

Índice

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	1
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	3
5.3 - Descrição - Controles Internos	7
5.4 - Alterações significativas	8

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	9
10.2 - Resultado operacional e financeiro	43
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	45
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	50
10.5 - Políticas contábeis críticas	54
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	62
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	63
10.8 - Plano de Negócios	64
10.9 - Outros fatores com influência relevante	65

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

5.1. Descrever, quantitativa e qualitativamente, os principais riscos de mercado a que a Companhia está exposta, inclusive em relação a riscos cambiais e a taxas de juros

(em milhares de reais, exceto quando indicado)

Além dos riscos indicados no item 4.1 deste Formulário de Referência, estamos expostos a riscos de mercado decorrentes das nossas atividades envolvendo principalmente a possibilidade de mudanças nas taxas de juros, flutuações na taxa de câmbio e risco de crédito. Além disso, os principais fatores macroeconômicos que podem influenciar os nossos negócios são descritos abaixo.

Risco de Taxa de Juros

Nossa dívida consolidada está sujeita a variações na taxa de juros que podem elevar o nosso custo de financiamento. Em 31 de dezembro de 2013, o valor consolidado de nossa dívida (empréstimos, financiamentos e debêntures, de curto e longo prazo) era de R\$3.259.446. Desse montante, 13,7% estão indexados à TJLP, 80,2% à taxa dos Certificados de Depósitos Interbancários ("CDI") e 6,1% a taxas pré-fixadas. Dessa forma, a elevação da Taxa de Juros de Longo Prazo ("TJLP"), ou do CDI pode elevar os encargos financeiros de nossa dívida.

Risco de Taxas de Câmbio

Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia possuía R\$2.381 em empréstimos e financiamentos de curto prazo e R\$92.571 em empréstimos e financiamentos de longo prazo, em moeda estrangeira. A totalidade da dívida da Companhia em moeda estrangeira está vinculada a contrato de swap para mitigar o risco cambial e de taxa de juros internacional (Libor).

A Companhia não mantém quaisquer operações, contratos, obrigações passíveis de gerar um efeito relevante, presente ou futuro, na sua situação financeira e mudanças na sua situação financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, gastos com capital ou recursos de capital, não registradas no balanço patrimonial.

Risco de crédito

O risco de crédito configura-se, principalmente pelas atividades desenvolvidas pelas nossas controladas Bandeirante Energia S.A. ("EDP Bandeirante") e Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – Escelsa ("EDP Escelsa"), decorrente do faturamento a receber de consumidores. Adicionalmente, parte dos valores a receber relativos às transações de venda, compra de energia e encargos de serviço do sistema, realizados no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, está sujeita a modificação dependendo de decisão de processos judiciais em andamento, movidos por algumas empresas do setor, relativos à interpretação das regras do mercado. O acompanhamento dos processos judiciais é efetuado e gerenciado pela CCEE. O risco envolvido é de R\$151.260, referente ao saldo da Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa em 31 de dezembro de 2013. O risco de crédito não impacta as demonstrações financeiras, mas pode afetar negativamente o caixa, constituindo-se, portanto, no risco de não receber os valores acima mencionados. A provisão pode não ser suficiente para refletir as perdas decorrentes do risco de crédito acima mencionado.

Além dos riscos de mercado dispostos acima, a Companhia está sujeita aos seguintes riscos macroeconômicos:

O Governo Federal exerceu e continua a exercer influência significativa sobre a economia brasileira. Esta influência, bem como as condições políticas e econômicas brasileiras, pode afetar adversamente as nossas atividades.

A economia brasileira tem sido marcada por frequentes, e por vezes significativa, intervenções do Governo Federal, que regularmente modifica as políticas monetárias, de crédito, fiscal e outras. As ações do Governo Federal para controlar a inflação e efetuar outras políticas envolveram no passado, entre outras, aumentos nas taxas de juros, mudanças na política fiscal, controle de preço,

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

desvalorização da moeda, controles no fluxo de capital e determinados limites sobre as mercadorias e os serviços importados. Não temos controle e não podemos prever quais medidas ou políticas o Governo Federal poderá adotar no futuro. Nossos negócios, nossa condição financeira e os resultados das nossas operações podem ser adversamente afetados em razão de mudanças na política pública em nível federal, estadual e municipal, referentes a tarifas públicas e controles de câmbio, bem como de outros fatores, tais como:

- taxas de juros;
- controle no câmbio e restrições a remessas ao exterior;
- variações nas taxas de câmbio;
- inflação;
- liquidez no mercado doméstico financeiro e de capitais e mercado de empréstimos;
- política fiscal e regime tributário, incluindo alterações na legislação tributária e trabalhista; e
- medidas de cunho político, social e econômico que ocorram ou possam afetar o Brasil.

A incerteza quanto à implementação de mudanças por parte do Governo Federal nas políticas ou normas que venham a afetar esses ou outros fatores no futuro pode contribuir para a incerteza econômica no Brasil. Sendo assim, tais incertezas e outros acontecimentos futuros na economia brasileira poderão prejudicar as nossas atividades e nossos resultados operacionais.

Esforços do governo para combater a inflação podem retardar o crescimento da economia brasileira e prejudicar os nossos negócios.

No passado, o Brasil sofreu taxas de inflação extremamente altas e, consequentemente, adotou políticas monetárias que resultaram elevadas taxas reais de juros. A inflação e as medidas adotadas pelo governo brasileiro para combatê-la, principalmente por meio do Banco Central do Brasil, tiveram e podem voltar a ter efeitos consideráveis sobre a economia brasileira e sobre os nossos negócios. As rigorosas políticas monetárias com altas taxas de juros podem restringir o crescimento do Brasil e a disponibilidade de crédito. De modo inverso, políticas governamentais e monetárias mais brandas e a diminuição das taxas de juros podem desencadear aumentos das taxas inflacionárias e, em consequência, a volatilidade do crescimento e a necessidade de súbitos e significativos aumentos das taxas de juros. Além disso, podemos não ter condições de ajustar os preços praticados para compensar os efeitos da inflação na nossa estrutura de custos. Qualquer destes fatores poderia afetar negativamente os nossos negócios.

A instabilidade cambial pode prejudicar a economia brasileira, bem como a nós.

Durante as últimas décadas, a moeda brasileira teve frequentes e substanciais variações em relação ao dólar americano e a outras moedas estrangeiras. Diante deste cenário, considera-se que a Desvalorização do Real em relação ao Dólar poderia criar pressões inflacionárias no Brasil e causar o aumento das taxas de juros, o que, por sua vez, poderia afetar negativamente o crescimento da economia brasileira de modo geral e prejudicar tanto a nossa situação financeira como os nossos resultados operacionais, além de restringir o acesso aos mercados financeiros internacionais e determinar intervenções governamentais, inclusive por meio de políticas recessivas. Além disso, a desvalorização do Real em relação ao Dólar poderia, como no contexto da atual desaceleração da atividade econômica, levar à redução do consumo, a pressões deflacionárias e a um menor crescimento da economia de modo geral. Por outro lado, a valorização do Real em relação ao Dólar e a outras moedas estrangeiras poderia resultar na piora da balança comercial brasileira, bem como refrear o crescimento baseado nas exportações. Conforme indicado acima neste item, mantemos operações com base na variação cambial.

Dependendo das circunstâncias, a desvalorização ou a valorização do Real frente ao Dólar poderia ter um efeito adverso relevante e negativo no crescimento da economia e indiretamente afetar negativamente os nossos negócios.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

5.2. Descrever a política de gerenciamento de riscos de mercado adotada pela Companhia, seus objetivos, estratégias e instrumentos, indicando:

(em milhares de reais, exceto quando indicado)

Os principais riscos aos quais os nossos negócios e operações estão sujeitos são periodicamente mapeados, identificados e têm seu respectivo impacto mensurado com o apoio de metodologias e ferramentas desenvolvidas para cada tipo de risco. A partir desse diagnóstico, implementamos ações específicas para a sua mitigação ou eliminação, via mecanismos de defesa ou planos de contingência.

Adotamos um modelo descentralizado de gestão, em que a prática de Gestão de Risco Corporativo faz a supervisão dos riscos corporativos, enquanto que os riscos das atividades rotineiras são monitorados pelos respectivos gestores.

A área de Estratégia Regulatória informa mensalmente nas Reuniões de Diretoria das empresas do Grupo EDP no Brasil, o Relatório de Acompanhamento de Riscos Regulatórios.

A partir de 2010, quando todos os riscos corporativos foram revisitados e atualizados trazendo uma visão consolidada e comparativa de cada risco (mapa de risco), adotou-se a prática de anualmente fazer as análises/revisões nos riscos corporativos. Nesta análise/revisão, cada fator de risco é documentado em uma ficha específica na qual são avaliados o impacto e a vulnerabilidade do risco. Nesta ficha, também são identificadas as formas de tratamento deste fator sejam por controles já existentes ou por planos de ação acordados com os respectivos responsáveis pelas áreas de abrangência dos riscos ('riskowners') para mitigar a vulnerabilidade ao risco.

a) Riscos para os quais se busca proteção

Gerenciamento de riscos do setor elétrico

Energético – O cenário de oferta e demanda de energia nas diferentes regiões do País é avaliado pelas nossas Diretoria de Planejamento Energético e Gerência de Riscos Energéticos, que consideram um horizonte de cinco anos, além de analisar as variáveis macro e microeconômicas e as especificidades de cada mercado de atuação. Quando os riscos ultrapassam os limites definidos pela nossa política, preparamos um relatório de impactos e ações mitigadoras para avaliação de nossa diretoria. Esse processo é realizado com o apoio de softwares e modelos estatísticos desenvolvidos internamente. O modelo inclui a identificação, a parametrização, a avaliação e o controle do risco, com o objetivo de antecipar potenciais impactos sobre as áreas de distribuição, geração e comercialização, de forma a prepará-las para assegurar o fornecimento de energia, ampliar a receita e minimizar eventuais prejuízos.

Regulatório – Com atividades de distribuição e geração reguladas e fiscalizadas pela ANEEL, os principais riscos regulatórios são representados pelas revisões tarifárias e investimentos determinados pelo órgão regulador. Mantemos uma Diretoria de Estratégia Regulatória que centraliza o relacionamento com a ANEEL e acompanha o cumprimento das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão e legislação pertinente.

Hidrológicos – Formados basicamente por hidrelétricas, os ativos de geração tem sua operação influenciada por condições de clima e regime de chuvas. Além disso, a receita da venda é vinculada à garantia física, cujo volume, determinado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). A mitigação desse risco se dá pelo Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que minimiza e compartilha entre os geradores participantes o risco da venda de energia a longo prazo, associado à otimização eletro-energética do Sistema Interligado Nacional – SIN, no que concerne ao despacho centralizado das unidades de geração de energia elétrica.

Gerenciamento de Riscos da Companhia

Operacionais – Implementamos um Comitê de Segurança que reúne-se periodicamente e tem o objetivo de gerir de forma integrada os assuntos relacionados à nossa segurança global. Deste Comitê participam diversas áreas da organização como Tecnologia da Informação, Infraestrutura, Jurídico, Gestão de Capital Humano, Auditoria Interna e Comunicação, além das áreas de negócio Geração, Distribuição e Comercialização de Energia. Suas responsabilidades incluem, dentre outras, transmitir a visão estratégica de segurança, avaliar a abrangência dos

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

requisitos de segurança, garantir a conscientização das pessoas e analisar incidentes, dentre outras. Nas distribuidoras, os Centros de Operação de Sistema (COS) podem ser operados remotamente a partir de qualquer unidade, de forma a minimizar riscos operacionais. Tanto a EDP Bandeirante, quanto a EDP Escelsa têm implementado um Plano de Atendimento às Emergências (PAE) com medidas de prevenção e combate a incêndio, mitigação de impactos à segurança de pessoas e à integridade de máquinas e equipamentos, assim como prevenção ambiental. No âmbito do PSB (Plano de Segurança de Barragem), no qual está inserido o PAE, a Energest S.A., a Pantanal Energética, a Costa Rica Energética, a Santa Fé Energética, a Enerpeixe S.A., bem como a Investco S.A., se encontram atendidas, com um cronograma de adequação do PSB atualmente existente e já implantado, atendendo assim a nova lei em vigor. Essas atividades se iniciaram em 2012 e tem seu término previsto para 2016. Para tal estamos seguindo um cronograma encaminhado ao órgão regulador no ano de 2012.

Financeiros – As decisões sobre ativos e passivos financeiros são orientadas por uma Política de Gestão de Riscos Financeiros, que estabelece condições e limites de exposição a riscos de mercado, liquidez e crédito. A política determina níveis de concentração de aplicações em instituições financeiras de acordo com o rating do banco e o montante total das aplicações do Grupo EDP no Brasil, de forma a manter uma proporção equilibrada e menos sujeita a perdas. Nossa política de gestão de riscos financeiros nos proíbe de negociar contratos de derivativos além de valores relacionados a hedge de dívida em moeda estrangeira, para travar o risco de variações cambiais. Em 31 de dezembro de 2013, os compromissos em moeda externa referiam-se basicamente a operação de empréstimo do BEI (contraído pela EDP Bandeirante e EDP Escelsa em 2012) e representavam 8,03% do nosso endividamento consolidado, sendo 100,0% protegido por contrato de swap. Essa política também prevê prazos para vencimento e liquidação de compromissos, evitando, assim, a concentração de compromissos em um mesmo período. Semanalmente, é apresentado à Diretoria um relatório sobre posição de caixa e aplicações financeiras, discriminando as operações de acordo com a política de riscos e as contrapartes. No gerenciamento desses riscos, utilizamos ferramentas como o RiskControl, para cadastro e monitoramento de todas as posições, e VaR (*Value at Risk*) para quantificar a exposição ao risco.

Mercado – Esse risco engloba inadimplência dos clientes, Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), perdas não técnicas e variação nos preços de energia. Sua mitigação inclui ações de combate a perdas, regularização de ligações clandestinas e a atuação das distribuidoras em regiões com atividades econômicas e características próprias.

