340)	
Oliveira Trust	Energest	12.000	1	120.000	1ª emissão em 23/4/2012	23/4/2017	Alongamento da dívida, financiamento de capital de giro e a CAPEX.	CDI + 0,98%	Principal anual a partir de abril/2016 e juro semestral		2.275		120.000	122.275	1.713		120.000	121.713	
(-) Custos de emissão	Energest			(635)					Amortização mensal			(400)	(400)				(541)	(541)	
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDPE	45.000	10	450.000	1ª emissão em 28/8/2012	28/2/2014	Investimentos em ativos de geração de energia.	105,0% do CDI	Principal e juro em parcela única no final		50.344	450.000		500.344	11.086		450.000	461.086	
(-) Custos de emissão	EDPE			(530)					Amortização mensal			(58)	(58)				(412)	(412)	
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDPE	50.000	10	500.000	2ª emissão em 11/4/2013	11/4/2016	Investimentos a gerais pela Companhia.	CDI + 0,55%	Principal e juro em parcelas iguais em abril/15 e abril/16		10.607		500.000	510.607				-	
(-) Custos de emissão	EDPE			(500)					Amortização mensal				(355)	(355)				-	
Oliveira Trust	CEJA	300	1.000	300.000	1ª emissão em 24/10/2011	11/10/2013	Alongamento da dívida. Liquidação das CCBs utilizadas na aquisição da UHE Jari.	110,5% do CDI	Principal e juro em parcela única no final				-	34.125		300.000		334.125	
(-) Custos de emissão	CEJA			(83)					Amortização mensal				-			(37)		(37)	
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Lajeado Energia Lajeado	45.000	10	450.000	41.603	25/11/2013	Pagamento aos acionistas a título de reembolso das ações decorrente da redução de capital social a ocorrida em 03/05/2013.	CDI + 1,20%	Principal anual e juro semestral		4.697		450.000	454.697				-	
(-) Custos de emissão	Energia								Amortização mensal				(3.016)	(3.016)				-	
Total											88.358	610.764	1.377.907	2.077.029	52.383	11.086	383.152	1.041.547	1.488.168

Para maiores informações a respeito das garantias, vide a nota 39.2.
23.2 Mutação das debêntures no exercício:

	Controladora						Amortização do custo de transação	Valor líquido em 31/12/2013
	Valor líquido em 31/12/2012	Ingressos	Pagamentos	Juros provisionados	Transferências			
Circulante								
Debêntures								
Principal	-				450.000			450.000
Juros	-		(21.466)	46.464	35.954			60.952
Custo de transação	-				(557)		498	(59)
Não circulante								
Debêntures								
Principal	450.000	500.000			(450.000)			500.000
Juros	11.086			24.868	(35.954)			-
Custo de transação	(412)	(500)			557			(355)
	460.674	499.500		24.868	(485.397)		-	499.645
	Consolidado							
	Valor líquido em 31/12/2012	Ingressos	Pagamentos	Juros provisionados	Transferências	Amortização do custo de transação	Variação monetária e cambial	Valor líquido em 31/12/2013
Circulante								
Debêntures								
Principal	383.325	478.000	(383.325)		779.350		(646.000)	611.350
Juros	52.918		(131.196)	137.517	44.006		(14.886)	88.359
Custo de transação	(708)	(502)			(2.734)	2.161	1.196	(587)
	435.535	477.498	(514.521)	137.517	820.622	2.161	(659.690)	699.122
Não circulante								
Debêntures								
Principal	1.043.350	1.468.000			(779.350)		(350.000)	1.382.000
Juros	11.086			41.434	(44.006)		(8.514)	-
Custo de transação	(1.803)	(6.781)			2.734		1.757	(4.093)
	1.052.633	1.461.219		41.434	(820.622)		(356.757)	1.377.907

23.3 Vencimento das parcelas do Circulante e Não circulante:		Controladora	Consolidado
Vencimento Circulante			
2014		510.893	699.122
Não Circulante		510.893	699.122
2015		249.677	405.409
2016		249.968	465.538
2017			207.527
2018			149.605
2019			149.828
Total		499.645	1.377.907
		1.010.538	2.077.029

As emissões de Debêntures feitas pela Companhia e suas controladas não são conversíveis em ações. As principais cláusulas dos contratos prevendo rescisão estão descritas abaixo. A totalidade das cláusulas podem ser consultadas nos prospectos das respectivas emissões.

(i) descumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação prevista na Escritura de Emissão, não sanada no período estipulado pela Escritura de Emissão;

(ii) descumprimento, de qualquer obrigação referente ao principal e/ou à remuneração, não sanadas no período estipulado;

(iii) cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma relevante de reorganização societária que implique na alienação do controle acionário da Emissora, conforme definido no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações, exceto: (i) se a referida alienação for para outra empresa do mesmo grupo econômico da Emissora; ou (ii) tenha sido obtida anuência prévia de Debenturistas titulares de Debêntures que representem 2/3 das Debêntures em Circulação; ou (iii) nas hipóteses de cisão, fusão e incorporação seja assegurado o direito previsto no parágrafo 1º do artigo 231 da Lei nº 6.404;

(iv) Aplicável para EDP Bandeirante e EDP Escelsa: descumprimento pela Emissora da manutenção do índice financeiro de relação Dívida Bruta em relação ao EBITDA ou EBITDA Ajustado para as distribuidoras, não superior a 3,5 nas datas de apuração, quais sejam 30 de junho e 31 de dezembro de cada ano. Em Assembleia Geral de Debenturista das Controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa, realizadas em 30 de abril de 2013, foi aprovada a alteração da definição de EBITDA para o cálculo dos índices financeiros presentes nas escrituras de emissão de debêntures em circulação em ambas distribuidoras. O EBITDA ajustado significará "o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" - CVA, sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais";

(v) Aplicável para Lajeado e Energest: descumprimento pela Emissora da manutenção do índice financeiro de relação Dívida Bruta em relação ao EBITDA ou EBITDA Ajustado, não superior a 3,5 nas datas de apuração, qual seja 31 de dezembro de cada ano;

(vi) pedido de auto-falência;

(vii) liquidação, dissolução ou decretação de falência;

(viii) 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;

(ix) aplicável para a Lajeado: perda da concessão, desde que tal perda não ultrapasse 10% de sua receita líquida, e desde que tal perda possa prejudicar o fiel cumprimento das obrigações para as demais emissões;

(x) notificação de sentença condenatória final transitada em julgado em ação judicial cujo valor individualmente seja superior a R\$50.000 na Energest, e a R\$75.000 na Companhia como garantidora, na Lajeado e na Cachoeira Caldeirão, desde que tal sentença possa colocar em risco o fiel cumprimento das obrigações;

(xi) aplicável à EDP Bandeirante e à EDP Escelsa: vencimento antecipado ou inadimplemento no pagamento de quaisquer obrigações pecuniárias a que esteja sujeita a Emissora, no mercado local ou internacional em que valor unitário ou cumulativo ultrapasse R\$40.000, que possa, de forma comprovada, prejudicar o fiel cumprimento das obrigações da companhia na Escritura de Emissão; e

(xii) aplicável para a Lajeado: extinção de um ou mais Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrados pela Emissora que representem queda no volume de receitas superior a 20% (vinte por cento) em relação ao seu faturamento total.

Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia e as controladas EDP Bandeirante, EDP Escelsa, Energest e Lajeado, encontram-se em pleno atendimento de todas as obrigações previstas no contrato de emissão de debêntures.

continuação		EDP - Energias do Brasil S.A.				
NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012						
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)						
24 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas						
24.1 Composição do saldo de Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas						
	Empresa	Valor contratado	Data da contratação	Valor liberado	Vigência do contrato	Finalidade
Moeda estrangeira						
BEI - Banco Europeu de Investimento	EDP Bandeirante	EUR 45.000	17/02/2012	EUR 15.000	19/02/2012 a 17/02/2018	Ampliação e reforço da rede elétrica da área de distribuição da Bandeirante, para manutenção e melhoria da qualidade do abastecimento e para a redução das perdas no sistema.
(-) BEI - Custo da transação	EDP Bandeirante	(110)	17/02/2012	(110)	19/02/2012 a 17/02/2018	
BEI - Banco Europeu de Investimento	EDP Escelsa	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.
Moeda nacional						
Eletróbrás Reluz - ECF 2617/07	EDP Bandeirante	608	09/04/2007	608	30/05/2008 a 30/04/2013	Programa Reluz - Município de Aparecida/SP
Eletróbrás Reluz - ECF 2656/07	EDP Bandeirante	3.911	12/12/2007	3.594	30/03/2009 a 28/02/2014	Programa Reluz - Município de Taubaté/SP
Eletróbrás Reluz - ECF 2657/07	EDP Bandeirante	10.036	12/12/2007	9.919	30/05/2010 a 30/04/2015	Programa Reluz - Município de Guarulhos/SP
Eletróbrás Reluz - ECF 2658/07	EDP Bandeirante	2.946	12/12/2007	2.449	30/03/2009 a 28/02/2014	Programa Reluz - Município de Suzano/SP
Eletróbrás Reluz - ECF 2779/09	EDP Bandeirante	3.517	18/03/2010	2.651	30/08/2012 a 30/07/2017	Programa Reluz - Município de Guaratinguetá/SP
Eletróbrás Reluz - ECF 2800/09	EDP Bandeirante	3.392	27/05/2010	2.506	30/07/2012 a 30/07/2017	Programa Reluz - Município de Mogi das Cruzes/SP
Eletróbrás LPT - ECFS 019/04	EDP Bandeirante	11.523	28/05/2004	9.342	30/08/2006 a 30/07/2016	Programa Luz para Todos
Eletróbrás LPT - ECFS 184/07	EDP Bandeirante	12.359	25/06/2007	11.015	30/11/2009 a 30/10/2019	Programa Luz para Todos
Banco do Brasil e Santander - Cédula de Crédito Bancário	EDP Bandeirante	102.000	05/12/2006	102.000	05/06/2007 a 05/12/2013	Capital de Giro
Banco do Brasil - Nota de Crédito Comercial	EDP Bandeirante	30.000	22/06/2011	30.000	22/06/2011 a 06/06/2014	Capital de Giro
BNDES - Banco do Brasil	EDP Bandeirante	35.513	27/12/2007	35.513	15/07/2008 a 15/06/2014	Programa de Investimentos de maio de 2006
BNDES - Banco Santander	EDP Bandeirante	35.513	27/12/2007	35.513	15/07/2008 a 15/06/2014	Programa de Investimentos de maio de 2006
BNDES - BB/CALC	EDP Bandeirante	153.283	29/01/2009	141.271	17/02/2010 a 17/06/2019	Programas de investimentos nos segmentos de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica.
BNDES - BB/CALC	EDP Escelsa	164.091	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.
(-) BNDES - CALC - Custos de transação	EDP Escelsa	(205)	29/01/2009	(205)	17/02/2010 a 15/05/2017	
Eletróbrás Reluz - ECF 2481/05	EDP Escelsa	1.230	30/09/2008	924	30/01/2012 a 30/12/2016	Programa Reluz - Município de Viana/ES
Eletróbrás Reluz - ECF 2488/05	EDP Escelsa	261	12/07/2007	214	30/12/2008 a 30/11/2013	Programa Reluz - Município de Alfredo Chaves/ES
Eletróbrás Reluz - ECF 2500/05	EDP Escelsa	380	12/07/2007	294	30/12/2008 a 30/11/2013	Programa Reluz - Município de Santa Maria de Jetiba/ES
Eletróbrás LPT - ECFS 031/04	EDP Escelsa	30.968	21/05/2004	22.729	30/08/2006 a 30/07/2016	Programa Luz para Todos
Eletróbrás LPT - ECFS 106/05	EDP Escelsa	50.304	20/11/2005	37.114	30/05/2008 a 30/04/2018	Programa Luz para Todos
Eletróbrás LPT - ECFS 181/07	EDP Escelsa	75.764	25/06/2007	44.821	30/04/2010 a 30/04/2020	Programa Luz para Todos
Eletróbrás LPT - ECFS 258/09	EDP Escelsa	56.737	28/08/2009	17.021	30/01/2012 a 30/12/2021	Programa Luz para Todos
Banco do Brasil e Santander - Cédula de Crédito Bancário	EDP Escelsa	40.400	09/02/2007	40.400	09/08/2007 a 10/02/2014	Capital de Giro
Banco do Brasil - Nota de Crédito Comercial	EDP Escelsa	135.000	24/06/2010	135.000	29/11/2010 a 29/05/2015	Capital de Giro
Banco do Brasil - Nota de Crédito Comercial	EDP Escelsa	45.000	27/05/2011	45.000	27/05/2011 a 09/05/2014	Capital de Giro
(-) Banco do Brasil - Nota de Crédito Comercial - Custos de Transação	EDP Escelsa	(2.025)	24/06/2010	(2.025)	29/05/2015	
BNDES - Banco do Brasil	EDP Escelsa	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.
BNDES - Banco Santander	EDP Escelsa	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.
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário	EDP Escelsa	90.000	04/10/2012	90.000	04/10/2012 a 24/09/2014	Financiamento para comercialização de energia elétrica para a atividade agropecuária.
(-) Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário - Custos de Transação	EDP Escelsa	(1.689)	04/10/2012	(1.689)	04/10/2012 a 24/09/2014	
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário 21/00804-3	EDP Escelsa	68.000	13/02/2013	68.000	13/02/2013 a 03/02/2015	Capital de Giro
(-) Custo de transação	EDP Escelsa	1.273	13/02/2013	1.273	13/02/2013 a 03/02/2015	
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário	Energest	48.000	20/02/2008	48.000	20/02/2011 a 20/02/2015	Implantação da pequena central hidrelétrica Santa Fé.
BNDES	Energest	25.404	13/11/2009	20.004	15/06/2010 a 15/05/2018	Programa de Investimento
Eletróbrás Reluz - ECF 1568/97	Costa Rica	5.375	04/11/1997	5.375	30/10/2010 a 31/05/2014	Construção da Usina Hidrelétrica Costa Rica.
BNDES	Enerpeixe	335.000	21/05/2004	335.000	17/03/2008 a 15/01/2016	Implantação da Usina Hidrelétrica Peixe Angelical.
Banco Itaú	Enerpeixe	100.500	21/05/2004	100.500	17/03/2008 a 15/01/2016	Implantação da Usina Hidrelétrica Peixe Angelical.
Bradesco	Enerpeixe	83.750	21/05/2004	83.750	17/03/2008 a 15/01/2016	Implantação da Usina Hidrelétrica Peixe Angelical.
Banco Itaú	Enerpeixe	67.000	21/05/2004	67.000	17/03/2008 a 15/01/2016	Implantação da Usina Hidrelétrica Peixe Angelical.
Banco do Brasil	Enerpeixe	83.750	21/05/2004	83.750	17/03/2008 a 15/01/2016	Implantação da Usina Hidrelétrica Peixe Angelical.
BNDES - Banco do Brasil	Santa Fé	75.633	11/05/2009	75.633	15/04/2010 a 15/02/2024	Implantação da pequena central hidrelétrica Santa Fé
Ações recebíveis cumulativa	Investco					Ações preferenciais resgatáveis A, B e C
BNDES	ECE Participações	736.807	13/12/2012	518.000	13/12/2012 a 15/05/2031	Implementação do projeto de construção da UHE Jari.
(-) BNDES - Custos de Transação	ECE Participações	(1.474)	13/12/2012	(1.474)	13/12/2012 a 15/05/2031	
Resultados do Swaps						
Goldman Sachs	EDP Bandeirante	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.
Goldman Sachs	EDP Escelsa	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.
Total						
A forma de realização das dívidas é ao custo e do resultado de Swap é ao mercado. Para maiores informações a respeito das garantias, vide nota 39.2.						