Ambientais – Abrangem o risco de não cumprimento das condicionantes do licenciamento ambiental e de exposição a desastres naturais. Todos os empreendimentos e atividades de geração e distribuição são executados de acordo com a Política de Sustentabilidade do conglomerado EDP e a Política Integrada de Meio Ambiente, Saúde e Segurança, que dispõem sobre o compromisso de preservação do meio ambiente.

b) Estratégia de proteção patrimonial (hedge)

Uma vez identificados os riscos a serem mitigados, buscamos junto ao mercado o instrumento que melhor atenderá à demanda, e assim efetua-se a contratação do *hedge*.

Dado que nossas receitas são todas em Real, possuímos uma política de gestão de riscos financeiros para contratação de derivativos com propósito de hedge para minimizar qualquer exposição à oscilação de taxa de câmbio. Em 31 de dezembro de 2013 a totalidade da nossa dívida em moeda estrangeira estava *hedgeada*.

Devido nossa exposição a dívida indexada além do Real ser majoritariamente *hedgeada*, o impacto direto em nossos negócios advindos de oscilações na paridade do Real com outra moeda é imaterial.

Quanto à decisão do instrumento, consideramos: (i) a nossa situação de liquidez; (ii) nossa condição de crédito junto ao mercado financeiro; e (iii) o cenário de mercado.

A cotação do *hedge*, independentemente do instrumento, ocorre levando-se sempre em conta os seguintes aspectos: (i) análise de crédito da contraparte; (ii) *covenants* existentes nos contratos financeiros celebrados por nós e por nossas controladas; e (iii) *spread* da instituição financeira.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

c) Instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge)

Utilizamos os seguintes instrumentos: *Swaps*, *Dólar Futuro*, *NDFs (Non Deliverable Forwards)*, *Calls*, *Puts*, *Collars* e apólices de seguros.

A EDP Bandeirante e a EDP Escelsa, empresas do nosso conglomerado, realizaram operações de hedge e swap de forma a mitigar o risco de variação de câmbio, sendo que o saldo da dívida consolidado com proteção cambial e juros internacionais totaliza R\$94.952 ou 100,0% da dívida da Companhia em moeda estrangeira está vinculada a contratos de hedge cambial e swap. Caso houvesse qualquer alteração nas taxas de câmbio, o valor do passivo sofreria alteração, porém, o fluxo de caixa está "hedgeado" contra variação cambial.

As operações de hedge são desenvolvidas somente para reduzir riscos resultantes de descasamentos de moedas, juros ou de quaisquer outras fontes de exposição financeira. A estratégia de hedge da Companhia não tem caráter especulativo.

A estratégia de hedge e sua execução devem obedecer ao estrito objetivo de mitigar as exposições aos riscos identificados. Na hipótese dos eventos que nortearam a sua contratação deixarem de ser aplicáveis, esta deverá ser desfeita tempestivamente com as aprovações requeridas.

d) Parâmetros utilizados para o gerenciamento destes riscos

- Estabelecimento da moeda funcional da Companhia (Real – BRL);
- Estabelecimento do horizonte de tempo a ser monitorado. Este é um ponto de extrema importância, pois há uma relação de risco versus disponibilidade de instrumentos de proteção. Caso haja dívidas de longo prazo (superior a dois anos) pode haver dificuldades na estruturação de operações de hedge com custos aceitáveis. Por outro lado, a limitação do prazo de avaliação pode representar a assunção de riscos significativos para os fluxos de caixa mais longos. Atualmente, nossas análises consideram o horizonte completo do endividamento;
- Estabelecimento de procedimentos para marcação a mercado;
- Estabelecimento de procedimentos e parâmetros para cálculo de risco (VaR, TH=10 dias úteis, IC=95%);
- Estabelecimento de limites de VaR. Atualmente, nossas análises consideram um limite máximo de 8,5%, com alerta em 5,0%);
- Estabelecimento de cenários de estresse - Atualmente, nossas análises consideram os cenários de estresse da BM&FBOVESPA, atualizados mensalmente;
- Estabelecimento da periodicidade de avaliação de risco (semanal); e
- Avaliação anual de ativos para cobertura de seguros.

e) Instrumentos financeiros operados pela Companhia com objetivos diversos de proteção patrimonial (hedge) e quais são os objetivos

A Companhia não opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (hedge).

f) Estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos

A Companhia adota Política de Gestão de Riscos desde 2006. Dadas as melhores práticas de mercado, mantém-se esta política atualizada (pelo menos com frequência anual desde 2011). A gestão integrada de riscos atua como facilitadora no processo de gestão integrada de riscos, auxiliando na identificação, classificação, avaliação e gerenciamento dos riscos e tem como objetivo assegurar que os diversos riscos inerentes a cada uma das áreas da empresa sejam geridos por seus responsáveis e reportados periodicamente à Diretoria da empresa.

Deve prover, de forma integrada, o monitoramento da gestão de riscos desenvolvida nas áreas corporativas e unidades de negócio, garantindo aderência dos processos e controles internos às normas nacionais e internacionais, e agregando valor aos negócios através da consolidação de políticas e estratégias alinhadas com o planejamento de nossos negócios.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

Em 2013, a prática de Gestão de Risco Corporativo foi unificada a Diretoria de Planejamento e Gestão do Risco Energético (em específico à Gestão de Risco e Estudos Energéticos) de forma a se ter maior sinergia entre as práticas de gestão de risco, dessa forma passou a reportar funcionalmente à Vice-Presidência de Comercialização.

Também possuímos e seguimos a Política de Gestão de Riscos Financeiros, que orienta em relação a transações e requer a diversificação de transações e contrapartidas. Nos termos dessa política, a natureza e a posição geral dos riscos financeiros é regularmente monitorada e gerenciada pela Diretoria Financeira, a fim de avaliar os resultados e o impacto financeiro no fluxo de caixa. Também são revistos, periodicamente, os limites de crédito e a qualidade do hedge das contrapartes.

Nos termos dessa política, os riscos de mercado são protegidos quando é considerado necessário suportar a estratégia corporativa ou quando se deve manter o nível de flexibilidade financeira.

Para mais informações, ver o subitem 5.2. "a" acima.

g) adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada

Nosso sistema de controle interno abrange todos os processos que contribuem para assegurar razoavelmente:

- a confiabilidade e a integridade da informação produzida, utilizada e divulgada;
- o cumprimento da legislação e normas legais aplicáveis;
- o cumprimento das políticas, procedimentos e normas internas;
- a eficácia e a eficiência das operações;

Para a avaliação e melhoria da eficácia dos processos, a nossa área de Auditoria Interna utiliza uma abordagem sistemática e disciplinada, sempre orientada para os riscos relevantes e materiais. Portanto, esta área tem como um dos seus objetivos apoiar a implementação do sistema de controle interno sobre os processos empresariais, realizando trabalhos para:

- promover e monitorar a implementação e a manutenção do sistema de controle interno, supervisionando a sua consistência e coerência interna e as atividades de controle realizadas nos diferentes níveis de responsabilidade da organização;
- assessorar e apoiar os responsáveis do controle interno, nos diferentes níveis da organização, relativamente às metodologias utilizadas;
- coordenar a realização de testes que suportem a avaliação do sistema de controle interno.
- acompanhar a implementação de ações de melhoria; e
- reportar a situação do sistema de controle interno e o resultado dos testes efetuados ao desenho e à eficácia dos controles.

Nossa área de Auditoria Interna está subordinada ao presidente da companhia, sendo supervisionada pelo Comitê de Auditoria do Grupo, ao qual comunica periodicamente o exercício de suas atividades de auditoria interna. Não tem qualquer vínculo hierárquico ou funcional com as unidades auditadas, mantendo, por isso, um relacionamento de total independência organizacional. A estrutura e dimensão da área são adequadas, para alcançar os objetivos propostos e o conhecimento técnico bem como o nível de experiência dos auditores internos é suficiente para o correto e apropriado desempenho das suas funções.

Portanto, por meio dos trabalhos da área de Auditoria Interna, nossa diretoria monitora e avalia a adequação das nossas operações com as políticas adotadas. Ressaltamos também que, além dos trabalhos de auditoria interna realizados para o ano de 2013, os serviços de auditoria prestados pelo auditor independente para nós contemplaram o exame da estrutura e ambiente de controles internos, que culminaram na emissão de certificação com opinião favorável e sem reservas quanto à eficácia dos nossos controles internos.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

5.3. Informar se, em relação ao último exercício social, houve alterações significativas nos principais riscos de mercado a que a Companhia está exposta ou na política de gerenciamento de riscos adotada:

No último exercício social não houve alterações significativas nos principais riscos de mercado, bem como na nossa política de monitoramento de riscos.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas

5.4. Outras informações que a Companhia julga relevantes

Todas as informações relevantes relacionadas a esta Seção 5 foram discutidas nos itens anteriores.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

10.1. Comentários dos nossos Diretores sobre:

(em milhares de reais, exceto quando indicado)

10.1. Comentários dos Diretores da EDPBR sobre:

a. condições financeiras e patrimoniais gerais

Somos uma holding detentora de um portfólio diversificado e integrado de sociedades que atuam nas áreas de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro.

Nossa receita operacional líquida no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013 foi 9,9% maior do que a nossa receita operacional líquida no exercício de 2012, passando de R\$6.454,5 milhões para R\$7.096,5 milhões. No período de 12 meses findo em 31 de dezembro de 2012, nossa receita operacional líquida no exercício social encerrado foi 13,1% maior do que a nossa receita operacional líquida no exercício de 2011, que foi de R\$5.705,4 milhões.

Nossos ativos de distribuição, comercialização e geração responderam, respectivamente, por 58,0%, 18,4% e 23,6% da nossa receita líquida em 2013 desconsiderando eliminações. Em 2012, responderam da seguinte maneira: 61,9% da distribuição, 19,2% da geração e 18,8% da comercialização.

Nosso lucro líquido no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013, ajustado das participações dos não controladores, foi de R\$ 375,8 milhões, enquanto que em 2012 foi de R\$343,5 milhões, comparado a um lucro líquido, sendo de R\$492,4 milhões no exercício de 2011.

Nossos diretores entendem que possuímos liquidez satisfatória, com nosso capital circulante líquido de R\$108,9 milhões em 31 de dezembro de 2013, consequência da situação temporal que vivem as distribuidoras não só do grupo EDP como também as de todo o Brasil, em virtude dos custos adicionais com a compra de energia principalmente de origem térmica que possui custo maior do que as fontes usuais (hídricas). O impacto das distribuidoras foi atenuado por recebimento de recursos da CDE, além da venda de participação de 50% nos empreendimentos de Cachoeira Caldeirão e Santo Antônio do Jari, informados com mais detalhes no item 10.3. Nossos índices de liquidez corrente de 1,02 em 31 de dezembro de 2013 e 0,87 em 31 de dezembro de 2012 refletem esse movimento. O capital circulante líquido corresponde à diferença entre o ativo circulante e o passivo circulante e o índice de liquidez corrente ao índice obtido pela divisão do ativo circulante pelo passivo circulante, representando condições adequadas para cumprir as nossas obrigações operacionais de curto prazo.

Nossos Diretores acreditam que nossas condições financeiras e patrimoniais são suficientes para mantermos nosso plano de negócios, desenvolvermos nossas atividades e cumprirmos com nossas obrigações de curto e médio prazo.

b. estrutura de capital e possibilidade de resgate de ações ou quotas, indicando: (i) hipóteses de resgate; (ii) fórmula de cálculo do valor de resgate

Segue abaixo, quadros resumos com os principais indicadores que compõem nossa dívida líquida e estrutura de capital:

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Endividamento Total (R\$ mil)	2011	2012	2013
Empréstimos e Financiamentos de Curto Prazo	359.512	269.236	432.943
Debêntures de Curto Prazo	107.923	435.535	699.122
Empréstimos e Financiamentos de Longo Prazo	1.123.069	1.331.142	749.474
Debêntures de Longo Prazo	860.637	1.052.633	1.377.907
Total do Endividamento	2.451.141	3.088.546	3.259.446
Patrimônio Líquido*	4.585.536	4.445.684	4.573.217

Índice de Endividamento Total sobre Endividamento Total mais Patrimônio Líquido	34,8%	41,0%	41,6%
--	--------------	--------------	--------------

Disponibilidades	833.998	571.375	924.146
Endividamento Líquido	1.617.143	2.517.171	2.335.300

Endividamento Líquido sobre Patrimônio Líquido	35,3%	56,6%	51,1%
---	--------------	--------------	--------------

Participação do Capital			
Capital Próprio	46,1%	41,0%	36,7%
Capital de Terceiros	53,9%	59,0%	63,3%
	100,0%	100,0%	100,0%

* Correspondente ao Patrimônio Líquido não considerando a participação dos não controladores

Nosso capital social é de R\$3.182,7 milhões, representado por 476.415.612 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal, totalmente subscrito e integralizado.

O nosso Conselho de Administração está autorizado a aumentar o capital social até o limite de 200.000.000 (duzentos milhões) de ações ordinárias, independentemente de reforma estatutária. Nosso capital social não sofreu alteração nos últimos 3 exercícios sociais.

Nosso estatuto social não prevê hipóteses de resgate das ações de emissão da EDPBR ou uma fórmula de cálculo do valor de resgate, devendo ser observadas as disposições da Lei das Sociedades por Ações. Não houve nenhum resgate de ações e não existe qualquer intenção para realização de tal evento.

c. capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Nossos Diretores acreditam que estamos em nível confortável de alavancagem. Nossa dívida bruta consolidada, que considera a "Dívida Total" do Grupo, que totalizou R\$ 3.259,4 milhões em dezembro de 2013 e R\$ 3.088,5 milhões em dezembro 2012. Para dezembro de 2013 não foram consolidadas as dívidas da UHE Jari (R\$ 900,5 milhões) e UHE Cachoeira Caldeirão (R\$ 659,7 milhões).