Covenants			Consolidado									
			31/12/2013					31/12/2012				
			Encargos		Principal		Total	Encargos		Principal		Total
			Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante		Circulante	Não circulante Reclassificado	Circulante	Não circulante Reclassificado	
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	423		46.323		46.746	443		40.064	40.507	
		Amortização mensal do custo de transação			(75)	(75)				(93)	(93)	
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	424		46.323		46.747	443		40.065	40.508	
			847	-	-	92.571	93.418	886	-	-	80.036	80.922
	5% a.a. + 1,5% a.a (tx. adm.)	Principal e juros mensal					-			42	42	
	5% a.a. + 1,5% a.a (tx. adm.)	Principal e juros mensal			120		120			723	120	843
	5% a.a. + 1,5% a.a (tx. adm.)	Principal e juros mensal			2.000	667	2.667			2.000	2.667	4.667
	5% a.a. + 1,5% a.a (tx. adm.)	Principal e juros mensal			82		82			493	82	575
	5% a.a. + 1,5% a.a (tx. adm.)	Principal e juros mensal	12		548	1.417	1.977	3		548	1.965	2.516
	5% a.a. + 1,5% a.a (tx. adm.)	Principal e juros mensal	12		525	1.356	1.893	4		524	1.881	2.409
	5% a.a. + 1% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal			1.065	1.687	2.752			1.065	2.752	3.817
	5% a.a. + 1% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal			1.314	6.349	7.663			1.313	7.663	8.976
Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	105% do CDI	Principal anual e Juros semestral						97		20.400		20.497
	100% do CDI	Principal e juros em parcela única no final	7.252		30.000		37.252		4.476		30.000	34.476
Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	3,3% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	10		2.969		2.979	29		5.937	2.968	8.934
Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	3,3% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	10		2.969		2.979	29		5.937	2.968	8.934
Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	4,5% a.a. e de 1,81% a 3,32% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	254		23.815	67.342	91.411	247		19.864	72.916	93.027
Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	4,5% a.a. e de 1,81% a 3,32% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	269		26.330	68.365	94.964	312		24.693	88.172	113.177
		Amortização mensal do custo de transação			(22)	(22)	(44)			(30)	(45)	(75)
	5% a.a. + 1,5% a.a (tx. adm.)	Principal e juros mensal			201	401	602			200	602	802
	5% a.a. + 1,5% a.a (tx. adm.)	Principal e juros mensal					-			40		40
	5% a.a. + 1,5% a.a (tx. adm.)	Principal e juros mensal					-			54		54
	5% a.a. + 1,5% a.a (tx. adm.)	Principal e juros mensal			2.339	3.703	6.042			2.338	6.040	8.378
	5% a.a. + 1,5% a.a (tx. adm.)	Principal e juros mensal			3.752	12.506	16.258			3.752	16.257	20.009
	5% a.a. + 1,5% a.a (tx. adm.)	Principal e juros mensal			4.529	24.156	28.685			4.529	28.685	33.214
	5% a.a. + 1,5% a.a (tx. adm.)	Principal e juros mensal			1.702	11.915	13.617			1.702	13.617	15.319
Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	105% do CDI	Principal anual e Juros semestral	298		8.080		8.378	464	7.134	8.080	8.080	23.758
Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	100% do CDI	Principal e juros em parcela única no final	2.637	38.997	7.000	102.983	151.617	1.919	30.295	7.000	110.500	149.714
	100% do CDI	Principal e juros em parcela única no final	11.332		45.000		56.332				45.000	45.000
		Custo					-			(392)	(517)	(909)
Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	3,3% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	9		2.772		2.781	27		5.545	2.773	8.345
Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	3,3% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	9		2.772		2.781	27		5.545	2.773	8.345
	98,5% do CDI	Principal ao final do contrato e juros semestrais	8.567		90.000		98.567		1.327		90.000	91.327
		Amortização mensal do custo de transação			(637)		(637)			(842)	(637)	(1.479)
	105.50% e 98,5% do CDI	Principal e juros em parcela única ao final do contrato		4.974		68.000	72.974					-
		Amortização mensal do custo de transação				(718)	(718)					-
Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	106,6% do CDI	Principal anual e Juros semestral	673		9.600	9.600	19.873	773		9.600	19.200	29.573
	4,50% a.a. e 1,92% acima da TJLP	Principal e juros mensal	26		2.503	8.552	11.081	32		2.503	11.055	13.590
	5,00% + 1,50% a.a. (tx adm.)	Principal e juros mensal	2		237		239	6		532	196	734
i. Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,3. ii. Restrição de pagamento de dividendos.	4,5% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	446		56.453	61.158	118.057	677		56.454	117.611	174.742
i. Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,3. ii. Restrição de pagamento de dividendos.	4,5% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	136		17.220	18.655	36.011	206		17.220	35.875	53.301
i. Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,3. ii. Restrição de pagamento de dividendos.	4,5% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	113		14.350	15.546	30.009	172		14.350	29.896	44.418
i. Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,3. ii. Restrição de pagamento de dividendos.	4,5% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	91		11.480	12.437	24.008	138		11.480	23.917	35.535
i. Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,3. ii. Restrição de pagamento de dividendos.	4,5% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	113		14.350	15.546	30.009	172		14.350	29.896	44.418
i. Índice de cobertura do serviço da dívida maior ou igual a 1,2. ii. Índice de cobertura de capital próprio maior ou igual a 30%. iii. Restrição de pagamento de dividendos.	1,90% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	160		5.679	52.055	57.894	176		5.679	57.734	63.589
	8,70% a.a.	Dividendos anuais e pagamento do principal	7.034	28.660		20.616	56.310	7.696	33.178		13.494	54.368
i. Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,20 durante período de amortização. ii. Índice de Capital Próprio: Patrimônio líquido sobre Ativo total igual ou superior a 25%.	1,86% acima da TJLP	Principal e Juros mensais a partir de 15/06/2015.					-	296			300.000	300.296
		Amortização mensal do custo de transação					-				(1.460)	(1.460)
			39.465	72.631	391.097	584.272	1.087.465	13.502	76.410	253.228	1.174.696	1.517.836
	93,40% do CDI	Juros semestral	767				767	810				810
	93,40% do CDI	Juros semestral	767				767	810				810
			1.534	-	-	-	1.534	1.620	-	-	-	1.620
			41.846	72.631	391.097	676.843	1.182.417	16.008	76.410	253.228	1.254.732	1.600.378

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

24.2 Mutação dos empréstimos e financiamentos no exercício:

	Consolidado											Valor líquido em 31/12/2013
	Circulante										Transferência para Passivo Mantido para Venda	
	Valor líquido em 31/12/2012	Ingressos	Pagamentos	Juros provisionados	Juros integralizados	Transferências	Ajuste a valor de mercado	Ajuste a valor presente	Amortização do custo de transação	Variação monetária e cambial		
Empréstimos e Financiamentos												
Principal	250.339	772.600	(1.021.683)	(4.573)		391.467						388.150
Juros	20.161		(103.998)	127.693	(22.878)	28.558				80	(4.164)	45.452
Custo de Transação	(1.264)	(1.540)				(1.373)			3.518			(659)
	269.236	771.060	(1.125.681)	123.120	(22.878)	418.652	-	-	3.518	80	(4.164)	432.943
	Não Circulante											
	Valor líquido em 31/12/2012	Ingressos	Pagamentos	Juros provisionados	Juros integralizados	Transferências	Ajuste a valor de mercado	Ajuste a valor presente	Amortização do custo de transação	Variação monetária e cambial	Transferência para Passivo Mantido para Venda	Valor líquido em 31/12/2013
Empréstimos e Financiamentos												
Principal	1.257.483	312.872			22.878	(393.597)	710	6.899		11.808	(540.878)	678.175
Juros	76.411			23.195	(26.428)	1.373		(547)				72.631
Custo de Transação	(2.752)	(1.276)									1.323	(1.332)
	1.331.142	311.596	-	23.195	22.878	(418.652)	710	6.352	-	11.808	(539.555)	749.474

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

Vencimento	Consolidado		
	Nacional	Estrangeira	Total
Circulante			
2014	430.563	2.380	432.943
	430.563	2.380	432.943
Não circulante			
2015	415.388		415.388
2016	84.659		84.659
2017	46.096		46.096
2018	25.107	92.571	117.678
2019	17.899		17.899
2020 até 2024	33.856		33.856
2025 até 2029	1.226		1.226
2030 até 2033	32.672		32.672
	656.903	92.571	749.474
Total	1.087.466	94.951	1.182.417

25 Benefícios pós-emprego

A Companhia e suas controladas mantêm 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 atendimento a essa exigência as controladas diretas EDP Bandeirante, EDP Escelsa e Energest e controlada indireta Investco contrataram atuários independentes, para realização de avaliação atuarial desses benefícios, segundo o Método do Critério Unitário Projetado. Em 13 de dezembro de 2012 foi aprovada a deliberação CVM nº 695 que alterou o CPC 33 para versão (R1) com aplicação a partir de 1º de janeiro de 2013. Deste modo, os custos dos serviços passados começaram a ser reconhecidos integralmente no resultado do período em que ocorrem. As controladas diretas EDP Escelsa e Energest e controlada indireta Investco aplicaram retrospectivamente aos exercícios de 2011 e 2010, datas em que ocorreram os eventos, esta mudança de política contábil com base no CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro.

	Controladora		Consolidado		
	Circulante	Circulante	Circulante	Não circulante	Não circulante
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013
BSPS - Reservas a amortizar					
Programas assistenciais					
Auxílio Incentivo à aposentadoria - AIA		1.025	1.742	1.189	1.302
Assistência médica e seguro de vida		23.384	17.639	423.529	371.800
Previdência privada	55	11	126	12	
Previdência privada - EnerPrev			132	49	
	55	11	24.667	35.517	432.145
					518.332
	Circulante		Não circulante		
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2012
BSPS - Reservas a amortizar					
Programas assistenciais					
Previdência Privada		7	1		
Previdência Privada - EnerPrev		29			
		36	16.076	7.427	145.230

25.1 EDP Bandeirante

	Circulante		Não circulante		
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2012
BSPS - Reservas a amortizar					
Programas assistenciais					
Previdência Privada		7	1		
Previdência Privada - EnerPrev		29			
		36	16.076	7.427	145.230

Saldo inicial reconhecido

	2013	2012
Custo do serviço corrente	(742.472)	588.034
Custo dos juros	136	136
Rendimento esperado dos ativos	(67.768)	(67.768)
Ganhos/(perdas) atuariais reconhecidos no PL		54.279
Contribuições pagas pela EDP Bandeirante	231.392	(77.897)
Contribuições pagas pelos empregados		14.296
Benefícios pagos pelo plano	(2.436)	2.436
(Passivo) reconhecido	(550.181)	550.181

O ganho atuarial no valor presente das obrigações do plano no valor de R\$231.392, apurada em 31 de dezembro de 2013, foi decorrente principalmente pelo aumento na taxa de desconto nesta avaliação. Em 2012, houve perda atuarial de R\$122.405. As contribuições da EDP Bandeirante esperadas para este plano durante o exercício de 2014 são de R\$17.510. Os vencimentos do plano de benefício, calculado na avaliação atuarial, considera o seguinte fluxo futuro de pagamentos:

Vencimento	Assistência médica e Seguro de vida	
	2013	2012
Circulante		
2014	31.142	31.142
Não circulante		
2015	33.459	33.459
2016	36.147	36.147
2017	39.746	39.746
2018	43.135	43.135
2019 a 2023	277.477	277.477
	429.964	429.964
Total	461.106	461.106

As despesas líquidas com os Planos de Suplementação de Aposentadoria e Pensão da Bandeirante - PSAP/ Bandeirante reconhecida no resultado e os ganhos e perdas atuariais reconhecidos em outros resultados abrangente, ambos em contrapartida a rubrica de Benefícios pós-emprego. Os efeitos do exercício são os seguintes:

	2013	2012
Custo do serviço		
Custo do serviço corrente	2.131	1.771
Custo dos juros	13.489	4.446
Contribuições esperadas dos empregados	(2.267)	(1.864)
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado	13.353	4.353
Remensuração do valor líquido do passivo de benefício definido		
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em despesa financeira líquida)	77.897	(50.827)
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência	(1.106)	(9.284)
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudanças em premissas financeiras	(235.176)	131.689
Ajustes a restrições ao ativo de benefício definido	4.890	
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes	(153.495)	71.578
Total	(140.142)	75.931

O saldo de ganho atuarial líquido de Imposto de renda e contribuição social é de R\$27.573 em 31 de dezembro de 2013 (perda atuarial de R\$73.733 em 31 de dezembro de 2012).