Nossa dívida líquida considera nossa dívida bruta, conforme definida no item 10.1(b), menos a rubrica de Disponibilidades, composta por "Caixa e Equivalentes de Caixa". A dívida líquida consolidada atingiu R\$ 2.335,3 milhões em 2013 e R\$ 2.517,2 milhões em dezembro 2012. Em dezembro de 2013 não foram consolidados os empreendimentos UHE Jari e UHE Cachoeira Caldeirão as disponibilidades somaram em R\$502,8 milhões em 2013. Assim, a relação dívida líquida/EBITDA encerrou o ano em 1,41 vezes, 1,77 vezes em dezembro de 2012 e 1,05 vezes em dezembro de 2011, o que é considerado pelos nossos Diretores como sendo ainda um nível confortável de alavancagem.

Em 31 de dezembro de 2013, as controladas se encontram em pleno atendimento de todas as cláusulas restritivas ("covenants") previstas nos respectivos contratos.

Somos avaliados pelas agências de classificação de risco (ratings) Moody's e Standard & Poors.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

como para construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas ("PCHs") e para repotenciação de usinas existentes.

Para o investimento na construção da UHE Santo Antônio do Jari ("UHE JARI"), operação descrita com mais detalhes no quadro 6.5, a ECE possui um limite de crédito de R\$360 milhões junto ao Banco do Brasil, onde possui R\$305 milhões em saldo remanescente da Cédula de Crédito Bancário. Essa linha serve como empréstimo "ponte" para implementação da Usina.

Em dezembro de 2012, foi assinado o contrato de financiamento de longo prazo para a UHE Santo Antônio do Jari com o BNDES. O financiamento totaliza R\$ 736,8 milhões, com prazo de 18,5 anos sendo 16 anos para amortização e carência para início de pagamento até 15 de junho de 2015, com taxa de juros de TJLP + 1,86% a.a. No final de dezembro de 2012, foi efetuado o primeiro desembolso no total de R\$ 300,0 milhões, que foi utilizado para a liquidação do empréstimo ponte contratado junto ao Banco do Brasil.

Para a aquisição da ECE Participações, a CEJA, atual denominação de Ipueiras Energia S.A., contratou linha de crédito em 11 de outubro de 2011 no valor de R\$300 milhões, com vencimento para 45 dias, a taxas de 110,5% e 113,0% do CDI. O financiamento foi liquidado em 21 de novembro de 2011.

Em 24 de outubro de 2011, a CEJA realizou a primeira emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia fidejussória, em série única, para distribuição pública com esforços restritos. Foi emitido o total de 300 (trezentas) debêntures, de valor nominal unitário de R\$ 1 milhão, com subscrição integral no valor total de R\$ 300 milhões com vigência até 11 de outubro de 2013, pagamento de juros remuneratórios na data de vencimento. A título de remuneração sobre o valor nominal das debêntures, incidem juros remuneratórios correspondentes a 110,50% do CDI. Em 7 de outubro de 2013, a CEJA realizou a sua 2ª emissão de debêntures simples no valor total de R\$350.000. O objetivo da emissão foi para o alongamento do perfil da dívida. A operação foi fechada ao custo de 113,6% do CDI, com pagamento de juros semestrais e amortizações em três parcelas nos meses de outubro de 2016, 2017 e 2018. A EDP - Energias do Brasil é fiadora da operação.

e. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez

As necessidades de financiamento de CAPEX de manutenção estão asseguradas pelas linhas pré-aprovadas do BNDES e do Banco Europeu de Investimento ("BEI"), além da geração própria de caixa. Nossos Diretores acreditam que em função de nossa geração de caixa, não precisamos utilizar de forma recorrente linhas de financiamento para a cobertura de nossas necessidades de capital de giro, além do que é necessário para financiar nosso CAPEX de manutenção. A necessidade por eventual captação fora destas linhas é, em geral, para alongar o perfil de endividamento e manter os níveis de alavancagem que, de acordo com nossos Diretores, são adequados tanto para nossos acionistas quanto para nossos credores. Caso nossa capacidade de geração de caixa não seja suficiente para cobrir eventuais deficiências de liquidez, nossos Diretores acreditam que conseguiremos saná-las por meio de novas linhas de financiamento. Na contratação de novos financiamentos, nossos Diretores buscam analisar as opções disponíveis naquele momento, considerando das condições de mercado e almejando sempre o prazo médio máximo para taxas de juros condizentes.

f. níveis de endividamento e as características de tais dívidas

Nossos Diretores acreditam que nosso nível de endividamento vem se mantendo em um patamar condizente com nosso fluxo de caixa.

No entendimento de nossos Diretores, a composição do nosso endividamento também demonstra a boa saúde financeira do grupo. O prazo médio de nossa Dívida Bruta em dezembro de 2013 era de 2,45 anos, frente a 2,73 anos em dezembro de 2012. Nossa Dívida Bruta é preponderantemente atrelada aos indexadores TJLP e CDI, que representavam,

respectivamente, 14% e 80% de nossa Dívida Bruta em dezembro de 2013 e 29,1% e 63,4% de nossa Dívida Bruta em dezembro de 2012, coerente com a estratégia do grupo.

A tabela abaixo apresenta todas as características de nossos contratos financeiros relevantes nos períodos indicados:

PÁGINA: 13 de 65

PÁGINA: 14 de 65

	Empresa	Valor contratado	Data da contratação	Vigência do contrato	Finalidade	Comentários	Forma de pagamento			Encargos e Principal			
							Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total	
BNCES	Empresate	336.000	21/05/2004	17/03/2008 a 15/01/2016	Implantação da Linha Horizontal Peixe Anguila.	L índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,3. L Restrição de pagamento de dividendos.	Principal e juros mensal	56.989	61.158	118.667	57.131	117.611	174.742
Banco Itaú	Empresate	100.500	21/05/2004	17/03/2008 a 15/01/2016	Implantação da Linha Horizontal Peixe Anguila.	L índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,3. L Restrição de pagamento de dividendos.	Principal e juros mensal	17.396	18.655	36.011	17.426	35.975	53.301
Banqueo	Empresate	83.750	21/05/2004	17/03/2008 a 15/01/2016	Implantação da Linha Horizontal Peixe Anguila.	L índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,3. L Restrição de pagamento de dividendos.	Principal e juros mensal	14.463	15.546	30.009	14.522	29.886	44.418
Banco Itaú	Empresate	67.000	21/05/2004	17/03/2008 a 15/01/2016	Implantação da Linha Horizontal Peixe Anguila.	L índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,3. L Restrição de pagamento de dividendos.	Principal e juros mensal	11.571	12.437	24.008	11.618	23.917	35.535
Banco do Brasil	Empresate	83.750	21/05/2004	17/03/2008 a 15/01/2016	Implantação da Linha Horizontal Peixe Anguila.	L índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,3. L Restrição de pagamento de dividendos.	Principal e juros mensal	14.463	15.546	30.009	14.522	29.886	44.418
BNCES - Banco do Brasil	Santa Fé Participações	75.633	11/02/2009	15/04/2010 a 15/02/2024	Implantação da pequena central hidrelétrica Santa Fé	L índice de cobertura de capital próprio maior ou igual a 30%. L Restrição de pagamento de dividendos.	Principal e juros mensal	5.539	52.055	57.894	5.855	57.724	63.589
Ações realizadas cumulativa	Investido				Ações preferências negociadas A, B e C	9,70% s.a.	Dividendo anual e pagamento do principal	7.034	49.276	56.310	7.696	46.672	54.388
BNCES	EDE Participações	728.807	13/12/2012	13/12/2012 a 15/05/2031	Implementação do projeto de construção da UHE Jari.	Serviço da Dívida maior ou igual a 1,20 durante período anterior ao término da obra e até o final do prazo; Permissão líquida sobre Alvo total qual ou superior a 29%.	Principal e Juros mensais a partir de 15/05/2015.	-	-	-	266	350.000	350.266
(J) INONES - Custos de Transação	EDE Participações	(1.474)	13/12/2012	13/12/2012 a 15/05/2031			A amortização mensal do custo de transação	-	-	-	-	(1.460)	(1.460)
Realizáveis do Swap													
Oximim Sucks	EMP Bandeira		09/02/2012	19/02/2012 a 17/02/2018	Hedge frente ao financiamento de BB.	93,40% do CDI	Juros semestral	767	-	767	810	-	810
Oximim Sucks	EMP Escala		09/02/2012	19/02/2012 a 17/02/2018	Hedge frente ao financiamento de BB.	93,40% do CDI	Juros semestral	767	-	767	810	-	810
Total dos Empréstimos e financiamentos relevantes								327.525	229.873	352.298	129.065	603.141	789.527
Total geral dos empréstimos e financiamentos								493.372	719.437	1.122.399	353.880	1.271.987	1.934.507
								62.943	769.971	1.182.917	269.246	1.331.102	1.600.728

Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

PÁGINA: 15 de 65

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Consolidado										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										
Energias e Principal										
31/12/2012										
31/12/2011										

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

ii) Debêntures

Agente Emissor	Empresa	Quantidade de Títulos	Valor unitário	Valor total	Data de emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	31/12/2013						31/12/2012						31/12/2011					
										Encargos			Principal			Encargos			Principal			Encargos			Principal		
										Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Petróleo S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários (-) Custos de emissão	EDP Brasil	25.000	10	250.000	02/07/2007	02/07/2017 a 02/07/2014	Alongamento da dívida. Pagamento das parcelas vencidas em 15/07/2007.	105,0% de CDI	Principal anual e juro semestral	83.350	(46)	83.300	83.325	(158)	83.167	83.325	(158)	83.167	83.325	(158)	83.167	83.325	(158)	83.167	83.325	(158)	83.167
(-) Custos de emissão	EDP Brasil	39.000	10	390.000	01/07/2010	01/07/2010 a 30/06/2016	Requisição de recursos para pagamento de dívidas e ao financiamento de capital de giro.	CDI + 1,50%	Principal anual e juro semestral	20.435	79.000	99.435	20.435	79.000	99.435	20.435	79.000	99.435	20.435	79.000	99.435	20.435	79.000	99.435	20.435	79.000	99.435
(-) Custos de emissão	EDP Brasil	12.000	1	120.000	19/04/2012	19/04/2012 a 23/04/2017	Alongamento da dívida, financiamento de capital de giro e financiamento de CAPEX.	CDI + 0,88%	Principal anual e juro semestral	2.275	(48)	2.227	2.275	(48)	2.227	2.275	(48)	2.227	2.275	(48)	2.227	2.275	(48)	2.227	2.275	(48)	2.227
(-) Custos de emissão	EDP Brasil	45.000	10	450.000	19/04/2012	19/04/2012 a 23/04/2017	Alongamento da dívida, financiamento de capital de giro e financiamento de CAPEX.	CDI + 0,88%	Principal anual e juro semestral	50.344	460.000	510.344	50.344	460.000	510.344	50.344	460.000	510.344	50.344	460.000	510.344	50.344	460.000	510.344	50.344	460.000	510.344
(-) Custos de emissão	EDP Brasil	50.000	10	500.000	11/04/2013	11/04/2013 a 11/04/2016	Investimento em ativos de geração de energia	CDI + 0,55%	Principal anual e juro semestral	10.607	(98)	10.509	10.607	(98)	10.509	10.607	(98)	10.509	10.607	(98)	10.509	10.607	(98)	10.509	10.607	(98)	10.509
(-) Custos de emissão	EDP Brasil	300.000	1.000	300.000	24/10/2011	24/10/2011 a 11/10/2013	Alongamento da dívida. Liquidação das dívidas utilizadas na aquisição da UTE Jari.	110,0% de CDI	Principal e juro em parcelas únicas anuais	34.125	(358)	323.875	34.125	(358)	323.875	34.125	(358)	323.875	34.125	(358)	323.875	34.125	(358)	323.875	34.125	(358)	323.875
(-) Custos de emissão	EDP Brasil	45.000	10	450.000	4.603	25/11/2013 a 25/11/2019	Requisição de recursos para redução de capital social ocorrida em 03/05/2013	CDI + 1,20%	Principal anual e juro semestral	4.697	450.000	454.697	4.697	450.000	454.697	4.697	450.000	454.697	4.697	450.000	454.697	4.697	450.000	454.697	4.697	450.000	454.697
(-) Custos de emissão	EDP Brasil	12.000	1	120.000	19/04/2012	19/04/2012 a 23/04/2017	Alongamento da dívida, financiamento de capital de giro e financiamento de CAPEX.	CDI + 0,88%	Principal anual e juro semestral	2.275	(48)	2.227	2.275	(48)	2.227	2.275	(48)	2.227	2.275	(48)	2.227	2.275	(48)	2.227	2.275	(48)	2.227
Total										88.358	610.964	699.322	88.358	610.964	699.322	88.358	610.964	699.322	88.358	610.964	699.322	88.358	610.964	699.322	88.358	610.964	699.322

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

(iii) grau de subordinação entre as dívidas

Não existe grau de subordinação contratual entre nossas dívidas quirografárias. As nossas dívidas que são garantidas com garantia real contam com as preferências e prerrogativas previstas em lei.

(iv) eventuais restrições impostas à EDPBR, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário

Na data deste Formulário de Referência, nossas controladas atendiam aos índices estipulados nas *covenants* financeiras a que estavam sujeitas. O descumprimento de qualquer dessas *covenants* pode resultar na antecipação do vencimento dos contratos de financiamento das nossas controladas.

Nossas controladas Enerpeixe e Santa Fé são partes de contratos de financiamento que incluem *covenants* que limitam a capacidade dessas companhias de pagarem dividendos:

Enerpeixe

(i) Por força do contrato de financiamento celebrado com o BNDES em 21 de maio de 2004, a Enerpeixe somente poderá distribuir dividendos em montante superior ao mínimo obrigatório caso obtenha a prévia autorização do BNDES e dos agentes financeiros (Banco do Brasil, Banco Bradesco S/A, Banco Itaú Unibanco S.A..

(ii) Nos termos do Contrato de Suporte dos Acionistas, datado de 21 de maio de 2004, nos comprometemos a somente aceitar ou receber qualquer distribuição de lucros (a título de dividendo ou juros sobre capital próprio) da Enerpeixe: (a) caso o BNDES e o Banco do Brasil tenham sido notificados da intenção de tal distribuição com pelo menos 15 dias de antecedência, e a tenham aprovado expressamente e por escrito; (b) caso não tenha havido nenhum descumprimento sob os termos dos contratos de financiamento com o BNDES; e (c) caso os saldos das aplicações financeiras para reserva do serviço da dívida decorrente dos contratos financeiros com o BNDES estejam conforme exigidos nos contratos.

Santa Fé

Por força do contrato de financiamento celebrado com o BNDES em 11 de maio de 2009, a Santa Fé somente poderá distribuir dividendos em montante superior ao mínimo obrigatório caso obtenha a prévia autorização do BNDES e do Banco do Brasil.

Nossos contratos apresentam cláusulas prevendo rescisão nas seguintes hipóteses. 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 Bandeirante, Escelsa e Energest: descumprimento pela Emissora da manutenção do índice financeiro de relação Dívida Bruta em relação ao EBITDA,

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- não superior a 3,5 nas datas de apuração, quais sejam 30 de junho e 31 de dezembro de cada ano;
- (v) pedido de auto-falência;
 - (vi) liquidação, dissolução ou decretação de falência;
 - (vii) 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;
 - (viii) perda da concessão, desde que tal perda possa prejudicar o fiel cumprimento das obrigações;
 - (ix) notificação de sentença condenatória final transitada em julgado em ação judicial cujo valor individualmente seja superior a R\$ 40.000 na CEJA, a R\$ 50.000 na Energest, e a R\$ 75.000 na Energias do Brasil, desde que tal sentença possa colocar em risco o fiel cumprimento das obrigações; e
 - (x) aplicável à Bandeirante e à 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;
 - (xi) aplicável à Bandeirante e à Escelsa: 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 6.404/76;
 - (xii) aplicável à Bandeirante e à Escelsa: protestos de títulos contra a Emissora, cujo valor unitário ou cumulativo ultrapasse R\$ 40.000, exceto se (i) o protesto tiver sido efetuado por erro ou má-fé de terceiros, desde que validamente comprovado pela Emissora, (ii) o protesto for cancelado, em qualquer hipótese, ou (iii) se tiver sido apresentada garantia em juízo, aceita pelo Poder Judiciário; e
 - (xiii) aplicável à Bandeirante e à Escelsa: alienação de controle acionário direto da EDP – Energias do Brasil S.A. que acarrete uma redução da classificação de risco (rating) corporativo da Emissora, exceto se a EDP – Energias de Portugal S.A., direta ou indiretamente remanescer como detentora do maior número de ações com direito a voto da EDPBR e mantiver, isoladamente ou em conjunto com outros acionistas, a maioria do Conselho de Administração da EDPBR com direito a voto da EDPBR, ou (ii) tenha sido obtida anuência prévia de Debêntures titulares de Debêntures que representem 2/3 das Debêntures em Circulação.

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

g. limites de utilização dos financiamentos já contratados

Não existiam, em 31 de dezembro de 2013, empréstimos e financiamentos com limites a serem utilizados.

h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

A discussão a seguir sobre a situação financeira e o resultado das operações da EDPBR reflete o entendimento dos nossos Diretores e deverá ser lida junto com as demonstrações financeiras da EDPBR relativa aos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 2011, e respectivas notas explicativas, bem como com as informações constantes dos demais itens da Proposta da Administração.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Resultados operacionais em 2013 e 2012

A tabela abaixo apresenta os valores relativos à demonstração de resultados consolidada e as variações ocorridas nos períodos apresentados. Ressaltamos que os valores relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012 refletem os dados reapresentados das demonstrações financeiras para fins de comparação com as demonstrações financeiras relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013, respectivamente, decorrente dos pronunciamentos técnicos emitidos pelo CPC.

Demonstração do Resultado do Exercício	31/12/2012	AV ⁽¹⁾	31/12/2013	AV ⁽¹⁾	Variação 12/12 - 12/13 (%)
Receita operacional líquida	6.454,5	100,0%	7.096,5	100,0%	9,9%
Custo do serviço de energia elétrica					
Custo com energia elétrica	(4.043,7)	-62,6%	(4.109,5)	-57,9%	1,6%
Energia elétrica comprada para revenda	(3.436,1)	-53,2%	(3.799,9)	-53,5%	10,6%
Encargos de uso da rede elétrica	(607,6)	-9,4%	(309,6)	-4,4%	-49,1%
Custo de operação	(697,2)	-10,8%	(806,0)	-11,4%	15,6%
Pessoal	(188,8)	-2,9%	(217,0)	-3,1%	14,9%
Materiais e serviços de terceiros	(230,2)	-3,6%	(220,6)	-3,1%	-4,2%
Depreciações e amortizações	(271,2)	-4,2%	(337,9)	-4,8%	24,6%
Outros custos de operação	(7,0)	-0,1%	(30,5)	-0,4%	333,0%
Custo do serviço prestado a terceiros	(243,5)	-3,8%	(332,2)	-4,7%	36,4%
Lucro operacional bruto	1.470,1	22,8%	1.848,8	26,1%	25,8%
Despesas operacionais	(387,1)	-6,0%	(595,7)	-8,4%	53,9%
Despesas com vendas	(11,8)	-0,2%	(52,4)	-0,7%	343,4%
Despesas gerais e administrativas	(291,4)	-4,5%	(444,6)	-6,3%	52,6%
Depreciações e amortizações	(66,4)	-1,0%	(64,7)	-0,9%	-2,6%
Outras despesas operacionais	(17,5)	-0,3%	(34,0)	-0,5%	94,1%
Resultado do serviço	1.083,0	16,8%	1.253,1	17,7%	15,7%
Resultado das participações societárias	(106,7)	-1,7%	(140,4)	-2,0%	31,6%
Receitas financeiras	195,8	3,0%	182,1	2,6%	-7,0%
Despesas financeiras	(393,2)	-6,1%	(481,2)	-6,8%	22,4%
Resultado financeiro	(197,4)	-3,1%	(299,1)	-4,2%	51,5%
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	778,9	12,1%	813,6	11,5%	4,5%
Imposto de renda e contribuição social correntes	(146,3)	-2,3%	(254,0)	-3,6%	73,6%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(97,2)	-1,5%	(5,5)	-0,1%	-94,3%
Lucro líquido antes da participação minoritária	535,4	8,3%	554,1	7,8%	3,5%
Participações dos não controladores	(191,9)	-3,0%	(178,3)	-2,5%	-7,1%
Lucro Líquido do exercício/trimestre	343,5	5,3%	375,8	5,3%	9,4%
Lucro por Ação (em Reais)	0,72		0,79		

Receita operacional líquida

O total da receita operacional líquida verificada no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013 atingiu um valor de R\$7.096,5, o que representa um aumento de 9,9% em relação ao mesmo período do exercício social anterior, quando o valor foi de R\$6.454,5. Os principais determinantes da variação da receita líquida em 2012 foram:

- Na geração:

(i) Principalmente pelo reajuste das tarifas das geradoras e aumento das vendas de energia em contratos de curta duração

- Na distribuição:

(i) Aumento de 2,2% no volume de energia vendida a clientes finais; (ii) Aumento de 6,4% no volume de energia em trânsito no sistema de distribuição (USD); (iii) 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; (iv) Redução das tarifas de energia das distribuidoras (Lei nº 12.783/2013) e redução das tarifas aplicadas nas revisões e reajustes tarifários; e (vi) Aumento de 10,1% no volume de vendas de energia no mercado livre com preços mais altos. Em 2013, as tarifas foram em média 17,3% superiores às de 2012.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- Na comercialização:

Aumento de 10,1% no volume de vendas de energia no mercado livre e 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 IT13 (média de R\$ 326,3/MWh).

Custo com energia elétrica

O custo com energia elétrica no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013 foi de R\$4.109,5, o que representou um aumento de 1,6% em relação ao exercício social anterior, quando o valor foi de R\$4.043,7. As principais variações se referem aos custos com aquisição de Energia elétrica comprada para revenda que aumentarem 10,6%, devido ao início de suprimento de energia de dois novos produtos adquiridos nos leilões de energia nova, necessários ao atendimento do crescimento do mercado, ao acréscimo no preço médio da compra de energia, reajustado pela variação do IPCA, ao acréscimo no valor da energia comprada de ITAIPU e ao PLD que permaneceu num patamar elevado, refletindo em maior despacho das usinas térmicas no período.

Os custos com Encargos de Uso da Rede Elétrica decresceram 49,1% na comparação com o exercício anterior devido à redução, principalmente os encargos com CDE (redução de 25% em relação ao valor cobrado durante 2012) e CCC (que foi zerada em relação ao ano de 2012), conforme resolução.

Custo de operação

Os custos de operação no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013 foram de R\$806,0, o que representa um aumento de 15,6% em relação ao ano anterior, quando o valor foi de R\$697,2, devido aos seguintes fatores:

Pessoal: Os custos com pessoal aumentaram 14,9%, atingindo R\$217,0 no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013 contra R\$188,8 no exercício social anterior, devido: (i) Reajuste salarial de 6,5% em cumprimento ao acordo coletivo, resultando em encargos adicionais sobre folha de pagamento; (ii) Aumento do quadro de pessoal do Grupo, sobretudo, em função da primarização de mão de obra na EDP Bandeirante, EDP Escelsa, Enerpeixe e Energest; (iii) Reestruturação organizacional da Unidade de Negócio da Distribuição; (iv) Efeitos não recorrentes ocorridos no 2T12 e 4T12 referentes ao crédito SAT (Seguro de Acidente de Trabalho) relativo aos anos de 1991-1999 e 2005-2010 na EDP Escelsa devido a pagamentos a maior em períodos anteriores, que teve impacto positivo em 2012 e impacta na comparação com o ano de 2013.

Materiais e serviços de terceiros: Os custos com materiais e serviços de terceiros diminuíram 4,2%, atingindo R\$220,6 no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013 contra R\$230,2 no exercício social anterior. Na conta materiais, deve-se aos maiores gastos com combustível e material de manutenção de veículos, e no item serviços de terceiros, deve-se, em parte, aos repasses dos reajustes contratuais inferiores aos índices de inflação por parte dos nossos prestadores de serviços, e decréscimo dos gastos com conservação e reparação do sistema elétrico, sobretudo devido à primarização na EDP Bandeirante, com redução das equipes prestadoras de serviço e redução de atividades de manutenção de rede e volume de podas.

Depreciações e amortizações: As depreciações e amortizações atingiram R\$337,9 no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013 contra R\$271,2 no exercício social 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).

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Custo dos serviços prestados a terceiros

Principalmente, corresponde à variação dos custos com construção da infraestrutura das distribuidoras.

Lucro operacional bruto

O lucro operacional bruto teve uma variação de 25,8% no período, atingindo R\$1.848,8 em 31 de dezembro de 2013, contra um montante de R\$1.470,1 em 31 de dezembro de 2012, em virtude do acima exposto.

Despesas operacionais

Nossas despesas operacionais aumentaram 53,9%, atingindo R\$595,7 no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013, contra R\$387,1 no exercício social anterior, devido aos seguintes fatores:

Despesa com vendas: As despesas com vendas aumentaram 343,4%, atingindo R\$52,4 no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013 contra R\$11,8 milhões no exercício social anterior, principalmente à reversão de PDD no ano de 2012, em função do acordo entre EDP Comercialização e a Ampla Energia para o fim da disputa judicial entre as companhias referente à sentença arbitral proferida pela Câmara FGV de Conciliação e Arbitragem.

Despesas gerais e administrativas: As despesas gerais e administrativas aumentaram 52,6%, atingindo R\$ 444,6 no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013 contra R\$ 291,4 no exercício social anterior, devido basicamente à: (i) Reajuste salarial de 6,5% em cumprimento ao acordo coletivo, resultando em encargos adicionais sobre folha de pagamento; (ii) (iii) Apuração do resultado da venda da Evrecy Participações Ltda à CTEEP, ocorrido em 2012, que prejudica a comparação com o ano de 2013.

Depreciações e amortizações: A variação de -2,6% no período deve-se, principalmente, a uma base menor de ativos a ser depreciados no período, principalmente de itens do imobilizado não relacionados diretamente a operação.

Outras despesas (receitas) operacionais: Os outros custos operacionais aumentaram 94,1%, atingindo R\$34,0 no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013 contra R\$ 17,5 no exercício social anterior, devido basicamente: (i) Efeito positivo contabilizado em 2012, do Valor Novo de Reposição dos ativos de distribuição em R\$ 102,4 milhões (R\$ 24,5 milhões na EDP Bandeirante e R\$ 77,9 milhões na EDP Escelsa) - Conforme definido na Medida Provisória nº 579; (iii) perdas na desativação e alienação de bens do ativo imobilizado das distribuidoras.

Resultado do serviço

O resultado do serviço aumentou 15,7%, atingindo R\$1.253,1 no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013, contra R\$1.083,0 no exercício social anterior, principalmente em virtude do acima exposto nas rubricas de receita operacional, custos com energia elétrica e de operação, além das despesas operacionais.

Resultado das participações societárias

O resultado das participações societárias aumentou 31,6%, atingindo um valor negativo de R\$140,4 no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013, contra valor negativo de R\$106,7 no exercício social anterior, principalmente em virtude do resultado negativo de nossa controlada em conjunto Porto do Pecém.

Resultado financeiro líquido

O resultado financeiro líquido da EDPBR no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013 aumentou 51,5% e atingiram R\$299,1 negativos, contra um montante de R\$197,4 negativos em 31 de dezembro de 2012. O montante de receitas financeiras apresentou variação de -7,0%, essa variação decorre principalmente ao menor saldo de caixa e consequente menor receita sobre aplicações financeiras. Já o montante de despesas financeiras apresentou variação de 22,4%, sendo que a variação decorre principalmente aos encargos sobre dívida captada nas distribuidoras do grupo, além da própria Holding, para fazer frente a investimentos e capital de

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

giro das distribuidoras, além das despesas de atualização financeira sobre a parcela de benefício pós-emprego, principalmente da controlada EDP Escelsa.