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

A controlada EDP Bandeirante mantém atualmente planos de suplementação de aposentadorias e pensão em favor dos colaboradores e ex-colaboradores, como segue:

25.1.1 Planos de suplementação de aposentadoria e pensão

25.1.1.1 Planos de Benefício definido e Contribuição variável

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

O plano possui as seguintes características:

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

(ii) Planos de Benefícios Misto - BD e CD

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

- Plano CD - Implantado junto com o Plano BD vigente após 31 de março de 1998, é um plano previdenciário que, até a concessão da renda vitalícia, reversível (ou não) em pensão, é do tipo Contribuição definida, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a EDP Bandeirante. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível (ou não) em pensão, é que o Plano Previdenciário passa a ser do tipo Benefício definido e, portanto passa a poder gerar responsabilidade atuarial à EDP Bandeirante.

Apesar da avaliação atuarial apurada pelos atuários independentes contratos pela EDP Bandeirante realizada na data-base 31 de dezembro de 2013 ter demonstrado que nos Planos do tipo Benefício definido o valor presente das obrigações atuariais, líquido do valor justo dos ativos, apresenta-se superavitário, o saldo não foi registrado em decorrência da restrição no reconhecimento desse ativo, de acordo com o CPC 33 (R1), por não estar assegurada a efetiva redução das contribuições da patrocinadora ou a reversão de valores no futuro. Além disso, a EDP Bandeirante possui um compromisso, decorrente de déficit atuarial calculado pela Enerprev conforme diretrizes da Resolução CGPC nº 26/2008, que está sendo liquidado financeiramente em 240 meses com base em percentual sobre a folha de salários, contados a partir de setembro de 1997, podendo ser revisado semestralmente para assegurar a liquidação do saldo no período acima. As premissas atuariais utilizadas pela EDP Bandeirante atendem ao disposto no CPC 33 (R1) enquanto que as premissas atuariais utilizadas pela Enerprev atendem a Resolução CGPC nº 26/2008.

Uma série de premissas podem ter sua realização diferente do calculado na avaliação atuarial da EDP Bandeirante devido a fatores como mudanças nas premissas econômicas ou demográficas e mudanças nas disposições do plano ou da legislação aplicável a planos de previdência. As obrigações do plano são calculadas usando uma taxa de desconto que é estabelecida com base na rentabilidade de títulos do governo do tipo NTN-B. Desta forma, caso a rentabilidade dos ativos do plano seja diferente da rentabilidade da NTN-B, haverá um ganho ou perda atuarial aumentando ou diminuindo o déficit/superávit atuarial deste benefício.

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

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

	2013		2012	
	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano
		(Passivo) reconhecido		(Passivo) reconhecido
	(742.472)	588.034	(586.920)	492.753
	136	136	93	93
	(67.768)	(67.768)	(58.925)	(58.925)
		54.279		54.479
	231.392	(77.897)	(122.405)	50.827
		14.296		15.660
	(2.436)	2.436	(2.107)	2.107
	30.967	(30.967)	27.792	(27.792)
	(550.181)	550.181	(742.472)	588.034
				(154.438)

Classe de ativo	2013		2012	
	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano
Títulos de dívida				
Cotado		88,90%		89,50%
Ações				8,40%
Imóveis				0,30%
Outros				1,80%
Não cotado				
Total		100,00%		100,00%

Este plano tem a seguinte composição de participantes:

	31/12/2013	31/12/2012
Participantes ativos	662	666
Participantes assistidos		
Com benefícios diferidos	115	136
Aposentados e pensionistas	691	653
	806	789
Total	1.468	1.455

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	PSAP
Pressupostos Centrais	545.292
Taxa de desconto	
Aumento na taxa de desconto em 0,5%	(30.266)
Redução na taxa de desconto em 0,5%	33.420
Mortalidade	
Se os membros do plano fossem um ano mais novo do que sua idade real	4.792

As principais premissas utilizadas nesta avaliação atuarial foram as seguintes:

Econômicas	2013	2012
Taxa de desconto - nominal	12,00% a.a.	9,30% a.a.
Crescimentos salariais futuros	6,40% a.a. até 2016, reduzindo para 5,65% a.a. a partir de 2017	6,90% a.a. até 2016, reduzindo para 5,79% a.a. a partir de 2017
Crescimento do plano de benefícios	5,00% a.a.	5,00% a.a.
Inflação	5,00% a.a.	5,00% a.a.
Demográficas		
Tábua de mortalidade	RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled
Tábua de entrada em invalidez	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1

25.2 EDP Escelsa

	Passivo Circulante	Passivo Não circulante
	31/12/2013	31/12/2012
Auxílio Incentivo à aposentadoria - AIA	1.013	1.730
Assistência médica e seguro de vida	23.139	17.512
Previdência Privada	20	415.284
Previdência privada - EnerPrev	30	27
	24.202	19.269
		416.473
		365.819

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

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

25.2.1 Planos de suplementação de aposentadoria e pensões**25.2.1.1 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 beneficiários.

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.

A avaliação atuarial realizada na data-base 31 de dezembro de 2013 demonstrou que, para esses planos previdenciários, o valor justo dos ativos supera o valor presente das obrigações atuariais, conforme demonstrado a seguir:

	2013			2012			
	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
Saldo inicial reconhecido	(191.146)	281.201	(90.055)		(159.876)	258.427	(98.551)
Custo do serviço corrente	(854)		854		(394)		394
Custo dos juros	(17.130)		17.130		(15.699)		15.695
Rendimento esperado dos ativos		25.525	(25.525)			27.961	(27.961)
Custo do serviço passado	(27.977)		27.977				
Ganhos/(perdas) atuariais	42.897	(8.292)	(34.605)		(26.995)	6.421	20.574
Contribuições pagas pela EDP Escelsa		383	(383)			210	(210)
Contribuições pagas pelo empregados	(382)				(206)	206	
Benefícios pagos pelo plano	14.326	(14.326)			12.024	(12.024)	
Mudança na recuperação do superávit				1.638			
Saldo final	(180.266)	284.873	(104.607)	1.638	(191.146)	281.201	(90.055)

A apresentação de superávits nos planos previdenciários de Benefício definido reduzem o risco de eventual passivo atuarial futuro para a EDP Escelsa. A Administração da EDP Escelsa não registrou o ativo decorrente de superávit atuarial do Plano I por não estar assegurada a efetiva redução das contribuições da patrocinadora ou a reversão de valores no futuro. Com relação ao superávit atuarial apurado para o Plano II, a EDP Escelsa registrou como ativo o valor presente de R\$1.638 da redução de futuras contribuições, conforme autorizado pela PREVIC por meio da Portaria nº 664/2013.

Na qualidade de patrocinadora, a EDP Escelsa contribuiu com uma parcela mensal proporcional à contribuição realizada pelos participantes da EnerPrev, de acordo com o estabelecido em cada plano de benefícios. A EDP Escelsa contribuiu no exercício de 2013 com R\$2.931 (R\$2.882 em 2012).

Os vencimentos do plano de benefício, calculado na avaliação atuarial, considera o seguinte fluxo futuro de pagamentos:

Vencimento	Plano I	Plano II
Circulante		
2014	9.745	4.668
	9.745	4.668
Não circulante		
2015	10.078	4.924
2016	10.404	5.188
2017	10.721	5.462
2018	11.026	5.744
2019 a 2023	58.967	33.112
	101.196	54.430
Total	110.941	59.098

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

Classe de ativo	Mercado ativo	31/12/2013	31/12/2012
		Alocação %	Alocação %
Títulos de dívida	Cotado	90,51%	91,09%
Ações	Cotado	8,20%	7,60%
Imóveis	Cotado	0,45%	0,44%
Outros	Não cotado	0,84%	0,87%
Total		100,00%	100,00%

Estes planos têm a seguinte composição de participantes:

	2013		2012	
	Plano I	Plano II	Plano I	Plano II
Participantes ativos	2	673	2	723
Participantes assistidos				
Com benefícios diferidos		18		15
Aposentados e pensionistas	703	215	719	214
	703	233	719	229
Total	705	906	721	952

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	Plano I	Plano II
Pressupostos Centrais	95.400	84.866
Taxa de desconto		
Aumento na taxa de desconto em 0,5%		(341)
Redução na taxa de desconto em 0,5%	343	253
Mortalidade		
Se os membros do plano fossem um ano mais novo do que sua idade real	2.124	703

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

Econômicas	2013		2012	
	Plano I	Plano II	Plano I	Plano II
Taxa de desconto - nominal	12,00% a.a.	12,00% a.a.	9,30% a.a.	9,30% a.a.
Crescimentos salariais futuros	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	6,90% a.a. até 2016, reduzindo para 5,79% a.a. a partir de 2017	6,90% a.a. até 2016, reduzindo para 5,79% a.a. a partir de 2017
Crescimento dos planos de benefícios	5,00% a.a.	5,00% a.a.	5,00% a.a.	5,00% a.a.
Inflação	5,00% a.a.	5,00% 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	Wyatt 85 Class 1			

25.2.2 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 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 EDP Escelsa.

A avaliação atuarial realizada na data-base 31 de dezembro de 2013 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.

Conforme demonstrado a seguir na movimentação do exercício do passivo de benefício definido reconhecido no Balanço patrimonial:

	2013		2012	
	Valor presente das obrigações do plano	Restrição de reconhecimento de ativo	Valor presente das obrigações do plano	Restrição de reconhecimento de ativo
Saldo inicial reconhecido			Reclassificado	Reclassificado
Custo do serviço corrente	(385.061)	(385.061)	(216.584)	(216.584)
Custo dos juros	(3.655)	(3.655)	(2.331)	(2.331)
Custo do serviço passado	(34.935)	(34.935)	(21.565)	(21.565)
Custo especial por término de benefício	(6.669)	(6.669)		
Ganhos/(perdas) atuariais			(130)	(130)
Benefícios pagos pelo plano	(30.885)	(30.885)	(163.650)	(163.650)
Saldo final reconhecido	20.580	20.580	(385.061)	385.061

A perda atuarial de R\$30.885 no valor presente das obrigações, apurado na avaliação atuarial efetuada em 31 de dezembro de 2013, foi decorrente principalmente da revisão das premissas de fator de envelhecimento e a variação na taxa de desconto nesta avaliação. Em 31 de dezembro de 2012, houve perda atuarial de R\$163.650.

As contribuições esperadas da EDP Escelsa para estes benefícios durante o exercício de 2014 são de R\$24.152.

Os vencimentos do plano de benefício, calculado na avaliação atuarial, considera o seguinte fluxo futuro de pagamentos:

Vencimento	Assistência médica e Seguro de vida	AIA
Circulante		
2014	23.139	1.013
	23.139	1.013
Não circulante		
2015	25.777	143
2016	28.756	553
2017	31.678	139
2018	35.030	443
2019 a 2023	232.385	757
	353.626	2.035
Total	376.765	3.048

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

	2013	2012
Custo do serviço		
Custo do serviço corrente	3.655	2.331
Custo dos juros	34.935	21.565
Custo do serviço passado	6.669	
Custo especial por término de benefício		130
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado	45.259	24.026
Remensuração do valor líquido do passivo de benefício definido		
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudanças em premissas demográficas	65.948	
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência	91.608	105.696
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudanças em premissas financeiras	(126.671)	57.954
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes	30.885	163.650
Total	76.144	187.676

O custo do serviço passado no valor de R\$6.669 apurado no exercício é referente a inclusão de 137 participantes no benefício de Seguro de vida, em decorrência de decisões judiciais.

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 2013 é de R\$229.119 (R\$208.735 em 31 de dezembro de 2012).

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

	2013		2012	
	Assistência médica e Seguro de vida	Auxílio Incentivo Aposentados (AIA)	Assistência médica e Seguro de vida	Auxílio Incentivo Aposentados (AIA)
Participantes ativos	1.046	52	1.000	60
Participantes assistidos				
Aposentados e pensionistas	2.309		2.144	
Total	3.355	52	3.144	60

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 a Aposentadoria	Assistência Médica e Odontológica	Benefícios a Aposentados	Seguro de Vida
Pressupostos Centrais	2.002	412.614	3.240	22.300
Taxa de desconto				
Aumento na taxa de desconto em 0,5%	(18)	(22.735)	(201)	(810)
Redução na taxa de desconto em 0,5%	19	25.028	228	868
Mortalidade				
Se os membros do plano fossem um ano mais novo do que sua idade real		12.728	63	479

As principais premissas utilizadas nesta avaliação atuarial foram as seguintes:

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Econômicas	2013			
	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados
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 Gerational	RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational
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

Econômicas	2012			
	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados
Taxa de desconto - nominal	9,30% a.a.	9,30% a.a.	9,30% a.a.	9,30% a.a.
Crescimentos salariais futuros	6,90% a.a. até 2016, reduzindo para 5,79% a.a. a partir de 2017	n/a	n/a	6,90% a.a.
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	11,44% a.a. em 2013, reduzindo linearmente para 6% a.a. até 2024	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	1,50% a.a.	n/a	n/a
Demográficas				
Tábua de mortalidade	RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational
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	n/a	Wyatt 85 Class 1

25.3 Investco
A Investco mantém atualmente planos de suplementação de aposentadoria e pensão em favor dos colaboradores e ex-colaboradores e benefício de Assistência médica derivado da Lei nº 9.656/98.