Imposto de renda e contribuição social

As despesas com imposto de renda e contribuição social no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013 foram de R\$259,5, variação de 6,6% em relação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012, quando foram de R\$243,5. As principais variações são em decorrência de: (i) imposto de renda e contribuição social correntes: apresentou variação de 73,6% atingindo um montante de R\$254,0 em 2013 contra R\$146,3 milhões em 2012, em virtude, principalmente do maior lucro tributável das distribuidoras EDP Bandeirante e EDP Escelsa; e (ii) imposto de renda e contribuição social diferidos: apresentou decréscimo de 94,3% em virtude da realização de créditos tributários das distribuidoras.

Participação dos não controladores

A participação dos não controladores no resultado consolidado atingiu R\$ 178,3 no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013, representando uma redução de 7,1% na comparação com o exercício social anterior, quando foi de R\$191,9. Tal variação se deu principalmente pela redução da conta Reserva de Investimentos, via distribuição para os controladores da controlada Lajeado Energia.

Lucro líquido

Em função dos efeitos analisados, o lucro líquido consolidado alcançou R\$375,8 em 2013, 9,4% superior ao exercício de 2012, quando foi de R\$343,5. A variação se deu, principalmente, pelos impactos positivos no lucro operacional bruto, explicado acima.

Resultados operacionais em 2012 e 2011

A tabela abaixo apresenta os valores relativos à demonstração de resultados consolidada e as variações ocorridas nos períodos apresentados. Ressaltamos que os valores relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2011 refletem os dados reapresentados das demonstrações financeiras para fins de comparação com as demonstrações financeiras relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012, respectivamente, decorrente dos pronunciamentos técnicos emitidos pelo CPC.

Demonstração do Resultado do Exercício	31/12/2011	AV ⁽¹⁾	31/12/2012	AV ⁽¹⁾	Variação 12/11 - 12/12 (%)
Receita operacional líquida	5.705,4	100,0%	6.454,5	100,0%	13,1%
Custo do serviço de energia elétrica					
Custo com energia elétrica	(2.954,2)	-51,8%	(4.043,7)	-62,6%	36,9%
Energia elétrica comprada para revenda	(2.392,3)	-41,9%	(3.436,1)	-53,2%	43,6%
Encargos de uso da rede elétrica	(561,9)	-9,8%	(607,6)	-9,4%	8,1%
Custo de operação	(687,9)	-12,1%	(697,2)	-10,8%	1,3%
Pessoal	(167,6)	-2,9%	(188,8)	-2,9%	12,7%
Materiais e serviços de terceiros	(223,1)	-3,9%	(230,2)	-3,6%	3,2%
Depreciações e amortizações	(261,2)	-4,6%	(271,2)	-4,2%	3,8%
Outros custos de operação	(36,1)	-0,6%	(7,0)	-0,1%	-80,5%
Custo do serviço prestado a terceiros	(309,3)	-5,4%	(243,5)	-3,8%	-21,3%
Lucro operacional bruto	1.754,0	30,7%	1.470,1	22,8%	-16,2%
Despesas operacionais	(552,8)	-9,7%	(387,1)	-6,0%	-30,0%
Despesas com vendas	(41,8)	-0,7%	(11,8)	-0,2%	-71,7%
Despesas gerais e administrativas	(301,4)	-5,3%	(291,4)	-4,5%	-3,3%
Depreciações e amortizações	(84,3)	-1,5%	(66,4)	-1,0%	-21,2%
Outras despesas operacionais	(125,3)	-2,2%	(17,5)	-0,3%	-86,0%
Resultado do serviço	1.201,2	21,1%	1.083,0	16,8%	-9,8%
Resultado das participações societárias	(39,6)	-0,7%	(106,7)	-1,7%	169,3%
Receitas financeiras	207,3	3,6%	195,8	3,0%	-5,5%
Despesas financeiras	(443,1)	-7,8%	(393,2)	-6,1%	-11,3%
Resultado financeiro	(235,9)	-4,1%	(197,4)	-3,1%	-16,3%
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	925,7	16,2%	778,9	12,1%	-15,9%
Imposto de renda e contribuição social correntes	(234,6)	-4,1%	(146,3)	-2,3%	-37,6%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2,1	0,0%	(97,2)	-1,5%	-
Lucro líquido antes da participação minoritária	693,3	12,2%	535,4	8,3%	-22,8%
Participações dos não controladores	(200,9)	-3,5%	(191,9)	-3,0%	-4,5%
Lucro líquido do exercício/trimestre	492,3	8,6%	343,5	5,3%	-30,2%
Lucro por Ação (em Reais)	1,03		0,72		

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Receita operacional líquida

O total da receita operacional líquida verificada no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012 atingiu um valor de R\$6.454,5, o que representa um aumento de 13,1% em relação ao mesmo período do exercício social anterior, quando o valor foi de R\$5.705,4. Os principais determinantes da variação da receita líquida em 2012 foram:

- Na geração:

(i) Lajeado Energia: Maior venda de energia no Curto Prazo nos primeiros 9 meses do ano reflexo da estratégia de sazonalização e do quadro hidrológico favorável no período; (ii) Energest: Aumento no volume de energia comercializada, decorrente do incremento da Garantia Física da UHE Mascarenhas e do aumento do nível de contratação da geradora. Esse acréscimo de energia foi comercializado em operações de curto prazo, favorecidas pelo preço alto do preço líquido das diferenças (PLD); (iii) Enerpeixe: A variação de preço médio de venda de energia é decorrente da variação do IGPM associado aos reajustes contratuais ao longo do ano.

- Na distribuição:

(i) Aumento de 2,9% no volume de energia vendida a clientes finais, impulsionado, principalmente, pelo aumento no consumo das classes residencial, comercial e rural; (ii) Redução de 1,2% do volume de energia distribuído a clientes livres em 2012 frente a 2011, devido ao desempenho dos setores de Extrativismo Mineral (-4,5%) e Químico (-5,9%), e redução do contrato de dois grandes clientes (unidades Gerdau -8GWh), retorno ao mercado cativo da Nobrecel (-6GWh) e retomada da autoprodução dos clientes Revap e Fibria (-14 GWh); (iii) Impacto das novas regras instituídas com os procedimentos da revisão tarifária relativas à receita de multas por Ultrapassagem de Demanda e consumo de Energia Reativa Excedente (PRORET 2.7) que passaram a ser contabilizadas como Obrigações Especiais em Curso, a partir da data contratual de revisão tarifária do 3º Ciclo de Revisões. Desse modo, a EDP Bandeirante provisionou o montante de R\$ 50,1 milhões referente ao período de 23 de outubro de 2011 a 31 de dezembro de 2012, reduzindo a Receita Operacional. 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; (iv) Reajuste tarifário anual médio na EDP Escelsa de 14,29% a partir de 07 de agosto de 2012 com efeito médio percebido pelos consumidores cativos de 11,33%, considerando os ajustes financeiros referentes a períodos anteriores. Revisão e Reajuste Tarifário na EDP Bandeirante de -1,85% e 11,45%, respectivamente. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores cativos, já considerando a revisão tarifária de 2011 e o reajuste tarifário de 2012, foi de 7,29%, aplicado a partir de 23 de outubro de 2012; e (v) Atraso na finalização da metodologia do 3º ciclo de revisão tarifária, a ANEEL manteve congeladas as tarifas da EDP Bandeirante, homologadas em outubro de 2010, até 23 de outubro de 2012.

- Na comercialização:

A receita líquida apresentou crescimento de 47,0% em 2012 em comparação ao ano anterior, em decorrência, principalmente, do aumento de 13,7% no volume comercializado, reflexo da intensificação das negociações de curto e longo prazo e das vendas do 13º leilão de ajuste, além do aumento de 29,0% no preço médio de venda em relação a 2011.

Custo com energia elétrica

O custo com energia elétrica no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012 foi de R\$4.043,7, o que representou um aumento de 36,9% em relação ao exercício social anterior, quando o valor foi de R\$2.954,2. O aumento do custo é devido aos fatores abaixo descritos:

Energia elétrica comprada para revenda: Os custos com aquisição de energia elétrica para revenda aumentaram 43,6%, atingindo R\$3.436,1 no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012 contra R\$2.392,3, devido: (i) Início de suprimento de energia de dois novos produtos em 2012, adquiridos nos leilões de energia nova, necessários ao atendimento do crescimento do mercado; (ii) Acréscimo no preço médio da compra de energia, reajustado pela variação do IPCA; (iii) Acréscimo no valor da energia comprada de ITAIPU, em 2012, devido ao aumento de 17% no dólar do período.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Encargos de uso da rede elétrica: Os custos com encargos de uso da rede elétrica subiram em 8,1% na comparação com o exercício de 31 de dezembro de 2011, devido do reajuste das tarifas de uso do sistema de transmissão, além do acréscimo nas distribuidoras proveniente dos encargos de energia de reserva em função de início de suprimento de energia elétrica proveniente de fonte eólica, objeto do 2º Leilão de Energia de Reserva, com o início do suprimento em Julho de 2012.

Custo de operação

Os custos de operação no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012 foram de R\$697,2 o que representa um aumento de 1,3% em relação ao ano anterior, quando o valor foi de R\$687,9, devido aos seguintes fatores:

Pessoal: Os custos com pessoal aumentaram 12,7%, atingindo R\$188,8 no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012 contra R\$167,6 no exercício social anterior, devido: (i) Reajuste salarial médio de 6,7% em cumprimento ao acordo coletivo, resultando em encargos adicionais sobre folha de pagamento; (ii) Aumento do quadro de pessoal do Grupo, sobretudo, em função da primarização de mão de obra na EDP Bandeirante; (iii) Reestruturação organizacional da Unidade de Negócio da Distribuição; (iv) Efeitos não recorrentes ocorridos no 2T12 e 4T12 referentes ao crédito SAT (Seguro de Acidente de Trabalho) relativo aos anos de 1991-1999 e 2005-2010 na EDP Escelsa devido a pagamentos a maior em períodos anteriores.

Materiais e serviços de terceiros: Os custos com materiais e serviços de terceiros aumentaram 3,2%, atingindo R\$230,2 no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012 contra R\$223,1 no exercício social anterior. Na conta materiais, deve-se aos maiores gastos com combustível e material de manutenção de veículos, e no item serviços de terceiros, deve-se, em parte, aos repasses dos reajustes contratuais por parte dos nossos prestadores de serviços, e decréscimo dos gastos com conservação e reparação do sistema elétrico, sobretudo devido à primarização na EDP Bandeirante, com redução das equipes prestadoras de serviço e redução de atividades de manutenção de rede e volume de podas.

Depreciações e amortizações: As depreciações e amortizações atingiram R\$271,2 no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012 contra R\$261,2 milhões no exercício social anterior, devido principalmente a menor utilização de crédito de PIS e COFINS sobre a depreciação das distribuidoras e geradoras da EDPBR, compensado pela revisão das taxas de depreciação que aumentou a vida útil dos bens relacionados à concessão.

Outros custos de operação: Os outros custos de operação diminuíram 80,5%, atingindo R\$7,0 no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012 contra R\$36,1 milhões no exercício social anterior, devido principalmente ao ajuste da conciliação contábil referentes a passivos constituídos para serviços provisionados e não realizados.

Custo dos serviços prestados a terceiros

Principalmente, corresponde à variação dos custos com construção da infraestrutura das distribuidoras.

Lucro operacional bruto

O lucro operacional bruto teve uma variação -16,2% no período, atingindo R\$1.470,1 em 31 de dezembro de 2012, contra um montante de R\$1.754,0 em 31 de dezembro de 2011, em virtude do acima exposto.

Despesas operacionais

Nossas despesas operacionais diminuíram 30,0%, atingindo R\$387,1 no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012, contra R\$552,8 no exercício social anterior, devido aos seguintes fatores:

Despesa com vendas: As despesas com vendas diminuíram -71,7%, atingindo R\$11,8 no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012 contra R\$41,8 no exercício social anterior,

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

principalmente à reversão de PDD em função do acordo entre EDP Comercialização e a Ampla Energia para o fim da disputa judicial entre as companhias referente à sentença arbitral proferida pela Câmara FGV de Conciliação e Arbitragem. O acordo firmado prevê a manutenção do contrato de comercialização de energia celebrado em 26 de junho de 2002, com validade até 2022.

Despesas gerais e administrativas: As despesas gerais e administrativas diminuíram 3,3%, atingindo R\$ 291,4 no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012 contra R\$ 301,4 no exercício social anterior, devido basicamente à: (i) Reajuste salarial médio de 6,7% em cumprimento ao acordo coletivo, resultando em encargos adicionais sobre folha de pagamento; (ii) Gastos com padronização e melhoria das instalações da sede administrativa em São Paulo; (iii) Apuração do resultado da venda da Evrecy Participações Ltda à CTEEP; (iv) Pagamento de honorário de êxito referente ao processo SAT na EDP Escelsa; e (v) Gastos de Consultoria referente ao Inventário de Ativos nas Distribuidoras (Demanda Regulatória).

Depreciações e amortizações: A variação de -21,2% no período deve-se, principalmente, pela depreciação dos ativos da controlada Terra Verde, ocorrida em 2011, que não se repetiu em 2012.

Outras despesas (receitas) operacionais: Os outros custos operacionais diminuíram -86,0%, atingindo R\$17,5 no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012 contra R\$ 125,3 no exercício social anterior, devido basicamente: (i) Valor Novo de Reposição dos ativos de distribuição em R\$ 102,4 milhões (R\$ 24,5 milhões na EDP Bandeirante e R\$ 77,9 milhões na EDP Escelsa) - Conforme definido na Medida Provisória nº 579; (ii) Efeito não recorrente, no 2T11, em função de mudança de classificação de risco de perda de "possível" para "provável" do litígio em curso entre as empresas EDP Bandeirante e White Martins S.A., referente ao aumento das tarifas no período de vigência do Plano Cruzado; (iii) menores perdas na desativação e alienação de bens do ativo imobilizado das distribuidoras.

Resultado do serviço

O resultado do serviço decresceu 9,8%, atingindo R\$1.083,0 no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012, contra R\$1.201,2 no exercício social anterior, principalmente em virtude do acima exposto nas rubricas de receita operacional, custos com energia elétrica e de operação, além das despesas operacionais.

Resultado das participações societárias

O resultado das participações societárias aumentou 169,3%, atingindo um valor negativo de R\$106,7 no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012, contra valor negativo de R\$39,6 no exercício social anterior, principalmente em virtude do resultado negativo de nossa controlada em conjunto Porto do Pecém.

Resultado financeiro líquido

O resultado financeiro líquido negativo da EDPBR no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012 diminuiu 16,3% atingindo R\$197,4 negativos, contra um montante de R\$235,9 negativos em 31 de dezembro de 2011. Contribuíram para este resultado as seguintes variações:

Receitas financeiras: O montante de receitas financeiras apresentou variação negativa de 5,5%, atingindo R\$195,8 em 2012 contra um montante de R\$207,3 em 2011. A redução de R\$11,5 corresponde principalmente ao menor saldo de caixa e conseqüente menor receita sobre aplicações financeiras.

Despesas financeiras: O montante de despesas financeiras apresentou variação negativa de 11,3%, atingindo R\$393,2 em 2012 contra um montante de R\$443,1 em 2011. A variação corresponde principalmente a atualização monetária em 2011 das contingências judiciais, da distribuidora Bandeirante quanto ao processo judicial da White Martins no montante de R\$55 milhões.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social

O lucro antes do imposto de renda e da contribuição social apresentou variação negativa de 15,9%, atingindo em 2012 o montante de R\$778,9 contra um montante de R\$925,7 em 2011, influenciado pelo aumento do PLD e despacho das Usinas Térmicas, gerando maior gasto com a compra de energia, principalmente nas distribuidoras, conforme já explicado acima.

Imposto de renda e contribuição social

As despesas com imposto de renda e contribuição social no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012 foram de R\$243,5, variação de 4,8% em relação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2011, quando foram de R\$232,4. As principais variações são em decorrência de: (i) imposto de renda e contribuição social correntes: apresentou variação negativa de 37,6% atingindo um montante de R\$146,3 milhões em 2012 contra R\$234,6 milhões em 2011, em virtude, principalmente do menor lucro tributável das distribuidoras EDP Bandeirante e EDP Escelsa; e (ii) imposto de renda e contribuição social diferidos: apresentou montante negativo de R\$97,2 em 2012 contra R\$2,1 positivos em 2011 em função de ajustes nas ações preferenciais da EDP Investco.

Lucro líquido antes da participação minoritária

O lucro líquido, antes da participação minoritária, totalizou em 31 de dezembro de 2012 R\$535,4, redução de 22,8% em relação ao ano de 2011, principalmente pelo aumento do gasto com a compra de energia, compensados em parte pela redução no Resultado Financeiro negativo, já detalhados anteriormente.

Participação dos não controladores

A participação dos não controladores no resultado consolidado atingiu R\$ 191,9 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012, representando uma redução de 4,5% na comparação com o exercício social anterior, quando foi de R\$200,9 milhões. Tal variação se deu pelo maior resultado de nossas controladas Lajeado Energia e Enerpeixe, compensado pelo ajuste dos minoritários de nossa controlada Investco.

Lucro líquido

Em função dos efeitos analisados, o lucro líquido consolidado alcançou R\$343,5 em 2012, 30,2% inferior ao de 2011. A redução se deu, principalmente, pelo maior gasto com a compra de energia explicado no respectivo item.

FONTES E USOS DE RECURSOS

A EDPBR conta, principalmente, com o fluxo de caixa das suas operações e com recursos captados de terceiros por meio de contratos de financiamento para custear suas atividades operacionais e investimentos. Os recursos da EDPBR são utilizados principalmente para investimentos nas suas distribuidoras de energia, buscando manter a qualidade do serviço prestado e suportar o aumento natural de carga inerente às concessões. Na geração, visando ampliação da capacidade instalada e consequentemente aumentando a participação deste negócio no portfólio do Grupo.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Balanco Patrimonial

As tabelas abaixo apresentam os Balanços Patrimoniais consolidados levantados nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 2011:

	31/12/2011	AV ⁽¹⁾	31/12/2012	AV ⁽¹⁾	31/12/2013	AV ⁽¹⁾	Variação 12/11 - 12/12 (%)	Variação 12/12 - 12/13 (%)
Balancos Patrimoniais								
Ativo								
Circulante	2.166,2	18,2%	2.179,4	17,1%	4.706,9	33,3%	0,6%	116,0%
Caixa e equivalentes de caixa	834,0	7,0%	571,4	4,5%	924,1	6,5%	-31,5%	61,7%
Títulos a receber	4,2	0,0%	4,5	0,0%	5,0	0,0%	8,8%	9,6%
Ativo financeiro indenizável	0,8	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	-
Consumidores e concessionárias	963,2	8,1%	1.252,6	9,8%	1.126,5	8,0%	30,0%	-10,1%
Impostos e contribuições sociais	240,6	2,0%	166,1	1,3%	195,3	1,4%	-31,0%	17,6%
Partes relacionadas	-	0,0%	0,7	0,0%	12,4	0,1%	-	-
Estoques	41,2	0,3%	40,6	0,3%	19,6	0,1%	-1,6%	-51,7%
Cauções e depósitos vinculados	1,7	0,0%	24,2	0,2%	4,6	0,0%	-	-80,8%
Despesas pagas antecipadamente	4,3	0,0%	0,7	0,0%	0,2	0,0%	-83,4%	-77,4%
Ativos não circulantes mantidos para venda	-	0,0%	-	0,0%	2.327,6	16,5%	-	-
Rendas a receber	4,8	0,0%	6,2	0,0%	4,8	0,0%	27,5%	-22,6%
Ativos financeiros disponíveis para venda	33,0	0,3%	19,8	0,2%	11,0	0,1%	-40,0%	-44,3%
Outros créditos	38,4	0,3%	92,7	0,7%	75,8	0,5%	141,8%	-18,2%
Não circulante	9.720,0	81,8%	10.550,0	82,9%	9.434,6	66,7%	8,5%	-10,6%
	1.506,4	12,7%	1.849,6	14,5%	1.933,1	13,7%	22,8%	4,5%
Títulos a receber	23,9	0,2%	21,3	0,2%	17,0	0,1%	-10,8%	-20,0%
Ativo financeiro indenizável	482,3	4,1%	690,3	5,4%	779,4	5,5%	43,1%	12,9%
Consumidores e concessionárias	63,7	0,5%	40,3	0,3%	54,9	0,4%	-36,7%	36,3%
Impostos e contribuições sociais	30,0	0,3%	55,5	0,4%	55,3	0,4%	84,8%	-0,3%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	618,6	5,2%	615,0	4,8%	552,6	3,9%	-0,6%	-10,1%
Partes relacionadas	2,4	0,0%	136,2	1,1%	171,1	1,2%	-	-
Cauções e depósitos vinculados	245,6	2,1%	244,7	1,9%	242,7	1,7%	-0,4%	-0,8%
Outros créditos	39,8	0,3%	46,3	0,4%	60,1	0,4%	16,4%	29,7%
Investimentos	400,8	3,4%	708,7	5,6%	672,3	4,8%	76,8%	-5,1%
Propriedades para investimentos	4,2	0,0%	4,1	0,0%	13,6	0,1%	-1,4%	229,1%
Imobilizado	4.236,3	35,6%	4.554,3	35,8%	4.026,2	28,5%	7,5%	-11,6%
Intangível	3.572,5	30,1%	3.433,3	27,0%	2.789,3	19,7%	-3,9%	-18,8%
Total do Ativo	11.886,2	100,0%	12.729,4	100,0%	14.141,5	100,0%	7,1%	11,1%

	31/12/2011	AV ⁽¹⁾	31/12/2012	AV ⁽¹⁾	31/12/2013	AV ⁽¹⁾	Variação 12/11 - 12/12 (%)	Variação 12/12 - 12/13 (%)
Balancos Patrimoniais								
Passivo								
Circulante	2.085,9	17,5%	2.512,9	19,7%	4.598,0	32,5%	20,5%	83,0%
Fornecedores	619,7	5,2%	912,2	7,2%	802,1	5,7%	47,2%	-12,1%
Impostos e contribuições sociais	274,7	2,3%	278,3	2,2%	351,5	2,5%	1,3%	26,3%
Dividendos	192,6	1,6%	201,5	1,6%	160,7	1,1%	4,6%	-20,2%
Debêntures	107,9	0,9%	435,5	3,4%	699,1	4,9%	303,6%	60,5%
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	359,5	3,0%	269,2	2,1%	432,9	3,1%	-25,1%	60,8%
Benefícios pós-emprego	30,0	0,3%	35,5	0,3%	24,7	0,2%	18,3%	-30,5%
Passivos não circulantes mantidos para venda	-	0,0%	-	0,0%	1.878,5	13,3%	-	-
Obrigações estimadas com pessoal	57,3	0,5%	65,0	0,5%	65,4	0,5%	13,5%	0,5%
Encargos regulamentares e setoriais	154,7	1,3%	106,2	0,8%	74,9	0,5%	-31,4%	-29,5%
Uso do bem público	20,2	0,2%	22,0	0,2%	23,7	0,2%	8,8%	8,1%
Provisões	155,2	1,3%	53,5	0,4%	21,0	0,1%	-65,5%	-60,7%
Outras contas a pagar	114,0	1,0%	133,9	1,1%	63,5	0,4%	17,5%	-52,6%
Não circulante	3.272,3	27,5%	3.884,2	30,5%	3.290,3	23,3%	18,7%	-15,3%
Impostos e contribuições sociais	136,8	1,2%	111,9	0,9%	88,3	0,6%	-18,2%	-21,1%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	375,4	3,2%	387,3	3,0%	173,7	1,2%	3,2%	-55,1%
Debêntures	860,6	7,2%	1.052,6	8,3%	1.377,9	9,7%	22,3%	30,9%
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	1.123,1	9,4%	1.331,1	10,5%	749,5	5,3%	18,5%	-43,7%
Benefícios pós-emprego	292,2	2,5%	518,3	4,1%	432,1	3,1%	77,4%	-16,6%
Encargos regulamentares e setoriais	7,0	0,1%	17,1	0,1%	12,9	0,1%	142,7%	-24,6%
Uso do bem público	239,2	2,0%	251,2	2,0%	253,9	1,8%	5,0%	1,1%
Provisões	180,7	1,5%	180,4	1,4%	173,7	1,2%	-0,1%	-3,7%
Provisão para passivo a descoberto	1,6	0,0%	1,5	0,0%	0,0	0,0%	-8,3%	-99,4%
Reserva para reversão e amortização	17,2	0,1%	17,2	0,1%	17,2	0,1%	0,0%	0,0%
Outras contas a pagar	38,5	0,3%	15,6	0,1%	11,0	0,1%	-59,6%	-29,5%
Patrimônio líquido	4.585,5	38,6%	4.445,7	34,9%	4.573,2	32,3%	-3,0%	2,9%
Capital social	3.182,7	26,8%	3.182,7	25,0%	3.182,7	22,5%	0,0%	0,0%
Reservas de capital	95,6	0,8%	144,5	1,1%	142,9	1,0%	51,2%	-1,1%
Reservas de lucros	1.507,7	12,7%	1.479,6	11,6%	1.500,1	10,6%	-1,9%	1,4%
Outros resultados abrangentes	(174,3)	-1,5%	(336,9)	-2,6%	(245,9)	-1,7%	93,3%	-27,0%
Ações em tesouraria	(6,6)	-0,1%	(6,6)	-0,1%	(6,6)	0,0%	0,0%	0,0%
Lucros (Prejuízos) acumulados	(19,5)	-0,2%	(17,7)	-0,1%	-	0,0%	-	-
Participações não controladores	1.942,5	16,3%	1.886,7	14,8%	1.680,0	11,9%	-2,9%	-11,0%
Total do patrimônio líquido e partições não controladores	6.528,0		6.332,4		6.253,2			
Total do passivo e patrimônio líquido	11.886,2	100,0%	12.729,4	100,0%	14.141,5	100,0%	7,1%	11,1%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Comparação das Principais Contas Patrimoniais em 31 de dezembro de 2012 e 31 de dezembro de 2013

Ativo

Ativo Circulante

Caixa e equivalentes de caixa

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo da conta era de R\$ 924,1, ou 61,7% superior a 31 de dezembro de 2012. Esta variação ocorreu devido, principalmente, às atividades operacionais, principalmente das distribuidoras do Grupo, em virtude dos recebimentos provenientes da CDE, para compensação dos gastos com a compra de energia, superiores aqueles cobertos pelas tarifas de energia das distribuidoras, compensadas pelas atividades de investimento da EDPBR. A conta representava 6,5% do ativo da EDPBR em 31 de dezembro de 2013, em comparação com 4,5% em 31 de dezembro de 2012.

Consumidores e concessionárias

Em 31 de dezembro de 2013, a rubrica era de R\$1.126,5, 10,1% inferior a 31 de dezembro de 2012. Esta variação ocorreu em virtude, principalmente da redução no prazo médio de recebimento dos clientes das distribuidoras (nas classes Residencial, Industrial e Comercial, com destaque maior para os Clientes Livres). Na composição do ativo da EDPBR, a conta representou 8,0% em 31 de dezembro de 2013 e 9,8% em 31 de dezembro de 2012.