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Assistência médica Lei nº 9.656/98	29	19	698	957
Previdência Privada	2			
Previdência Privada - EnerPrev	6			
	37	19	698	957

25.3.1 Assistência médica Lei nº 9.656/98: Benefício Definido
De acordo com a Lei nº 9.656/98, os empregados que pagam contribuição mensal fixa para o plano de assistência médica têm o direito de continuar em um plano semelhante, em caso de desligamento ou aposentadoria, por um tempo determinado conforme previsto na legislação aplicável aos Planos de Assistência à Saúde. O modelo atual da Investco, assinado em 14 de abril de 2005 com a Unimed, está enquadrado nesta legislação.

A avaliação atuarial realizada na data-base 31 de dezembro de 2013 demonstrou uma obrigação presente para este plano do tipo Benefício definido, conforme demonstrado na conciliação das obrigações do plano:

	2013		2012	
	Valor presente das obrigações do plano	(Passivo) reconhecido	Valor presente das obrigações do plano	(Passivo) reconhecido
Saldo inicial reconhecido	(976)	(976)	(676)	(676)
Custo do serviço corrente	(122)	(122)	(106)	(106)
Custo dos juros	(90)	(90)	(69)	(69)
Ganhos/(perdas) atuariais reconhecidos no PL	461	461	(125)	(125)
Saldo final reconhecido	(727)	(727)	(976)	(976)

As contribuições da Investco esperadas para este plano durante o exercício de 2014 são de R\$29.

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

	2013	2012
Custo do serviço		
Custo do serviço corrente	122	106
Custo dos juros	90	69
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado	212	175
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência	(196)	(49)
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudanças em premissas financeiras	(265)	174
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes	(461)	125
Total	(249)	300

Os ganhos e perdas decorrentes das avaliações atuariais são registrados em Outros resultados abrangentes, no Patrimônio líquido, e reconhecidos no exercício em que ocorrem. O saldo de ganho atuarial líquido de imposto de renda e contribuição social em 31 de dezembro de 2013 é de R\$50 (perda atuarial de R\$254 em 31 de dezembro de 2012).

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

	2013	2012
Participantes ativos	59	64
Total	59	64

	2013			2012		
	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	Restrição de reconhecimento de ativo	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	Restrição de reconhecimento de ativo
Saldo inicial reconhecido	(1.516)	2.829	(1.313)	(1.187)	2.643	(1.456)
Custo do serviço corrente	(105)		105	(51)		51
Custo dos juros	(139)		139	(118)		118
Rendimento esperado dos ativos		261	(261)		292	(292)
Custo do serviço passado	(149)		149			
Ganhos/(perdas) atuariais	668	(562)	(106)	(201)	(80)	281
Contribuições pagas pela Energest		25	(25)		15	(15)
Contribuições pagas pelos empregados	(17)	17		(7)	7	
Benefícios pagos pelo plano	59	(59)		48	(48)	
Saldo final reconhecido	(1.199)	2.511	(1.312)	(1.516)	2.829	(1.313)

A apresentação de superávits nos planos previdenciários de benefício definido reduzem o risco de eventual passivo atuarial futuro para a Energest. A Administração da Energest não registrou esse ativo, por não estar assegurada a efetiva redução das contribuições da patrocinadora ou que será reembolsado no futuro. Na qualidade de patrocinadora, a Energest contribuiu, com uma parcela mensal proporcional à contribuição realizada pelos participantes destes planos, de acordo com o estabelecido em cada plano de benefícios. A Energest contribuiu no exercício com R\$152 (R\$183 em 2012).

O retorno real dos ativos do plano no exercício foi de R\$301 negativo, face a uma expectativa de retorno no início do exercício no valor de R\$261, ocasionando assim uma perda atuarial de R\$562 não registrados no Patrimônio líquido em virtude da impossibilidade de reconhecimento do superávit mencionado anteriormente. As principais classes de ativos do plano estão segregadas conforme a seguir:

Classe de ativo	Mercado ativo	31/12/2013		31/12/2012	
		Alocação %	Alocação %	Alocação %	Alocação %
Títulos de dívida	Cotado	94,13%	89,12%		
Ações	Cotado	3,47%	8,57%		
Imóveis	Cotado	0,93%	0,88%		
Outros	Não cotado	1,47%	1,43%		
Total		100,00%	100,00%		

Apresenta-se a seguir a composição do número de participantes dos planos.

Econômicas	2013				2012			
	Plano I	Plano II						
Taxa de desconto - nominal	12,00% a.a.	12,00% a.a.	12,00% a.a.	12,00% a.a.	9,30% a.a.	9,30% a.a.	9,30% a.a.	9,30% a.a.
Crescimentos salariais futuros	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	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	6,90% a.a. até 2016, reduzindo para 5,79% a.a. a partir de 2017	6,90% a.a. até 2016, reduzindo para 5,79% a.a. a partir de 2017	6,90% a.a. até 2016, reduzindo para 5,79% a.a. a partir de 2017	6,90% a.a. até 2016, reduzindo para 5,79% a.a. a partir de 2017
Crescimento dos planos de benefícios	5,00% a.a.							
Inflação	5,00% a.a.							
Demográficas								
Tábua de mortalidade	RP 2000 Gerational							
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled							
Tábua de entrada em invalidez	Wyatt 85 Class 1	n/a	n/a	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1			

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Auxílio Incentivo à Aposentadoria - AIA	12	12		
Assistência médica e seguro de vida	216	108	7.547	6.326
Previdência privada	24			
Previdência Privada - EnerPrev	58	20		
	310	140	7.547	6.326

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

• 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 e outros benefícios a aposentados - Cobertura com despesas de assistência médica, odontológica, medicamentos 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 2013 demonstrou uma obrigação presente para estes Planos do tipo Benefício Definido, conforme demonstrado a seguir na movimentação do exercício do passivo de Benefício definido reconhecido no Balanço patrimonial.

	2013		2012	
	Valor presente das obrigações do plano	(Passivo) reconhecido	Valor presente das obrigações do plano reconhecido	(Passivo) reconhecido
Saldo inicial reconhecido	(6.446)	(6.446)	(3.865)	(3.865)
Custo do serviço corrente	(199)	(199)	(143)	(143)
Custo dos juros	(595)	(595)	(392)	(392)
Ganhos/(perdas) atuariais reconhecidos no PL	(573)	(573)	(2.086)	(2.086)
Benefícios pagos pelo plano	38	38	40	40
Saldo final reconhecido	(7.775)	(7.775)	(6.446)	(6.446)

A perda atuarial de R\$573 no valor presente das obrigações, apurado na avaliação atuarial efetuada em 31 de dezembro de 2013, foi decorrente, principalmente, da revisão das premissas de fator de envelhecimento e a variação na taxa de desconto nesta avaliação. Em 2012, houve perda atuarial de R\$2.086.

As contribuições esperadas pela Energset para estes benefícios durante o exercício de 2014 são de R\$228. A despesa líquida com este benefício reconhecida no resultado e ganhos e perdas atuariais reconhecida em Outros resultados abrangente em contrapartida a rubrica de Benefícios pós-emprego, tem a seguinte composição:

Análise de sensibilidade	Auxílio Incentivo a Aposentadoria	Assistência Médica e Odontológica	Benefícios a Aposentados
Pressupostos Centrais			
Taxa de desconto	12	7.453	309
Aumento na taxa de desconto em 0,5%		(510)	(26)
Redução na taxa de desconto em 0,5%		568	29
Mortalidade			
Se os membros do plano fossem um ano mais novo do que sua idade real		183	5

Os resultados mostrados acima foram preparados alterando apenas as hipóteses mencionadas em cada linha.

As principais premissas utilizadas nesta avaliação atuarial foram as seguintes:

Econômicas	AIA	Assistência médica	Outros benefícios a aposentados
Taxa de desconto - nominal	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	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.
Inflação médica de longo prazo	n/a	11,59% a.a. em 2014, reduzindo linearmente para 6,05% a.a. até 2025	n/a
Inflação	5,00% a.a.	5,00% a.a.	5,00% a.a.
Fator de envelhecimento	n/a	3,00% a.a.	n/a
Demográficas			
Tábua de mortalidade	RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational
Tábua de mortalidade de inválidos	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

Econômicas	AIA	Assistência médica	Outros benefícios a aposentados
Taxa de desconto - nominal	9,30% a.a.	9,30% a.a.	9,30% a.a.
Crescimentos salariais futuros	6,90% a.a. até 2016, reduzindo para 5,79% a.a. a partir de 2017	n/a	6,90% a.a. a partir de 2017
Crescimento dos planos de benefícios	5,00% a.a.	n/a	5,00% a.a.
Inflação médica de longo prazo	n/a	11,44% a.a. em 2013, reduzindo linearmente para 6,00% a.a. até 2024	n/a
Inflação	5,00% a.a.	5,00% a.a.	5,00% a.a.
Fator de envelhecimento	n/a	1,50% a.a.	n/a
Demográficas			
Tábua de mortalidade	RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational
Tábua de mortalidade de inválidos	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

25.5 EnerPrev - Planos de pensão do tipo 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 planos de benefícios do tipo Contribuição Definida próprio cadastrado no CNPB - Cadastro Nacional dos Planos de Benefícios na Superintendência Nacional de Previdência Complementar - Previc e a Companhia e suas controladas administram planos PGBL contratados, este por meio do Bradesco Vida e Previdência S.A., não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a Companhia e suas controladas. O plano de custeio é sustentado paritariamente por contribuições das patrocinadoras e do participante, conforme regulamento do plano.

Na qualidade de patrocinadoras deste tipo de planos, a Companhia contribuiu no exercício com R\$912 (R\$770 em 31 de dezembro de 2012) e as controladas contribuíram no exercício com o montante de R\$3.057 (R\$2.331 em 31 de dezembro de 2012).

Esse plano tem a adesão de 84(*) colaboradores da Companhia e 975(*) colaboradores de suas controladas. (*) Não auditado pelos auditores independentes.

26 Obrigações estimadas com pessoal

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Folha de pagamento	9.996	9.505	57.088	54.654
IRPJ/CSLL				18
INSS e FGTS	983	1.859	8.279	10.339
Total	10.979	11.364	65.367	65.011

Na rubrica folha de pagamento estão contempladas, basicamente, provisões de férias e a provisão para participação nos lucros e resultados do exercício.

27 Encargos regulamentares e setoriais

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

Nota	Consolidado				Saldo em 31/12/2013
	Saldo em 31/12/2012	Atualização Monetária	Pagamentos	Saldo em 31/12/2012	
Reclassificado					
Quota de reserva global de reversão - RGR	6.791	10.512	(11.221)	(1.627)	4.455
Quota da conta de consumo de combustíveis - CCC	14.033	14.033	(28.066)	-	-
Juros sobre fundo de reversão	73	802	(875)	-	-
Conta de desenvolvimento energético - CDE	20.395	64.653	(79.588)	-	5.460
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	7.735	34.681	(35.913)	-	6.503
Encargos tarifários (ECE/EAE/EE)	31.713	78	(62)	-	31.729
Pesquisa e desenvolvimento - P&D 27.1	30.233	34.796	1.946	(32.149)	34.826
Programa de eficiência energética - PEE	27.1	8.612	21.584	127	(24.434)
Taxa de fiscalização - ANEEL		1.206	13.048	(13.418)	836
Outros encargos		2.462	(2.462)	-	-
Total	123.253	194.187	2.073	(228.188)	(1.627)
Circulante	106.182				74.858
Não circulante	17.071				12.871
Total	123.253				87.729

	2013	2012
Custo do serviço		
Custo do serviço corrente	199	143
Custo dos juros	595	392
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado	794	535

Remensuração do valor líquido do passivo de benefício definido (Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudanças em premissas demográficas (Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência (Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudanças em premissas financeiras (3.130)

Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes

Total

Os ganhos e perdas decorrentes das avaliações atuariais são registrados em Outros resultados abrangentes, no Patrimônio líquido, e reconhecidos no exercício em que ocorrem. O saldo de perda atuarial líquido de imposto de renda e contribuição social é de R\$3.014 em 31 de dezembro de 2013 (R\$2.635 em 31 de dezembro de 2012).

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

	2013		2012	
	Assistência médica e Seguro de vida	Auxílio Incentivo Aposentados (AIA)	Assistência médica e Seguro de vida	Auxílio Incentivo Aposentados (AIA)
Participantes ativos	110	1	99	1
Participantes assistidos				
Aposentados e pensionistas	12	-	7	-
Total	122	1	106	1

A análise de sensibilidade de variação na taxa de desconto e na tábua de mortalidade é expressa a seguir:

	2013	2012
AIA	Assistência médica	Outros benefícios a aposentados
12,00% a.a.	12,00% a.a.	12,00% a.a.
6,40% a.a. até 2016, reduzindo para 5,65% a.a. a partir de 2017	n/a	6,40% a.a. até 2016, reduzindo para 5,65% a.a. a partir de 2017
5,00% a.a.	n/a	5,00% a.a.
n/a	11,59% a.a. em 2014, reduzindo linearmente para 6,05% a.a. até 2025	n/a
5,00% a.a.	5,00% a.a.	5,00% a.a.
n/a	3,00% a.a.	n/a
RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational
RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled
Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1

	2013	2012
AIA	Assistência médica	Outros benefícios a aposentados
9,30% a.a.	9,30% a.a.	9,30% a.a.
6,90% a.a. até 2016, reduzindo para 5,79% a.a. a partir de 2017	n/a	6,90% a.a. a partir de 2017
5,00% a.a.	n/a	5,00% a.a.
n/a	11,44% a.a. em 2013, reduzindo linearmente para 6,00% a.a. até 2024	n/a
5,00% a.a.	5,00% a.a.	5,00% a.a.
n/a	1,50% a.a.	n/a
RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational	RP 2000 Gerational
RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled
Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1

27.1 Pesquisa e desenvolvimento (P&D) e Programa de eficiência energética (PEE)

Os gastos com P&D e PEE efetuados pelas controladas são apurados nos termos da legislação setorial dos contratos de concessão de energia elétrica e são regulamentados pelas Resoluções Normativas ANEEL nº 316/08, aplicada até setembro de 2012 e alterada pela Resolução Normativa nº 504/12, referente à Pesquisa e Desenvolvimento nº 300/08, aplicada até maio de 2013 e alterada pela Resolução Normativa nº 556/13, referente ao Programa de Eficiência Energética. As controladas têm a obrigação de aplicar 1% da Receita operacional líquida ajustada em conformidade com os critérios definidos pela ANEEL, registrando mensalmente, por competência, o valor do passivo. O passivo é atualizado mensalmente pela variação da taxa SELIC até o mês de realização dos gastos, e está apresentado líquido de todos os investimentos realizados.

28 Uso do bem público

O Uso do bem público - UBP é um direito de outorga decorrente de processos licitatórios onde o concessionário entrega, ou promete entregar, recursos econômicos em troca do direito de explorar o objeto de concessão ao longo do prazo previsto no contrato.

O UBP será pago ao longo do período da concessão a partir da entrada em operação comercial ou da entrega da energia objeto de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR, o que ocorrer primeiro, conforme previsto nos Contratos de Concessão ou então, outro prazo quando indicado no contrato de concessão para os empreendimentos em operação que tiveram a sua modalidade alterada para concessão onerosa.

Controladas	Consolidado					
	Saldo em 31/12/2012	Saldo em 31/12/2013	Valor da parcela	Taxa de Juros	Taxa de Desconto	Prazo de Amortização
Investco	43.506	44.918	1.045	IGP-M	6,00%	2033
Enerpeixe	220.587	229.637	6.800	IGP-M	6,00%	2036
Pantanal	-	3.113	746	IPCA	7,60%	2018
Total	264.093	277.668				

O valor justo total da obrigação relacionada com o Uso do bem público foi provisionado e capitalizado em contrapartida do Ativo Intangível (Nota 21) no momento inicial do reconhecimento. A provisão do pagamento do Uso do bem público foi reconhecida de acordo com o CPC 25 e, para a apuração do valor justo, foi considerado o CPC 38.

Os ativos intangíveis das controladas Enerpeixe e Investco são amortizados pelo prazo do contrato de concessão e da controlada Pantanal é amortizado pelo prazo de 5 anos. O passivo é amortizado pelo pagamento.

Os saldos do Passivo circulante e não circulante estão reconhecidos ao valor presente, pela taxa implícita no projeto.

Segue abaixo movimentação do exercício:

	Consolidado							
	Saldos em 31/12/2012	Ingressos	Ajuste a Valor Presente	Encargos e Atualizações Monetárias	Amortizações	Transferência	Transferência para Passivo Mantido Venda	Saldos em 31/12/2013
Circulante								
Uso do Bem Público	21.953	808	(33)	618	(20.682)	21.059	-	23.723
Não Circulante	21.953	808	(33)	618	(20.682)	21.059		23.723
Uso do Bem Público	251.207	23.330	(13.574)	29.313	-	(21.059)	(15.272)	253.945
Total	251.207	23.330	(13.574)	29.313	-	(21.059)	(15.272)	253.945

	Nota	Controladora		Consolidado	
		Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Provisões Cíveis, Fiscais e Trabalhistas	29.1	9.010	6.429	33.887	31.569
Licenças Ambientais	29.2				15.681
Contraprestação contingente	29.3				5.340
Total		9.010	6.429	33.887	31.569
					21.021
					53.548
					173.701
					180.428

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

29.1 Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas e depósitos vinculados a litígios

A Companhia e suas controladas são 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.

29.1.1 Risco de perda provável

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

	Controladora								Ativo	
	Passivo							Saldo em 31/12/2013	Depósito Judicial	
	Instâncias	Saldo em 31/12/2012	Adições	Baixas		Atualização monetária	Reclassificação		31/12/2013	31/12/2012
				Pagamentos	Reversões			31/12/2013		
Trabalhistas	1ª, 2ª e 3ª	11	1.877	-	-	418	-	2.306	1.810	1.882
Cíveis	1ª, 2ª, 3ª e Adm	-	3.261	(3.261)	-	-	-	-	-	-
Fiscais	1ª, 2ª, 3ª e Adm	-	1.995	(2.006)	-	-	-	-	-	-
Outros		37.987	10.604	-	(12.522)	4.522	(1.995)	40.591	-	-
Total		37.998	17.737	(5.267)	(12.522)	6.946	(1.995)	42.897	1.810	1.882
Circulante			6.429	-	-	-	-	9.010	-	-
Não circulante			31.569	-	-	-	-	33.887	1.810	1.882
Total		37.998						42.897	1.810	1.882

	Consolidado								Ativo	
	Passivo							Saldo em 31/12/2013	Depósito Judicial	
	Instâncias	Saldo em 31/12/2012	Adições	Baixas		Atualização monetária	Reclassificação		31/12/2013	31/12/2012
				Pagamentos	Reversões			31/12/2013		
Trabalhistas	1ª, 2ª e 3ª	63.176	66.184	(43.029)	(26.786)	8.335	-	67.880	28.050	28.458
Cíveis	1ª, 2ª, 3ª e Adm	62.317	21.211	(29.280)	(9.061)	11.426	-	56.613	25.587	27.280
Fiscais	1ª, 2ª, 3ª e Adm	7.995	2.727	(3.450)	(23)	1.111	(3.568)	4.792	980	995
Outros		51.624	10.604	(1.357)	(12.522)	5.548	-	53.897	-	-
Total		185.112	100.726	(77.116)	(48.392)	26.420	(3.568)	183.182	54.617	56.733
Circulante			14.088	-	-	-	-	15.681	-	-
Não circulante			171.024	-	-	-	-	167.501	54.617	56.733
Total		185.112						183.182	54.617	56.733

atualizados de acordo com a sistemática praticada no âmbito do Poder Judiciário. O saldo em 31 de dezembro de 2013 é de R\$2.461 (R\$2.644 em 31 de dezembro de 2012).

Investco

Indenizações

As ações judiciais de natureza cível - indenizações referem-se, em sua grande maioria, às indenizações pleiteadas por pessoas que se consideram impactadas pelo enchimento do reservatório UHE Lajeado ou que pretendem majorar indenizações recebidas da controlada Investco por conta do citado enchimento.

Desapropriações

Referem-se a ações judiciais de natureza cível, decorrentes de indenização a título de desapropriação propostas pela Investco para enchimento do reservatório UHE Lajeado, em que se discute a diferença entre o valor depositado pela Investco e o valor pretendido pelo expropriado. O saldo dos Depósitos judiciais em 31 de dezembro de 2013 é de R\$14.305 (R\$14.209 em 31 de dezembro de 2012) e estão registrados no Imobilizado em curso - Terrenos (Nota 20).

Energest

A Energest era parte em procedimento arbitral nº A70309 em trâmite perante a Câmara de Mediação e Arbitragem do Instituto de Engenharia de São Paulo. Proposta pela EDEX Engenharia, contra a Energest sucessora legal por incorporação de Castelo Energética S.A., que pleiteou o descumprimento de obrigações estabelecidas no Contrato celebrado entre a CESA e a EDEX, para construção da PCH - São João. A Energest efetuou pagamento no valor de R\$5.813 pertinente à condenação sofrida no Procedimento Arbitral, havendo a retenção, por parte da Energest, da quantia aproximada de R\$1.005, referente aos ordens de bloqueios expedidas pela Justiça do Trabalho em desfavor da EDEX. Com o encerramento definitivo da ação, não existe provisionamento realizado em 31 de dezembro de 2013 (R\$6.701 em 31 de dezembro de 2012).

29.1.1.3 Fiscais

EDP Bandeirante

A EDP Bandeirante possui processos relativos à exigência de ICMS na conta de energia, avaliados como perda provável. O saldo em 31 de dezembro de 2013 é de R\$4.285 (R\$4.285 em 31 de dezembro de 2012).

Há também discussão administrativa sobre exigência relativa à utilização de crédito de ICMS, com origem no estorno de débito de notas fiscais canceladas. O saldo provisionado em 31 de dezembro de 2013 é de R\$225 (R\$219 em 31 de dezembro de 2012).

EDP GRID

O INSS lavrou notificação para exigência da contribuição previdenciária em razão da descon sideração de autônomos e de outras pessoas jurídicas, alegando a existência de vínculo empregatício entre esses prestadores de serviços e a EDP GRID. Em dezembro de 2013 a EDP GRID incluiu os débitos no Programa de Parcelamento instituído pela Lei nº 11.941/2009 (REFIS) cujo prazo de adesão foi reaberto pela Lei nº 12.865/13, o que ocasionou a baixa da provisão. Em 31 de dezembro de 2012, a provisão era de R\$2.446.

EDP Escelsa

A EDP Escelsa possui discussões judiciais relativas à exigência de ISSQN e IPTU avaliadas como perda provável, cuja provisão atualizada para 31 de dezembro de 2013 é de R\$281 (R\$321 em 31 de dezembro de 2012). Também discutia a multa aplicada pelo INSS. Em 31 de dezembro de 2013 a EDP Escelsa incluiu o débito no Programa de Parcelamento instituído pela Lei nº 11.941/2009 (REFIS) cujo prazo de adesão foi reaberto pela Lei nº 12.865/13, o que ocasionou a baixa da provisão no valor de R\$909 (R\$723 em 31 de dezembro de 2012).

29.1.1.4 Outros

EDP - Energias do Brasil

Na Companhia as ações classificadas como Outros referem-se principalmente aos compromissos pactuados no processo de permuta das ações de controle da Enersul com as ações de controle da Investco anteriormente pertencentes ao Grupo Rede Energia S.A., relativos às ações judiciais de diversas naturezas movidas contra Enersul cujos fatos geradores foram originados em períodos que o controle da Enersul, era exercido pela Companhia, o saldo em 31 de dezembro de 2013 é de R\$40.590 (R\$37.987 em 31 de dezembro de 2012).

EDP Bandeirante e EDP Escelsa

Para as controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa parte do saldo desta rubrica inclui autos de infração editados pela ANEEL em processo de fiscalização que encontram-se em fase de recurso, no valor de R\$6.248.

29.1.2 Risco de perda possível

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

	Controladora				Consolidado				
	Ativo		31/12/2012	31/12/2012	Ativo		31/12/2012	31/12/2012	
	Saldo em 31/12/2013	Instâncias			Saldo em 31/12/2013	Saldo em 31/12/2012			Depósito Judicial 31/12/2013
Trabalhistas	1,193	1ª, 2ª e 3ª	958	411	411	69.527	119.410	6.249	6.117
Cíveis	230	1ª, 2ª, 3ª e Adm	4.362	-	-	342.423	310.838	9.169	7.990
Fiscais	78.154	1ª, 2ª, 3ª e Adm	82.689	2.193	5.257	757.164	722.625	14.476	15.912
Outros	24.549		24.910	-	-	38.484	31.425	-	-
Total	104.126		112.919	2.604	5.668	1.207.598	1.184.298	29.894	30.019

Dentre as principais causas com risco de perda avaliadas como possível, destacam-se as seguintes:

29.1.2.1 Trabalhistas

EDP Escelsa

Refere-se a diversas ações que questionam, entre outros, pagamento de horas extras, adicionais de periculosidade e reintegração. O valor estimado em 31 de dezembro de 2013 é de R\$47.503 (R\$71.689 em 31 de dezembro de 2012).

29.1.2.2 Cíveis

EDP - Energias do Brasil

As empresas de geração e comercialização do Grupo EDP - Energias do Brasil, por meio da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - APINE, da Associação Brasileira de Geração de Energia Elétrica - ABRAGEL, da ABRACEEL - Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica, da ABRAGET - Associação Brasileira de Geradores Termelétricas, ajuizaram ações judiciais visando a suspensão dos efeitos da Resolução CNPE nº 03/2013, editada pela União, que instituiu rateio entre todos os agentes do mercado de energia elétrica de parte dos custos incorridos com a excessiva utilização de energia proveniente de fontes térmicas (petróleo, carvão e gás), em decorrência da escassez do regime de chuvas (Encargo de Serviço do Sistema - ESS).

Entre maio/2013 e junho/2013 foram concedidas liminares no âmbito das ações ordinárias ajuizadas pelas Associações representantes dos agentes de geração e agentes comercializadores, tornando sem efeito o disposto nos artigos 2º e 3º da Resolução CNPE nº 03/2013, impedindo de incluí-las no rateio dos custos calculados conforme CNPE nº 03/2013.

Em agosto/2013, o Tribunal Regional Federal - TRF deferiu o pedido da União para suspender os efeitos da liminar reestabelecendo a eficácia dos artigos 2º e 3º da Resolução CNPE nº 03/2013 para os associados da ABRACEEL. No âmbito da ação ajuizada pela APINE, o TRF decidiu pela sua manutenção até julgamento final do recurso interposto pela União.

Baseados nos fatos e argumentos acima, os assessores jurídicos da Companhia e de suas controladas classificaram o risco de perda como possível, motivo pelo qual não se constitui provisão. O valor estimado em 31 de dezembro de 2013 é de R\$14.394.

EDP Bandeirante

A EDP Bandeirante é parte no processo nº 2006.209.009405-0, em trâmite na 7ª Vara Cível do Foro Central da Comarca do Rio de Janeiro, movido pela White Martins, que discute a existência de reflexos decorrentes da vigência das Portarias nºs 38/86 e 45/86 do extinto DNAEE, nas tarifas de consumo de energia elétrica, relativo ao período de dezembro de 1986 a setembro de 2000. Em 23 de setembro de 2011, foi proferida sentença desfavorável à EDP Bandeirante julgando procedente o pedido da parte autora, acrescido de correção monetária e juros de mora, a partir de 1º de junho de 2011. Contra tal decisão, a EDP Bandeirante interps recurso de apelação, ao qual foi dado parcial provimento para o fim de limitar a condenação da EDP Bandeirante ao período de vigência da Portaria nº 153/86 (vigente até março/87). Em face da referida decisão, a EDP Bandeirante e a White Martins opuseram embargos de declaração, os quais foram rejeitados. Atualmente, aguarda-se o julgamento dos recursos interpostos por ambas as partes perante o Superior Tribunal de Justiça. Importante ressaltar que há entendimento pacífico nos tribunais superiores no sentido

de que só é devida a devolução dos valores pagos no período do congelamento de preços, período este não discutido nesta ação, motivo pelo qual o grau de risco foi mantido em possível. O valor estimado em 31 de dezembro de 2013 é de R\$90.459 (R\$76.017 em 31 de dezembro de 2012).