Impostos e contribuições sociais

Em 31 de dezembro de 2013, impostos e contribuições sociais eram de R\$ 195,3, 17,6% superior a 31 de dezembro de 2012. Esta variação ocorreu principalmente devido aos maiores desembolsos com antecipações de Imposto de Renda e Contribuição Social, em virtude lucros tributáveis maiores em 2013 do que aqueles ocorridos em 2012, principalmente na distribuidora EDP Escelsa. Na composição do ativo da EDPBR, a conta representou 1,4% em 31 de dezembro de 2013 e 1,3% em 31 de dezembro de 2012.

Partes relacionadas

Em 31 de dezembro de 2013, a conta possuía um saldo de R\$12,4, relativo a empréstimos de recursos a controlada em conjunto Porto do Pecém. Na composição do ativo da EDPBR, a conta não teve representatividade em 31 de dezembro de 2012 e 0,1% em 31 de dezembro de 2013.

Estoques

Em 31 de dezembro de 2013, os estoques da EDPBR eram de R\$19,6, 51,7% inferior a 31 de dezembro de 2012. Em 2013, as distribuidoras 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 distribuidoras a decidir pela alienação desses equipamentos. Adicionalmente, realizaram uma revisão em sua política de estoques, visando 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. Na composição de ativo, a conta representou 0,1% em 31 de dezembro de 2013 e 0,3% em 31 de dezembro de 2012.

Cauções e depósitos vinculados

Em 31 de dezembro de 2013, a conta de cauções e depósitos vinculados possuía um saldo de R\$4,6, 80,8% inferior a 31 de dezembro de 2012. Esta variação ocorreu principalmente pela transferência dos recursos da conta reserva utilizada como garantia dos empréstimos da controlada Enerpeixe para a conta de Caixa e Equivalentes de caixa. Como o saldo de Empréstimos e Financiamentos da controlada Enerpeixe está sendo liquidado, os recursos da

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

conta reserva podem ser utilizados para outros fins. Na composição do ativo da EDPBR, a conta não teve representatividade em 31 de dezembro de 2013 e 0,2% em 31 de dezembro de 2012.

Ativos não circulantes mantidos para venda

Em 31 de dezembro de 2013, a conta possuía um saldo de R\$2.327,6, relacionados a venda de participação de 50% nos empreendimentos Cachoeira Caldeirão e UHE Santo Antonio do Jari. Na composição do ativo da EDPBR, a conta não teve representatividade em 31 de dezembro de 2012 e 16,5% em 31 de dezembro de 2013.

Ativos financeiros disponíveis para venda

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. O saldo da conta, em 31 de dezembro de 2013, era de R\$11,0, 44,3% inferior a 31 de dezembro de 2012. Esta variação ocorreu principalmente pela variação da marcação a mercado no valor da ação da Rede Energia. Na composição do nosso ativo, a conta representou 0,1% em 31 de dezembro de 2013 e 0,2% em 31 de dezembro de 2012.

Outros créditos

O saldo em 31 de dezembro de 2013 era de R\$75,8 milhões, 18,2% inferior a 31 de dezembro de 2012. Esta variação ocorreu principalmente pelo saldo de bens destinados a alienação da controlada EDP Escelsa terem se realizado no decorrer do ano de 2013. Na composição do nosso ativo, a conta representou 0,5% em 31 de dezembro de 2013 e 0,7% em 31 de dezembro de 2012.

Ativo Não Circulante

Títulos a receber

O saldo em 31 de dezembro de 2013 era de R\$17,0, 20,0% inferior a 31 de dezembro de 2012 que era de R\$21,3 milhões. Esta variação se deve a atualização financeira e amortização do contrato de Cessão de Crédito firmado entre a controlada Lajeado Energia e a Tangará Energia S.A. A conta representou 0,1% em 31 de dezembro de 2013 e 0,2% em 31 de dezembro de 2012.

Ativo financeiro indenizável

Esses ativos financeiros refletem o saldo remanescente dos ativos intangíveis das distribuidoras Bandeirante e Escelsa não amortizáveis até o final do prazo de concessão e não recuperados por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. Em 31 de dezembro de 2013, o ativo financeiro era de R\$779,4, 12,9% superior a 31 de dezembro de 2012 que era de R\$690,3. Tal variação se deve às adições do período e a atualização financeira pelo Valor Novo de Reposição. A conta representou 5,5% em 31 de dezembro de 2013 e 5,4% em 31 de dezembro de 2012.

Consumidores e concessionárias

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo da conta era de R\$54,9, 36,3% superior ao saldo de 31 de dezembro de 2012, em virtude dos valores negociados com clientes inadimplentes das distribuidoras terem aumentado no decorrer do ano. Na composição do ativo da EDPBR, a conta representou 0,4% em 31 de dezembro de 2013 e 0,3% em 31 de dezembro de 2012.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Impostos e contribuições sociais

Em 31 de dezembro de 2013, impostos e contribuições sociais no longo prazo eram de R\$55,3, praticamente em linha com o saldo do ano anterior. Na composição dessa conta estão os créditos de ICMS sobre as aquisições de ativos imobilizados e que são utilizados no abatimento do ICMS a pagar sobre o fornecimento de energia a consumidores finais das controladas EDP Bandeirante e EDP Escelsa. Na composição de nosso ativo, a conta representou 0,4% em 31 de dezembro de 2013 e em 31 de dezembro de 2012.

Imposto de renda e contribuições social diferidos

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo da conta era de R\$552,6, 10,1% inferior a 31 de dezembro de 2012, compostos em sua maioria por IRPJ e CSLL sobre as adições temporárias da provisão sobre os benefícios pós-emprego, principalmente das distribuidoras. A variação do período é relacionada à diminuição no saldo a pagar da controlada EDP Bandeirante. Na composição de nosso ativo, a conta representou 3,9% em 31 de dezembro de 2013 e 4,8% em 31 de dezembro de 2012.

Partes relacionadas

Em 31 de dezembro de 2013, a conta possuía um saldo de R\$171,1, 25,6% superior ao saldo de 31 de dezembro de 2012. A composição da conta é relacionada, principalmente, a empréstimos de recursos a controlada em conjunto Porto do Pecém. Na composição do ativo da EDPBR, a conta representava 1,2% em 31 de dezembro de 2013 e 1,1% em 31 de dezembro de 2012.

Cauções e depósitos vinculados

Em 31 de dezembro de 2013, a conta possuía um saldo de R\$242,7, praticamente em linha com o saldo de 31 de dezembro de 2012, que era de R\$244,7. A variação da conta considera os depósitos judiciais liquidados no período com as respectivas contingências trabalhistas, fiscais e cíveis, além dos saldos remanescentes das garantias que as empresas Enerpeixe, Energest e Santa Fé têm depositadas face empréstimos devidos junto ao BNDES e das operações de curto prazo na CCEE. Na composição de nosso ativo, a conta representou 1,7% em 31 de dezembro de 2013 e 1,9% em 31 de dezembro de 2012.

Outros créditos

O saldo da conta em 31 de dezembro de 2013 era de R\$60,1, variação de 29,7% em relação ao saldo de R\$46,3 de 31 de dezembro de 2012. Esta variação ocorreu devido à: i) Saldo a receber dos clientes de Baixa Renda; ii) Diminuição no montante de Serviços prestados a terceiros. Na composição de nosso ativo, a conta representou 0,4% em 31 de dezembro de 2013 e em 31 de dezembro de 2012.

Investimentos

Em 31 de dezembro de 2013, a conta investimentos possuía um saldo de R\$672,3, saldo 5,1% inferior aos R\$708,7 de 31 de dezembro de 2012. A composição corresponde, basicamente, aos investimentos em empresas controladas em conjunto Porto do Pecém e EDP Renováveis. A variação dessa conta se dá pelos aportes efetuados pela EDPBR juntamente com a variação do resultado do exercício dessas controladas. Em 2013, houve aportes em Porto do Pecém, no montante de R\$98,6 e um prejuízo do exercício no montante de R\$141,2. A conta de investimentos representou 4,8% de nosso ativo total em 31 de dezembro de 2013 e 5,6% em 31 de dezembro de 2012.

Imobilizado

Em 31 de dezembro de 2013, a conta possuía um saldo de R\$4.026,2, 11,6% inferior ao saldo de 31 de dezembro de 2012. Essa variação é decorrente das adições ao imobilizado dos negócios recorrentes das distribuidoras e geradoras, principalmente, e dos projetos da UHE Santo Antônio do Jari e UHE Cachoeira Caldeirão, que em dezembro de 2013, tiveram seus saldos reclassificados para a conta Ativos não circulantes mantidos para venda. A conta de imobilizado representou 28,5% do ativo da EDPBR total em 31 de dezembro de 2013 e 35,8% em 31 de dezembro de 2012.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Intangível

Em 31 de dezembro de 2013, a conta possuía um saldo de R\$2.789,3, 18,8% inferior ao saldo de 31 de dezembro de 2012, composto na sua maioria pelo Direito de Concessão de infraestrutura (em grande parte das distribuidoras), Uso do Bem Público das geradoras, além da variação do período decorrente principalmente das amortizações dos ativos relacionados à concessão e ao Uso do Bem Público. Em dezembro de 2013, os valores relacionados a Cachoeira Caldeirão e UHE Jari foram transferidos para a conta Ativos não circulantes mantidos para venda. A conta representou 19,7% do ativo da EDPBR total em 31 de dezembro de 2013 e 27,0% em 31 de dezembro de 2012.

Passivo

Passivo circulante

Fornecedores

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de fornecedores era de R\$ 802,1, ou 12,1% inferior a 31 de dezembro de 2012. Essa variação deve-se principalmente pela redução no prazo médio de pagamento, principalmente das faturas de compras de energia das distribuidoras do grupo. A conta representava 5,7% do passivo da EDPBR em 31 de dezembro de 2013, e 7,2% em 31 de dezembro de 2012.

Impostos e contribuições sociais

O saldo da conta de impostos e contribuições sociais, em 31 de dezembro de 2013, era de R\$ 351,5, apresentando um aumento de 26,3% em comparação com o saldo de 31 de dezembro de 2012, em decorrência, basicamente, do aumento no IRPJ e CSLL a pagar, pelo aumento do lucro tributável do período. Com relação ao total do passivo, impostos e contribuições sociais representavam, respectivamente 2,5% e 2,2%, em 31 de dezembro de 2013 e em 31 de dezembro de 2012.

Dividendos

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo da conta de dividendos era de R\$160,7, demonstrando uma redução de 20,2% quando comparado a 31 de dezembro de 2012, basicamente devido à destinação do dividendo mínimo obrigatório de 25% sobre o lucro líquido distribuível. A conta representava 1,1% do passivo total em 31 de dezembro de 2013 e 1,6% em 31 de dezembro de 2012.

Debêntures

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo da conta de debêntures era de R\$699,1 demonstrando um aumento de 60,5% quando comparado a 31 de dezembro de 2012, basicamente devido à transferência do passivo não circulante para o passivo circulante de parcelas vencíveis em 2014 da das controladoras EDP Escelsa além da EDPBR. A conta representava 4,9% do passivo total da EDPBR em 31 de dezembro de 2013 e 3,4% em 31 de dezembro de 2012.

Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

O saldo da conta em 31 de dezembro de 2013 era de R\$432,9, demonstrando um aumento de 60,8% quando comparado a 31 de dezembro de 2012, principalmente em decorrência das amortizações da dívida das controladas Enerpeixe, Pantanal e Santa Fé, além das transferências do passivo não circulante para o passivo circulante de parcelas vencíveis em 2014, das controladas EDP Escelsa, EDP Bandeirante e da própria EDPBR. Empréstimos e financiamentos representavam 3,1% do passivo total da EDPBR em 31 de dezembro de 2013 e 2,1% em 31 de dezembro de 2012.

Benefícios pós-emprego

O saldo da conta Benefícios pós-emprego, em 31 de dezembro de 2013, era de R\$24,7, 30,5% inferior ao saldo de 31 de dezembro de 2012. A variação é explicada pela atualização das

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

premissas constantes do laudo atuarial. A conta representava 0,2% do passivo total da EDPBR em 31 de dezembro de 2013 e 0,3% em 31 de dezembro de 2012.

Passivos não circulantes mantidos para venda

Em 31 de dezembro de 2013, a conta possuía um saldo de R\$1.878,5, relacionados à venda de participação de 50% nos empreendimentos Cachoeira Caldeirão e UHE Santo Antonio do Jari. Na composição do passivo da EDPBR, a conta não teve representatividade em 31 de dezembro de 2012 e 13,3% em 31 de dezembro de 2013.

Obrigações estimadas com pessoal

O saldo da conta em 31 de dezembro de 2013 era de R\$65,4, praticamente em linha com saldo no exercício anterior. A variação dessa conta se dá em decorrência, principalmente das provisões de férias e respectivos encargos, além da participação nos lucros e resultados do período. A conta representava 0,5% do passivo total em 31 de dezembro de 2013 e em 31 de dezembro de 2012.

Encargos regulamentares e setoriais

O saldo da conta em 31 de dezembro de 2013 era de R\$ 74,9, comparado com R\$106,2 em 31 de dezembro de 2012, demonstrando uma redução de 29,5%, principalmente em decorrência da conta de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética, que varia de acordo com a receita líquida das distribuidoras, além da realização dos projetos vinculados e autorizados pela ANEEL, além de menores encargos RGR, CCC e CDE, que diminuíram em relação a 2012. Encargos regulamentares e setoriais representavam 0,5% do passivo total da EDPBR em 31 de dezembro de 2013 e 0,8% em 31 de dezembro de 2012.

Uso do Bem Público

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo da conta era de R\$23,7, 8,1% superior ao saldo de 31 de dezembro de 2012 que era de R\$22,0, em virtude da atualização financeira do saldo total e da liquidação das parcelas no período. A conta representava 0,2% do passivo total da EDPBR em 31 de dezembro de 2013 e em 31 de dezembro de 2012.

Provisões

A conta de provisões engloba as provisões para contingências cíveis, fiscais, trabalhistas além das provisões para licenças ambientais e a contraprestação contingente após a aquisição da UHE JARI. Em 31 de dezembro de 2013, possuía um saldo de R\$21,0, 60,7% inferior a 31 de dezembro de 2012. Os saldos relacionados à contraprestação contingente pela aquisição da UHE Santo Antonio do Jari foram quitados o que explica, principalmente, a redução no saldo da conta em 2013. Na composição do passivo total da EDPBR, a conta representou 0,1% em 31 de dezembro de 2013 e 0,4% em 31 de dezembro de 2012.