A EDP Bandeirante é parte na ação civil pública nº 26725-92.2009.4.01.3800, em trâmite na 3ª Vara Federal Cível de Belo Horizonte, movida pela ADIC - Associação de Defesa de Interesses Coletivo, 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, recentemente, 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 2013 é de R\$57.812 (R\$48.556 em 31 de dezembro de 2012).

Investco

As ações judiciais de natureza cível referem-se, em sua grande maioria, às indenizações pleiteadas por pessoas que se consideram impactadas pelo enchimento do reservatório da usina ou que pretendem majorar indenizações recebidas administrativamente da Investco por conta do citado enchimento, no montante de R\$88.070 em 31 de dezembro de 2013 (R\$87.505 em 31 de dezembro de 2012).

EDP Escelsa

A EDP Escelsa é parte na ação civil pública nº 26725-92.2009.4.01.3800, em trâmite na 3ª Vara Cível do Foro Central da Comarca de Belo Horizonte, movida pela ADIC - Associação de Defesa de Interesses Coletivos, que pleiteia indenização por danos materiais em razão de reajuste tarifário (Parcela "A"). Em 27 de junho de 2011, o processo foi julgado extinto sem resolução de mérito, determinando a exclusão das Distribuidoras do Polo Passivo da demanda. Contra a referida decisão foram interpostos recursos pelo Ministério Público Federal e pela Defensoria Pública da União. O recurso interposto pelo Ministério Público foi considerado inadequado. O recurso interposto pela Defensoria Pública aguarda julgamento. O valor estimado em 31 de dezembro de 2013 é de R\$25.727 (R\$21.608 em 31 de dezembro de 2012).

29.1.2.3 Fiscais

EDP - Energias do Brasil

A Companhia possui discussões administrativas relativas a não homologação de compensações diversas e ao não reconhecimento pela Receita Federal de saldo negativo de IRPJ, apurado nos anos calendarizados de 1999/2001, originado de empresa incorporada (Magistra Participações S.A.), que totalizam R\$65.795 em 31 de dezembro de 2013. Em 31 de dezembro de 2012 esses processos somavam R\$70.875.

EDP Bandeirante

Dentre as principais causas com risco de perda avaliada como possível, destaca-se a discussão na esfera administrativa sobre créditos de ICMS utilizados pela EDP Bandeirante no período de julho a dezembro de 2003, referente a valores de "Anulação/Devolução de Venda de Energia Elétrica" no montante atualizado em 31 de dezembro de 2013 de R\$116.344 (R\$111.498 em 31 de dezembro de 2012). A EDP Bandeirante apresentou defesa e aguarda julgamento. O valor de risco sofre acréscimo expressivo em razão dos critérios de atualização da Lei Estadual nº 13.918/09.

Possui ainda, discussão administrativa relativa à utilização de crédito de ICMS, com origem no estorno de débito de notas fiscais canceladas, no valor atualizado até 31 de dezembro de 2013 de R\$23.216 (R\$22.556 em

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

	Consolidado			
	Imposto de Renda		Contribuição Social	
	2013	2012	2013	2012
Despesas Indedutíveis	(256)	(391)	(92)	(141)
Gratificações a administradores	(991)	(857)	(356)	(310)
Resultados de equivalência patrimonial	(35.106)	(26.681)	(12.640)	(9.605)
Programa REFIS	1.719		618	
Juros sobre o capital próprio	24.694	55.996	8.891	20.161
Outras		17		
Outros				
IRPJ e CSLL diferidos não reconhecidos	1.090	(28.705)	394	(10.464)
(Adição) Reversão de diferenças permanentes	(14.529)	(15.407)	(5.362)	(5.544)
Ajustes na DIPJ referente exercício social anterior	3.517	1.021	1.281	453
Ajuste lucro presumido	2.466	14.496	888	4.866
Adicional IRPJ	320	409		
Programa de Alimentação do Trabalhador	2.243	585		
Incentivo Cultural e Artístico	20	1.223		
Doações a atividades de caráter Desportivo		160		
Doações aos Fds Direitos da Criança e do Adolescente		178		
SUDENE/ADA	42.298	29.805		
Despesa de IRPJ e CSLL	(178.860)	(170.180)	(80.659)	(73.315)
Alíquota efetiva	21,98%	21,85%	9,91%	9,41%

36 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 2013, a Companhia não dispunha de instrumentos financeiros passivos conversíveis em ações da própria Companhia ou transações que gerassem efeito dilutivo ou antidilutivo sobre o resultado por ação do exercício. Dessa forma, o resultado "básico" por ação que foi apurado para o exercício 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:

37.2 Classificação dos instrumentos financeiros

	Nota	Categoria	Níveis	Controladora		Consolidado	
				31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
				Valor Justo		Valor Contábil	
Ativos financeiros							
Circulante							
Caixa e equivalentes de caixa	5	Valor justo por meio do resultado	Nível 1	53.099	62.025	53.099	62.025
Caixa e equivalentes de caixa	5	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	191.012	37.029	191.012	37.029
Títulos a receber	7	Empréstimos e recebíveis	Nível 2	2.939	3.402	2.939	3.402
Partes relacionadas	10	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	24.051	10.698	24.051	10.698
Cauções e depósitos vinculados	12	Ativos mantidos até o vencimento	Nível 1	222	222	222	222
Ativos financeiros disponíveis para venda	14	Disponível para venda	Nível 1	11.026	19.806	11.026	19.806
Não circulante							
Títulos a receber	7	Empréstimos e recebíveis	Nível 2	21.537	20.602	21.537	20.602
Partes relacionadas	10	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	172.375	153.771	172.375	153.771
				476.261	307.555	476.261	307.555
Passivos financeiros							
Circulante							
Fornecedores	22	Outros ao custo amortizado	Nível 2	13.237	7.897	13.237	7.897
Debêntures	23	Outros ao custo amortizado	Nível 2	510.893		510.893	
Não circulante							
Debêntures	23	Outros ao custo amortizado	Nível 2	499.645	460.674	499.645	460.674
Partes relacionadas	10	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	14	768	14	768
				1.023.789	469.339	1.023.789	469.339
				Consolidado			
	Nota	Categoria	Níveis	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
				Valor Justo		Valor Contábil	
Ativos financeiros							
Circulante							
Caixa e equivalentes de caixa	5	Valor justo por meio do resultado	Nível 1	301.877	310.111	301.932	310.111
Caixa e equivalentes de caixa	5	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	619.657	261.264	622.214	261.264
Títulos a receber	7	Empréstimos e recebíveis	Nível 2	4.965	4.530	4.965	4.530
Consumidores e concessionárias	6	Empréstimos e recebíveis	Nível 1	1.125.056	1.252.551	1.126.547	1.252.551
Partes relacionadas	10	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	12.359	718	12.359	718
Cauções e depósitos vinculados	12	Ativos mantidos até o vencimento	Nível 1	4.642	24.207	4.642	24.207
Rendas a receber		Valor justo por meio do resultado	Nível 2	4.758	6.150	4.758	6.150
Ativos financeiros disponíveis para venda	14	Disponível para venda	Nível 1	11.026	19.806	11.026	19.806
Não circulante							
Títulos a receber	7	Empréstimos e recebíveis	Nível 2	17.049	21.324	17.049	21.324
Ativo financeiro indenizável	18	Disponível para venda	Nível 3	779.354	690.278	779.354	690.278
Consumidores e concessionárias	6	Empréstimos e recebíveis	Nível 1	54.908	40.294	54.908	40.294
Partes relacionadas	10	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	171.074	136.232	171.074	136.232
Cauções e depósitos vinculados	12	Ativos mantidos até o vencimento	Nível 1	44.013	48.939	44.013	48.939
Outros créditos - Derivativos	15	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	24.504	12.594	24.504	12.594
				3.175.242	2.828.998	3.179.345	2.828.998
Passivos financeiros							
Circulante							
Fornecedores	22	Outros ao custo amortizado	Nível 2	801.632	912.180	802.129	912.180
Debêntures	23	Outros ao custo amortizado	Nível 2	699.122	435.535	699.122	435.535
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	24	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	847	886	847	886
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	24	Outros ao custo amortizado	Nível 2	429.342	266.008	430.562	266.730
Derivativos	15	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	1.534	1.620	1.534	1.620
Uso do bem público	28	Outros ao custo amortizado	Nível 2	23.723	21.953	23.723	21.953
Não circulante							
Debêntures	23	Outros ao custo amortizado	Nível 2	1.377.907	1.052.633	1.377.907	1.052.633
Empréstimos e financiamentos	24	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	92.571	80.036	92.571	80.036
Empréstimos e financiamentos	24	Outros ao custo amortizado	Nível 2	657.604	1.248.850	656.903	1.251.106
Uso do bem público	28	Outros ao custo amortizado	Nível 2	253.945	251.207	253.945	251.207
				4.338.227	4.270.908	4.339.243	4.273.886

37.2.1 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 isso, alguns modelos matemáticos foram desenvolvidos.

Para apuração do valor justo, a Companhia e suas controladas projetam 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, essa situação acontece em função desses instrumentos financeiros possuírem características substancialmente similares aos que seriam obtidos se fossem negociados no mercado.

As operações com instrumentos financeiros estão apresentadas no balanço da Companhia e de suas controladas pelo seu valor contábil que equivale ao seu valor justo exceto para determinados Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas e Debêntures, que nestes casos, o valor contábil pode diferir ao 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 equivale 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) Títulos a receber: são constituídos por Contratos de Cessão de Crédito celebrados entre a controlada Lajeado e as empresas Tangará Energia S.A. e Rede Energia S.A.. Também encontram-se registrados nesta rubrica as Ações preferenciais resgatáveis das classes "A", "B" e "C" de emissão da Investco. As características de ambos instrumentos financeiros estão destacadas na nota 7;

(iii) 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;

(iv) Partes relacionadas: é composto por contratos de compartilhamento de gastos regulados pela ANEEL, contemplando apenas os valores devidos sem acréscimos de nenhum tipo, contratos de mútuos e arrendamento, sem conflitos de interesses e em condições reais de mercado;

(v) Cauções e depósitos vinculados: são apresentados pelo seu valor justo em cumprimento aos contratos de financiamento com o BNDES e consórcio de bancos, constituída como parte das garantias desses contratos conforme especificado na nota 24. Adicionalmente, para o ativo não circulante, existem valores caucionados das operações de energia de curto prazo na CCEE, e depósitos vinculados à dívida com o BNDES das controladas Santa Fé, Pantanal e Enerpeixe;

(vi) Ativos financeiros disponíveis para venda: as ações do grupo Rede Energia são registradas como disponível para venda e marcadas a mercado por meio de cotação na BMF&Bovespa (Nota 14);

Resultado líquido do exercício atribuível aos acionistas 375.768 343.463 375.768 343.463
Média ponderada do número de ações ordinárias em poder dos acionistas controladores (mil) 475.575 475.575 475.575 475.575
Resultado básico e diluído por ações (reais/ação) 0,79013 0,72221 0,79013 0,72221

37 Instrumentos financeiros

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 e suas controladas efetuam avaliação de seus instrumentos financeiros, inclusive os derivativos.

37.1 Considerações gerais

A Companhia e suas controladas mantêm 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 substanciadas 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 e suas controladas não efetuam 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 e suas controladas.

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.

(vii) Ativo financeiro indenizável: as controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa reconhecem um crédito a receber do Poder Concedente devido ao direito incondicional de receber caixa ao final da concessão, conforme previsto em contrato, a título de indenização pelos serviços de construção efetuados e não recebidos por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. Estes ativos financeiros estão registrados pelo valor presente do direito e são calculados com base no valor dos ativos em serviço pertencentes à concessão e que serão reversíveis no final da concessão;

(viii) Outros créditos - Derivativos: são calculados internamente por meio da metodologia de fluxo de caixa descontado 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 e suas controladas para mitigar riscos de exposição de taxas e câmbios. Sua evidência está descrita na nota 37.6 de Instrumentos financeiros derivativos. São compostos por *hedge accounting* de valor justo da EDP Escelsa e EDP Bandeirante;

(ix) 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;

(x) Debêntures, empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas: são valorizados 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; e

(xi) Uso do bem público: consiste em um instrumento financeiro demonstrado ao custo amortizado atualizado pelo IGP-M incorrido até a data do balanço. Os saldos do passivo circulante e não circulante estão reconhecidos ao valor presente. Para as controladas Enerpeixe e Investco a taxa de desconto é de 6% que representa o custo médio de capital na data da assinatura dos contratos de concessão. Para a controlada indireta Pantanal, a taxa de desconto é de 7,6% que representa a taxa de remuneração de capital (WACC).

Não houve reclassificação de categoria dos Instrumentos financeiros nos exercícios.

37.2.2 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 e suas controladas. São exigidos como forma de mensuração para o valor justo dos instrumentos da Companhia e de suas controladas:

(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.

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

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

37.3 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, encargos de dívidas e debêntures captados pela Companhia e suas controladas apresentados nas notas 23 e 24, possuem como contraparte o BEI, o BNDES, a Eletrobrás, o Banco do Brasil, o Banco Santander, o Banco Itaú, o Banco Bradesco, o Goldman Sachs, a Pentágono Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, a SLW Corretora de Valores e a Oliveira Trust. As regras contratuais para os passivos financeiros adquiridos pela Companhia e suas controladas criam fundamentalmente riscos atrelados a essas exposições. Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia e suas controladas possuem risco de mercado associado à TJLP, ao CDI, ao dólar e à *Libor*. Como riscos de mercado associados à taxas de juros, atribui-se à TJLP e ao CDI a consideração de que a economia brasileira apresenta um panorama favorável ao crescimento com solidez e investimentos voltados para a infraestrutura. A inflação sob controle e a oferta de crédito são fatores de primeira importância na captação com baixo risco de recursos atrelados a esses indexadores. Deve-se considerar que se houver aumento da inflação e da taxa SELIC, poderemos ter um custo maior na realização dessas operações. Ainda com uma moeda forte e um risco país controlado, a captação e manutenção de empréstimos atrelados a outras moedas, especificamente - para a Companhia e suas controladas - 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. As controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa possuem derivativos de *swaps* com o objetivo de *hedge* econômico, para controlar todas as exposições à variação cambial e juros para essas obrigações. 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 aproxima-se ao seu valor contábil, assim como os demais ativos e passivos financeiros avaliados. **37.3.1 Análise de sensibilidade**
No quadro a seguir foram considerados cenários dos indexadores utilizados pela Companhia e suas controladas, 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 e suas controladas, 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. Essas análises de sensibilidade foram preparadas de acordo com a Instrução CVM nº 475/08, tendo como objetivo mensurar o impacto às mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia e suas controladas. 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 e suas controladas em função da variação de cada risco destacado.

Operação	Risco	Controladora									
		Aging cenário provável			Cenário (I)	Cenário (II)	Cenário (III)	Cenário (IV)	Cenário (V)		
		Até 1 ano	2 a 5 anos	Acima de 5 anos	Provável	Aumento do risco em 25%	Aumento do risco em 50%	Redução do risco em 25%	Redução do risco em 50%		
Instrumentos financeiros ativos	CDI	19.147	2.887	-	22.034	5.508	11.017	(5.508)	(11.017)		
Instrumentos financeiros passivos	CDI	(49.787)	(39.265)	-	(89.052)	(19.993)	(20.374)	20.374	41.144		
		(30.640)	(36.378)	-	(67.018)	(14.485)	(38.603)	14.866	30.127		
Operação	Risco	Consolidado									
		Aging cenário provável			Cenário (I)	Cenário (II)	Cenário (III)	Cenário (IV)	Cenário (V)		
		Até 1 ano	2 a 5 anos	Acima de 5 anos	Provável	Aumento do risco em 25%	Aumento do risco em 50%	Redução do risco em 25%	Redução do risco em 50%		
Instrumentos financeiros ativos	CDI	155.608	8.685	-	164.293	44.348	88.615	(44.439)	(88.979)		
Instrumentos financeiros passivos	CDI	(222.116)	(386.606)	(11.473)	(620.195)	(136.718)	(270.924)	139.333	281.388		
Instrumentos financeiros derivativos	CDI	(7.156)	(25.534)	-	(32.690)	(7.792)	(15.442)	7.938	16.026		
		(73.664)	(403.455)	(11.473)	(488.592)	(100.162)	(197.751)	102.832	208.435		
Instrumentos financeiros passivos	TJLP	(45.761)	(147.920)	(71.874)	(265.555)	(44.992)	(90.018)	44.958	89.882		
		(45.761)	(147.920)	(71.874)	(265.555)	(44.992)	(90.018)	44.958	89.882		
Instrumentos financeiros passivos		-	-	-	-	(27.810)	(55.616)	27.810	55.616		
		-	-	-	-	(27.810)	(55.616)	27.810	55.616		
Instrumentos financeiros passivos	Libor - 6M	(1.998)	(21.112)	-	(23.110)	(4.614)	(9.228)	4.614	9.228		
Instrumentos financeiros derivativos	Libor - 6M	1.998	21.112	-	23.110	4.614	9.228	(4.614)	(9.228)		
		-	-	-	-	-	-	-	-		

As curvas futuras dos indicadores financeiros CDI, TJLP, Libor e Dólar estão em acordo com o projetado pelo mercado e estão alinhadas com a expectativa da Administração da Companhia e de suas controladas (no caso do consolidado).

Os indicadores tiveram seus intervalos conforme apresentado a seguir: CDI entre 7,75% e 10,50%; TJLP entre 5,00% e 5,50%; Libor 6M entre 0,431% e 4,451%; e Dólar entre 2,18 e 2,30.

37.4 Risco de liquidez

O risco de liquidez evidencia a capacidade da Companhia e suas controladas em liquidarem as obrigações assumidas. Para determinar a capacidade financeira da Companhia e suas controladas em cumprirem 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 valores contratados e os liberados são apresentados nas notas 23 e 24. A Administração da Companhia e de suas controladas somente utiliza linhas de créditos que possibilitem sua alavancagem operacional, essa premissa é afirmada quando observam-se as características das captações efetivadas.

Covenants são indicadores econômico-financeiros de controle da saúde financeira da Companhia e de suas controladas exigidos nos contratos de ingresso de recursos. O não cumprimento dos *covenants* impostos nos contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures podem acarretar em um desembolso imediato ou vencimento antecipado de uma obrigação com fluxo e periodicidade definidos. A relação dos *covenants* por contrato aparece descritos individualmente nas notas 23 e 24. Até 31 de dezembro de 2013 todos os *covenants* das obrigações contratadas foram atendidos em sua plenitude.

O capital circulante líquido consolidado, que corresponde à diferença entre o ativo circulante e o passivo circulante em 31 de dezembro de 2013, foi negativo em R\$108.907 (R\$333.458 em 31 de dezembro de 2012). A Administração da Companhia entende que possui liquidez satisfatória, mesmo com capital circulante líquido negativo, representando condições adequadas para cumprir as nossas obrigações operacionais de curto prazo em cada linha de negócio em que a Companhia possui operações. Na distribuição, especificamente na EDP Escelsa, a revisão tarifária homologada em agosto de 2013 provera parte dos recursos para pagar os compromissos previstos no curto prazo e os empréstimos, financiamentos e debêntures com vencimento em 2014 estão sendo analisados e estruturados para serem refinanciados com objetivo de alongar o prazo médio da dívida da distribuidora. Na geração, as empresas com usinas em operação geram recursos operacionais dos contratos de venda de energia, de arrendamento ou de fluxo de dividendos ao longo do ano suficientes para pagar os compromissos previstos no curto prazo.

Os ativos financeiros mais expressivos da Companhia e de suas controladas são demonstrados nas rubricas Caixa e equivalentes de caixa (Nota 5), Consumidores e concessionárias (Nota 6) e Ativo financeiro indenizável (Nota 18). A Companhia e suas controladas em 31 de dezembro de 2013 tem em Caixa um montante cuja disponibilidade é imediata e Equivalentes de caixa que são aplicações financeiras de liquidez imediata que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa. Para Consumidores e concessionárias, os saldos apresentados na nota 6 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.

Além do controle de *covenants* atrelado ao risco de liquidez, existem garantias contratadas (Nota 39.2) para as rubricas de Empréstimos, financiamentos e debêntures. Essas garantias contratuais são o máximo que a Companhia e suas controladas podem ser exigidas 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 e de suas controladas, passíveis de alteração decorrente de eventuais perdas de crédito nestes recebíveis. Os riscos de liquidez atribuídos às rubricas de Empréstimos, financiamentos e debêntures referem-se a Juros vinctendos não contabilizados e encontram-se demonstrados na nota 39.1.

37.5 Risco de crédito

O risco de crédito compreende a possibilidade da Companhia e suas controladas não realizarem seus direitos, essa descrição está diretamente relacionada às rubricas de Caixa e equivalentes de caixa, Consumidores e concessionárias, Cauções e depósitos vinculados, entre outros.

No setor de energia elétrica as operações realizadas estão direcionadas ao regulador que mantém informações ativas sobre as posições de energia produzida e consumida. A partir dessa estrutura, planejamentos são criados buscando o funcionamento do sistema sem interferências ou interrupções. 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 as controladas 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 das controladas.

A pulverização da venda de energia elétrica a essa base consumidora atribui menor volatilidade aos recebimentos das controladas, pode-se levar em face a composição de 11,68% 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 as controladas realizam métodos tradicionais de cobrança por meio de cobranças administrativas, notificações na fatura, entre outras. As controladas oferecem 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 e suas controladas, 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 e suas controladas, 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 e suas controladas a riscos significativos que futuramente possam gerar prejuízos materiais.

37.6 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.

Todas as operações com derivativos no consolidado referem-se à EDP Bandeirante e EDP Escelsa. As controladas tem contratado um instrumento financeiro derivativo classificado como *swap*, que é um *hedge accounting* de valor justo com a finalidade de proteger o passivo reconhecido junto ao Banco de Investimento Europeu - BEI. A efetividade destes contratos é de 100% sobre as exposições aos riscos de taxas de juros e variações cambiais, pois os derivativos contratados estabelecem uma taxa de câmbio e a troca da taxa Libor para a taxa CDI, nas mesmas condições e valores contratados no financiamento com o BEI. O valor do notional e os fluxos de pagamentos e recebimentos do principal e dos juros são os mesmos para o instrumento de *hedge* e para a posição coberta no reconhecimento inicial. Os ganhos e perdas resultantes das oscilações durante o exercício contidas nos derivativos da EDP Bandeirante e EDP Escelsa foram registradas no Resultado.

O valor justo dos derivativos da EDP Bandeirante e EDP Escelsa é calculado internamente por meio da metodologia de valor justo. Variações no valor justo do derivativo são contabilizados no resultado juntamente com as variações no item que está sendo protegido.

	Consolidado				
	Instrumentos financeiros derivativos				
	Companhia	31/12/2013		31/12/2012	
Swaps		Total	Swaps	Total	
Ponta ativa					
Libor + 1,275% a.a.	EDP Escelsa	46.610	46.610	40.368	40.368
Libor + 1,275% a.a.	EDP Bandeirante	46.610	46.610	40.368	40.368
		93.220	93.220	80.736	80.736
Ponta passiva					
93,40% do CDI	EDP Escelsa	35.125	35.125	34.881	34.881
93,40% do CDI	EDP Bandeirante	35.125	35.125	34.881	34.881
		70.250	70.250	69.762	69.762
Total		22.970	22.970	10.974	10.974

Os efeitos de ganhos ou perdas com os derivativos praticados pelas controladas em 31 de dezembro de 2013 e de 2012 são:

	Consolidado		
	Ganhos e perdas de instrumentos financeiros derivativos		
	31/12/2013	31/12/2012	
	Resultado financeiro	Resultado financeiro	
Derivativos com propósito de proteção			
Riscos cambiais			
Total	9.240	8.859	
O vencimento líquido dos derivativos segue demonstrado no quadro.			
Consolidado			
Vencimento	Derivativos líquidos		
2014		(1.534)	
Após 2017		24.504	
Receber/(pagar)		22.970	
Em atendimento à Instrução CVM nº 475/08, a informação sobre instrumentos financeiros derivativos deve compreender a razão do objeto protegido, o valor justo do instrumento, impacto nos resultados das controladas durante o exercício assim como características principais do objeto contratado. Esse detalhamento é demonstrado em quadro.			

Descrição	Controlada	Contraparte	Consolidado										
			Início Vencimento	Posição	Nocional US\$/EUR		Nocional R\$/US\$		Valor Justo		Efeitos no Resultado		
					31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	
Swap													
Ativo	EDP Escelsa	Banco Goldman Sachs	09/02/2012	Libor 6M + 1,275 % a.a.	19.740	19.740	34.071	34.071	46.610	40.368	6.034	4.588	
Passivo			20/02/2018	93,40% do CDI					35.125	34.881	1.414	-	
									11.485	5.487	4.620	4.588	
Ativo	EDP Bandeirante	Banco Goldman Sachs	09/02/2012	Libor 6M + 1,275 % a.a.	19.740	19.740	34.071	34.071	46.610	40.368	6.034	4.588	
Passivo			20/02/2018	93,40% do CDI					35.125	34.881	1.414	-	
									11.485	5.487	4.620	4.588	
Ativo	EDP Bandeirante	Banco Citibank	19/03/2004	Libor + 4,375 % a.a.					-	-	-	(97)	
Passivo			14/02/2012	104,69% do CDI								32	
												(129)	
Ativo	EDP Bandeirante	Banco Citibank	14/12/2004	Libor + 4,375 % a.a.					-	-	-	(36)	
Passivo			14/02/2012	118,94% do CDI								12	
												(48)	
Ativo	EDP Bandeirante	Banco JP Morgan	05/04/2006	Libor + 4,375 % a.a.					-	-	-	(59)	
Passivo			14/02/2012	109,70% do CDI								18	
												(7)	
Ativo	EDP Bandeirante	Banco JP Morgan	05/04/2006	Libor + 4,375 % a.a.					-	-	-	(49)	
Passivo			14/02/2012	109,50% do CDI								13	
												(62)	

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

37.7 Gestão de capital

Os objetivos do Grupo EDP - Energias do Brasil ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade do grupo para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de manter uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo.

Para manter ou ajustar a estrutura do capital, o Grupo EDP - Energias do Brasil pode rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas ou, ainda, emitir novas ações ou vender ativos para reduzir, por exemplo, o nível de endividamento.

	Nota	Consolidado	
	23 e 24	2013	2012
Total dos empréstimos e debêntures	5	3.259.446	3.088.546
Menos: caixa e equivalentes de caixa		(924.146)	(571.375)
Dívida líquida		2.335.300	2.517.171
Total do Patrimônio Líquido		6.253.173	6.332.386
Total do capital		8.588.473	8.849.557
Índice de alavancagem financeira - %		27,19	28,44

38 Transações não envolvendo caixa

Em conformidade com o CPC 03 (R2) as transações de investimento e financiamento que não envolvem o uso de caixa ou equivalentes de caixa não devem ser incluídas na demonstração dos fluxos de caixa. No exercício as atividades que não envolveram movimentação de caixa das controladas e, portanto, não estão refletidas na demonstração do fluxo de caixa, seguem:

(i) As controladas CEJA, ECE Participações, Cachoeira Caldeirão, EDP Bandeirante e EDP Escelsa realizaram a capitalização de encargos de dívidas ao Imobilizado e Intangível no valor de R\$46.022 no exercício; e
(ii) No exercício a Companhia constitui Dividendos a pagar no valor de R\$160.718.

39 Compromissos contratuais e Garantias**39.1 Compromissos contratuais**

Em 31 de dezembro de 2013, os compromissos das obrigações de compras e as responsabilidades de locações operacionais (que não estão registrados nas demonstrações financeiras), são apresentadas por maturidade de vencimento, como segue:

	Controladora				
	31/12/2013				
	Total	Até 1 ano	Entre 1 e 3 anos	Entre 3 e 5 anos	Acima de 5 anos
Obrigações de compra	165.271	67.465	72.189	25.617	-
Juros Vincendos de Debêntures	95.498	57.054	38.444	-	-
	260.769	124.519	110.633	25.617	-
	Consolidado				
	31/12/2013				
	Total	Até 1 ano	Entre 1 e 3 anos	Entre 3 e 5 anos	Acima de 5 anos
Responsabilidades com locações operacionais	54.180	48.684	5.171	325	-
Obrigações de compra	39.418.701	5.100.125	7.134.689	4.690.457	22.493.430
Juros Vincendos de Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	1.060.761	333.217	349.373	178.879	199.292
	40.533.642	5.482.026	7.489.233	4.869.661	22.692.722

Os compromissos contratuais referidos no quadro acima, estão a valor presente e refletem essencialmente acordos e compromissos necessários para o decurso normal da atividade operacional da Companhia e suas controladas. Foi utilizado como taxa de desconto, o custo médio de capital da Companhia e suas controladas. As obrigações de compra incluem, essencialmente, responsabilidades relacionada com contratos de longo prazo relativos ao fornecimento de produtos e serviços no âmbito da atividade operacional das companhias do Grupo.

39.2 Garantias

Tipo de garantia oferecida	Controladora		Consolidado	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Aval de acionista	42.435	39.724	287.008	400.547
Depósito Cauçionado	222	222	48.651	73.202
Fiança Bancária	16.343	95.893	375.566	426.240
Fiança Corporativa			2.532.023	1.050.424
Garantias em recebíveis			228.331	332.071
Notas Promissórias			104.344	127.489
Penhor de Ações			977.595	727.224
Seguro garantia	15.286	8.560	118.796	114.354
Penhor de Direitos			841.031	716.299

40.1.1 Demonstração do Resultado

	Distribuição	Geração	Comercialização	2013 Holding	Outros	Eliminação	Total
Receitas	4.633.360	1.323.696	1.885.795	992	-	(747.351)	7.096.492
Custo da produção e do serviço de energia elétrica							
Custo do serviço de energia elétrica							
Energia elétrica comprada para revenda	(2.552.509)	(188.458)	(1.785.691)	-	-	726.732	(3.799.926)
Encargos de uso da rede elétrica	(232.885)	(83.294)	(13.833)	-	-	20.429	(309.583)
	(2.785.394)	(271.752)	(1.799.524)	-	-	747.161	(4.109.509)
Custo de operação							
Pessoal	(182.834)	(29.002)	(5.181)	-	-	-	(217.017)
Materiais e serviços de terceiros	(187.269)	(30.167)	(3.325)	-	-	190	(220.571)
Depreciações e amortizações	(234.324)	(103.532)	(63)	-	-	-	(337.919)
Outros custos de operação	(27.017)	(3.157)	(324)	-	-	-	(30.498)
	(631.444)	(165.858)	(8.893)	-	-	190	(806.005)
	(3.416.838)	(437.610)	(1.808.417)	-	-	747.351	(4.915.514)
Custo do serviço prestado a terceiros	(330.922)	(1.064)	(235)	-	-	-	(332.221)
Lucro bruto	885.600	885.022	77.143	992	-	-	1.848.757
Despesas e Receitas operacionais							
Despesas com vendas	(55.012)	1.247	1.327	-	-	-	(52.438)
Despesas gerais e administrativas	(266.828)	(65.607)	(9.703)	(102.102)	(312)	-	(444.552)
Depreciações e amortizações	(8.449)	(49.410)	(261)	(6.563)	-	-	(64.683)
Outras Despesas e Receitas operacionais	(12.526)	(19.597)	(4)	(1.887)	25	-	(33.989)
	(342.815)	(133.367)	(8.641)	(110.552)	(287)	-	(595.662)
Resultado antes do Resultado financeiro, tributos e participações societárias	542.785	751.655	68.502	(109.560)	(287)	-	1.253.095
Resultado das participações societárias		(124.799)	-	557.474	-	(573.102)	(140.427)
Receitas financeiras	119.672	33.271	2.097	37.541	942	(11.388)	182.135
Despesas financeiras	(220.597)	(156.076)	(5.821)	(109.698)	(390)	11.388	(481.194)
Resultado financeiro	(100.925)	(122.805)	(3.724)	(72.157)	552	-	(299.059)
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	441.860	504.051	64.778	375.757	265	(573.102)	813.609
Imposto de renda e contribuição social correntes	(102.755)	(128.755)	(21.084)	(1.995)	-	-	(253.993)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(14.315)	6.699	(451)	2.006	535	-	(5.526)
	(117.070)	(121.460)	(21.535)	11	535	-	(259.519)
Resultado líquido do exercício	324.790	382.591	43.243	375.768	800	(573.102)	554.090
Atribuível aos acionistas controladores	324.790	204.269	43.243	375.768	800	(573.102)	375.768
Atribuível aos acionistas não controladores	-	178.322	-	-	-	-	178.322

	Distribuição	Geração	Comercialização	2012 Holding	Outros	Eliminação	Total
Receitas	4.461.794	1.196.852	1.354.606	1.777	9.885	(570.426)	6.454.488
Custo da produção e do serviço de energia elétrica							
Custo do serviço de energia elétrica							
Energia elétrica comprada para revenda	(2.576.635)	(92.146)	(1.308.184)	-	-	540.914	(3.436.051)
Encargos de uso da rede elétrica	(527.039)	(94.007)	(15.503)	-	-	28.910	(607.639)
	(3.103.674)	(186.153)	(1.323.687)	-	-	569.824	(4.043.690)
Custo de operação							
Pessoal	(155.629)	(28.386)	(4.280)	-	(525)	-	(188.820)
Materiais e serviços de terceiros	(197.843)	(28.846)	(3.307)	-	(1.186)	1.003	(230.179)
Depreciações e amortizações	(170.849)	(100.247)	(56)	-	-	-	(271.152)
Outros custos de operação	(3.699)	(2.670)	(546)	-	(129)	-	(7.044)
	(528.020)	(160.149)	(8.189)	-	(1.840)	1.003	(697.195)
	(3.631.694)	(346.302)	(1.331.876)	-	(1.840)	570.827	(4.740.885)
Custo do serviço prestado a terceiros	(240.445)	(790)	(294)	-	(1.963)	-	(243.492)
Lucro bruto	589.655	849.760	22.436	1.777	6.082	401	1.470.111
Despesas e Receitas operacionais							
Despesas com vendas	(44.162)	(1.519)	34.363	(484)	(25)	-	(11.827)
Despesas gerais e administrativas	(187.020)	(46.960)	(6.764)	(49.523)	(1.093)	-	(291.360)
Depreciações e amortizações	(9.383)	(32.512)	(223)	(6.209)	-	(18.088)	(66.415)
Outras Despesas e Receitas operacionais	37.970	(42.586)	3.584	(16.443)	(38)	-	(17.513)
	(202.595)	(123.577)	30.960	(72.659)	(1.156)	(18.088)	(387.115)
Resultado antes do Resultado financeiro, tributos e participações societárias	387.060	726.183	53.396	(70.882)	4.926	(17.687)	1.082.996
Resultado das participações societárias		(103.824)	-	438.324	-	(441.224)	(106.724)
Receitas financeiras	141.641	32.324	4.424	27.085	427	(10.073)	195.828
Despesas financeiras	(201.507)	(151.000)	(265)	(49.821)	(722)	10.073	(393.242)
Resultado financeiro	(59.866)	(118.676)	4.159	(22.736)	(295)	-	(197.414)
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	327.194	503.683	57.555	344.706	4.631	(458.911)	778.858
Imposto de renda e contribuição social correntes	(26.539)	(112.253)	(5.844)	(1.243)	(438)	-	(146.324)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(61.021)	(29.091)	(13.205)	-	-	-	(103.317)
	(87.560)	(141.344)	(19,049)	(1.243)	(448)	6.149	(97.168)
Resultado líquido do exercício	239.634	362.339	38.506	343.463	4.183	(452.762)	535.363
Atribuível aos acionistas controladores	239.634	170.439	38.506	343.463	4.183	(452.762)	343.463
Atribuível aos acionistas não controladores	-	191.900	-	-	-	-	191.900

Aval de acionista: O aval é a garantia pessoal do pagamento de um título de crédito. Nele, o garantidor promete pagar a dívida, caso o devedor não o faça. Vencido o título, o credor pode cobrar indistintamente do devedor ou do avalista.

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo na Controladora e no consolidado, em sua maioria, refere-se aos contratos de seguros de vida.

Depósito Cauçionado: São depósitos mantidos em conta reserva em cumprimento aos contratos de financiamento firmados com as instituições financeiras, em sua maioria com o BNDES.

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo, em sua totalidade na Controladora, refere-se aos depósitos para ações tributárias e judiciais. No consolidado, em sua maioria, refere-se aos contratos de empréstimos e financiamentos.

Fiança Bancária: É um contrato por meio do qual a instituição financeira, que é a fiadora, garante o cumprimento da obrigação de seus clientes (afiadaço) e poderá ser concedido em diversas modalidades de operações e em operações ligadas ao comércio internacional. A fiança nada mais é do que uma obrigação escrita, acessória, assumida pela instituição financeira.

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo na Controladora e no consolidado, em sua maioria, refere-se aos contratos de empréstimos e financiamentos.

Fiança Corporativa: A fiança é uma garantia de satisfazer ao credor uma obrigação assumida pelo devedor, caso este não o faça. As fianças corporativas foram emitidas pela EDP - Energias do Brasil e pela EDP - Eletricidade de Portugal S.A. para as controladas do Grupo.

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo, em sua totalidade, refere-se aos contratos de empréstimos e financiamentos.

Garantias em recebíveis: O artigo 28-A, da Lei Geral de Concessões (Lei nº 8.987/95), explicita a possibilidade das concessionárias cederem, em caráter fiduciário, parcela de seus créditos operacionais como garantia dos contratos de mútuo de longo prazo - no mínimo cinco anos - destinados a investimentos na concessão. As concessionárias poderão ofertar seus recebíveis como garantia dos empréstimos tomados pela concessionária, ajustando-se ao modelo de Securitização de Recebíveis, em que o projeto é garantido pela receita operacional futura gerada pelo próprio empreendimento, quando em operação.

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo, em sua maioria, refere-se aos contratos de compra e venda de energia.

Notas Promissórias: É uma promessa de pagamento pela qual o emitente se compromete diretamente com o beneficiário a pagar-lhe certa quantia em dinheiro.

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo, em sua maioria, refere-se aos contratos de empréstimos e financiamentos.

Penhor de Ações: É o direito real que se constitui pela entrega das ações como garantia.

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de Penhor de ações em sua totalidade, refere-se aos contratos de empréstimos e financiamentos. A responsabilidade final das ações dadas como garantia das controladas Santa Fé, Enerpeixe e Investco, pertencem à EDP - Energias do Brasil na proporção de sua participação.

Seguro garantia: O Seguro garantia é um tipo de seguro destinado aos órgãos públicos e às empresas privadas com o objetivo de garantir o fiel cumprimento das obrigações contratuais estipuladas pelas partes, conforme descrito na apólice. Nas empresas privadas encontramos o seguro em relações contratuais feitas com terceiros que desejam mitigar ou anular o risco de descumprimento com seus fornecedores, prestadores de serviços, etc.

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo, em sua totalidade na Controladora, refere-se a garantia de participação Leilão 06/2012 (A-5) - Cachoeira Caldeirão. No consolidado, em sua maioria, refere-se a garantia de executante construtor.

Penhor de Direitos: Penhor sobre os direitos emergentes da Concessão da UHE Lajeado (Lajeado), da UHE Assis Chateaubriand (Pantanal), UHE Peixe Anglica (Enerpeixe) e PCH Francisco Gros (Santa Fé) compreendendo mas não se limitando aos seguintes itens: a) o direito de gerar energia elétrica; b) a energia elétrica a ser gerada; e c) as garantias constantes dos contratos de Compra de Energia em ambiente regulado.

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo, em sua totalidade, refere-se aos contratos de empréstimos e financiamentos.

40 Informações por segmento

Um segmento de negócio é um componente identificável do Grupo, que se destina a fornecer um produto ou um serviço individual ou um grupo de produtos ou serviços relacionados, e que esteja sujeito a riscos e benefícios que sejam diferenciáveis dos restantes segmentos de negócio.

O Grupo EDP - Energias do Brasil desenvolve um conjunto de atividades no setor energético, com especial ênfase na geração, distribuição e comercialização de energia elétrica.

Com base no relatório interno, a Diretoria é responsável por avaliar o desempenho dos vários segmentos e decidir sobre as alocações de recursos a efetuar a cada um dos segmentos de negócio identificados.

40.1 Caracterização dos segmentos

Os valores reportados para cada segmento de negócio resultam da agregação das controladas e das unidades de negócio definidas no perímetro de cada segmento, bem como a anulação das transações intra-segmentos. A coluna " *Holding* " refere-se a Controladora, sendo a origem desse lucro substancialmente relacionado com a avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, conforme requerido pelas práticas contábeis adotadas no Brasil.

	2013						
	Distribuição	Geração	Comercialização	2013 Holding	Outros	Eliminação	Total
Receitas							