Outras contas a pagar

O saldo da conta em 31 de dezembro de 2013 era de R\$63,5, redução de 52,6% quando comparado a 31 de dezembro de 2012, principalmente em decorrência da liquidação dos adiantamentos recebidos pela controlada Escelsa, para fins de alienação de bens e direitos. Outras contas a pagar representavam 0,4% do passivo total da EDPBR em 31 de dezembro de 2013 e 1,1% em 31 de dezembro de 2012.

Passivo Não Circulante

Impostos e contribuições sociais

Em 31 de dezembro de 2013, a conta apresentava um saldo de R\$88,3, 21,1% inferior a 31 de dezembro de 2012. Tal variação decorreu da transferência para o passivo circulante das parcelas vencíveis num período inferior a 12 (doze) meses. Na composição do passivo da EDPBR, a conta representou 0,6% em 31 de dezembro de 2013 e 0,9% em 31 de dezembro de 2012.

Imposto de renda e contribuição social diferidos

Em 31 de dezembro de 2013, a conta apresentava um saldo de R\$173,7, 55,1% inferior a 31 de dezembro de 2012. Tal variação decorreu, principalmente, da reclassificação dos valores

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

relativos à UHE Santo Antônio do Jari e UHE Cachoeira Caldeirão para a conta Passivos não circulantes mantidos para venda. Na composição do passivo da EDPBR, a conta representou 1,2% em 31 de dezembro de 2013 e de 3,0% em 31 de dezembro de 2012.

Debêntures

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo da conta era de R\$1.377,9, um aumento de 30,9% quando comparado a 31 de dezembro de 2012, basicamente devido à emissão de debêntures na controlada Lajeado Energia, no montante de R\$ 450,0, compensada pela transferência para o passivo circulante e conseqüente pagamento de debêntures das distribuidoras. A conta representava 9,7% do passivo da EDPBR total em 31 de dezembro de 2013 e 8,3% em 31 de dezembro de 2012.

Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

O saldo da conta em 31 de dezembro de 2013 era de R\$749,5, uma redução de 43,7% se comparado com 31 de dezembro de 2012, principalmente em decorrência das captações ocorridas nas controladas Escelsa, Bandeirante e ECE Participações, para fazer frente aos investimentos na melhoria da rede da distribuição e no empreendimento UHE Santo Antonio do Jari. Em contra partida, os saldos das controladas UHE Santo Antonio do Jari e UHE Cachoeira Caldeirão foram transferidos para a conta Passivos não circulantes mantidos para venda. O saldo da conta representava 5,3% do passivo total da EDPBR em 31 de dezembro de 2013 e 10,5% em 31 de dezembro de 2012.

Benefícios pós-emprego

O saldo da conta benefícios pós-emprego, em 31 de dezembro de 2013, era de R\$432,1, redução de 16,6% em relação a 31 de dezembro de 2012, em decorrência de atualização das premissas constantes do laudo atuarial e transferências para o passivo circulante das parcelas inferiores a 1 ano. A conta representava 3,1% do passivo total da EDPBR em 31 de dezembro de 2013 e 4,1% em 31 de dezembro de 2012.

Encargos regulamentares e setoriais

O saldo da conta de encargos regulamentares e setoriais representava 0,1% do passivo total em 31 de dezembro de 2013 e em 31 de dezembro de 2012, cujos montantes eram respectivamente de R\$12,9 e R\$17,1. A variação da conta se dá, basicamente, pelos montantes de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética, que tem prazo de realização superior a 12 meses.

Uso do Bem Público

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo da conta era de R\$253,9, 1,1% superior ao saldo de 31 de dezembro de 2012, que era de R\$251,2, basicamente em virtude da atualização financeira (pelo IGPM) do saldo total e da transferência para o passivo circulante das parcelas inferiores há um ano. A conta representava 1,8% do passivo total da EDPBR em 31 de dezembro de 2013 e 2,0% em 31 de dezembro de 2012.

Provisões

A conta de provisões, em 31 de dezembro de 2013, possuía um saldo no passivo não circulante de R\$173,7, 3,7% inferior ao saldo de 31 de dezembro de 2012, que era de R\$180,4. A variação nessa conta se dá pelas reversões das expectativas de sucesso quanto a ações judiciais ou mesmo por novas ações judiciais contra a EDPBR. Na composição do passivo total da EDPBR, a conta representou 1,2% em 31 de dezembro de 2013 e 1,4% em 31 de dezembro de 2012.

Reserva para reversão e amortização

Refere-se a recursos derivados de reserva constituída até 31 de dezembro de 1971 nos termos do regulamento do SPEE (Decreto Federal no. 41.019/57), aplicado por nós na expansão do Serviço Público de Energia Elétrica e, sobre o Fundo para reversão. Sua eventual liquidação ocorrerá de acordo com determinações do Poder Concedente. O saldo da conta representou 0,1% em 31 de dezembro de 2013 e em 31 de dezembro de 2012.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Outras contas a pagar

O saldo da conta em 31 de dezembro de 2013 era de R\$11,0, redução de 29,5% comparado a 31 de dezembro de 2012, principalmente em decorrência da liquidação de valores a pagar a credores diversos. A conta representava 0,1% do passivo total da EDPBR em 31 de dezembro de 2013 e em 31 de dezembro de 2012.

Patrimônio líquido

O patrimônio líquido era R\$4.573,2 em 31 de dezembro de 2013, um aumento de 2,9% em relação a 31 de dezembro de 2012, em razão: i) aumento na Reserva de Lucros, em virtude da constituição de 5% sobre o lucro do exercício para a conta Reserva Legal e; ii) ajustes de avaliação patrimonial, principalmente devido ao reflexo da redução no saldo do benefício pós emprego da controlada EDP Bandeirante.

A conta representava 32,3% do passivo total da EDPBR em 31 de dezembro de 2013 e 34,9% em 31 de dezembro de 2012.

Calculamos nosso patrimônio líquido sem considerar a participação dos não controladores. Considerando a participação dos não controladores, nosso patrimônio líquido seria de R\$6.253,2 em 31 de dezembro de 2013 contra R\$6.332,4 em 31 de dezembro de 2012, o que corresponderia a 44,2% e 49,7% do passivo total da EDPBR, respectivamente.

Demais contas patrimoniais

As contas patrimoniais não discutidas acima não apresentaram variações significativas na comparação entre os saldos em 31 de dezembro de 2013 e em 31 de dezembro de 2012, e/ou não representavam uma participação substancial na composição do passivo da EDPBR e/ou ativos totais naquelas datas.

Comparação das Principais Contas Patrimoniais em 31 de dezembro de 2011 e 31 de dezembro de 2012

Ativo

Ativo Circulante

Caixa e equivalentes de caixa

Em 31 de dezembro de 2012, o saldo da conta era de R\$ 571,4, ou 31,5% inferior a 31 de dezembro de 2011. Esta variação ocorreu devido, principalmente, às atividades de investimento da EDPBR. A conta representava 4,5% do ativo da EDPBR em 31 de dezembro de 2012, em comparação com 7,0% em 31 de dezembro de 2011.

Consumidores e concessionárias

Em 31 de dezembro de 2012, a rubrica era de R\$1.252,6, 30,0% superior a 31 de dezembro de 2011. Este aumento ocorreu em virtude do aumento no prazo médio de recebimento dos clientes: das distribuidoras (principalmente os da classe residencial). Na composição do ativo da EDPBR, a conta representou 9,8% em 31 de dezembro de 2012 e 8,1% em 31 de dezembro de 2011.

Impostos e contribuições sociais

Em 31 de dezembro de 2012, impostos e contribuições sociais eram de R\$ 166,1, 31,0% inferior a 31 de dezembro de 2011. Esta variação ocorreu principalmente devido à diminuição no lucro tributável no período e consequente diminuição no imposto de renda e contribuição social. Na composição do ativo da EDPBR, a conta representou 1,3% em 31 de dezembro de 2012 e 2,0% em 31 de dezembro de 2011.

Estoques

Em 31 de dezembro de 2012, os estoques da EDPBR eram de R\$40,6, 1,6% inferior a 31 de dezembro de 2011. Isto ocorreu devido, principalmente, pela maior eficiência na utilização de peças para reposição e manutenção nas subestações das distribuidoras. Na composição de ativo, a conta representou 0,3% em 31 de dezembro de 2012 e em 31 de dezembro de 2011.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Cauções e depósitos vinculados

Em 31 de dezembro de 2012, a conta de cauções e depósitos vinculados possuía um saldo de R\$24,2 em relação a um saldo de R\$1,7 em 2011. Este aumento ocorreu principalmente ao saldo de conta reserva das controlada Enerpeixe e Santa Fé ser utilizada como garantia dos empréstimos tomados juntos ao BNDES. Na composição do ativo da EDPBR, a conta representou 0,2% em 31 de dezembro de 2012 e sem representatividade em 31 de dezembro de 2011.

Ativos financeiros disponíveis para venda

Os ativos financeiros referem-se à aquisição de 5,63% de ações preferenciais, correspondentes a 3,16% da Denerge S.A. ("Denerge"), sociedade de capital fechado detentora de participações em empresas do setor elétrico. No âmbito dessa negociação, a EDPBR terá a opção de converter essas ações da Denerge em ações preferenciais da Rede Energia S.A. ("Rede Energia") em um período de até 2 (dois) anos, ao preço de eventual oferta pública ou exercer a opção de converter as ações em 1 (um) ano ao preço unitário 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. O saldo da conta, em 31 de dezembro de 2012, era de R\$19,8 milhões, 40,0% inferior a 31 de dezembro de 2011. Esta variação ocorreu principalmente pela variação da marcação a mercado no valor da ação da Rede Energia. Na composição do nosso ativo, a conta representou 0,2% em 31 de dezembro de 2012 e 0,3% em 31 de dezembro de 2011.

Outros créditos

O saldo em 31 de dezembro de 2012 era de R\$92,7, 141,8% superior a 31 de dezembro de 2011. Esta variação ocorreu principalmente pelos bens destinados a alienação da controlada EDP Escelsa. Na composição do nosso ativo, a conta representou 0,7% em 31 de dezembro de 2012 e 0,3% em 31 de dezembro de 2011.

Ativo Não Circulante

Títulos a receber

O saldo em 31 de dezembro de 2012 era de R\$21,3, 10,8% inferior a 31 de dezembro de 2011 que era de R\$23,9. Esta variação se deve a atualização financeira e amortização do contrato de Cessão de Crédito firmado entre a controlada Lajeado Energia e as empresas Tangará Energia S.A. e a Rede Energia S.A. A conta representou 0,2% em 31 de dezembro de 2012 e em 31 de dezembro de 2011.

Ativo financeiro indenizável

Esses ativos financeiros refletem o saldo remanescente dos ativos intangíveis das distribuidoras Bandeirante e Escelsa não amortizáveis até o final do prazo de concessão e não recuperados por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. Em 31 de dezembro de 2012, o ativo financeiro era de R\$690,3, 43,1% superior a 31 de dezembro de 2011 que era de R\$482,3. Tal variação se deve às adições do período e a atualização financeira pelo Valor Novo de Reposição. A conta representou 5,4% em 31 de dezembro de 2012 e 4,1% em 31 de dezembro de 2011.

Consumidores e concessionárias

Em 31 de dezembro de 2012, o saldo da conta era de R\$40,3, 36,7% inferior ao saldo de 31 de dezembro de 2011, em virtude dos valores negociados com clientes inadimplentes terem diminuídos no decorrer do ano. Na composição do ativo da EDPBR, a conta representou 0,3% em 31 de dezembro de 2012 e 0,5% em 31 de dezembro de 2011.

Impostos e contribuições sociais

Em 31 de dezembro de 2012, impostos e contribuições sociais no longo prazo eram de R\$55,5. Houve variação positiva de 84,8% em relação a 31 de dezembro de 2011, principalmente por conta do aproveitamento dos créditos de ICMS sobre as aquisições de ativos imobilizados no abatimento do ICMS a pagar sobre o fornecimento de energia a consumidores finais na

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Bandeirante. Na composição de nosso ativo, a conta representou 0,4% em 31 de dezembro de 2012 e 0,3% em 31 de dezembro de 2011.

Imposto de renda e contribuições social diferidos

Em 31 de dezembro de 2012, o saldo da conta era de R\$615,0, praticamente em linha com o saldo de 31 de dezembro de 2011, compostos em sua maioria por IRPJ e CSLL sobre prejuízos fiscais e as adições relacionadas ao Uso do Bem Público das geradoras Investco, Enerpeixe e UHE Santo Antônio do Jari. Na composição de nosso ativo, a conta representou 4,8% em 31 de dezembro de 2012 e 5,2% em 31 de dezembro de 2011.

Partes relacionadas

Em 31 de dezembro de 2012, o saldo da conta era de R\$136,2, correspondente, em sua maioria, ao contrato de mútuo entre a EDPBR e a controlada em conjunto Porto do Pecém. Na composição de nosso ativo, a conta representou 1,1% em 31 de dezembro de 2012 e nenhuma representatividade em 31 de dezembro de 2011.

Cauções e depósitos vinculados

Em 31 de dezembro de 2012, a conta de cauções e depósitos vinculados possuía um saldo de R\$244,7, praticamente em linha com o saldo de 31 de dezembro de 2011, que era de R\$245,6. A variação da conta considera os depósitos judiciais liquidados no período com as respectivas contingências trabalhistas, fiscais e cíveis, além dos saldos remanescentes das garantias que as empresas Enerpeixe, Energest e Santa Fé têm depositadas face empréstimos devidos junto ao BNDES e das operações de curto prazo na CCEE. Na composição de nosso ativo, a conta representou 1,9% em 31 de dezembro de 2012 e 2,1% em 31 de dezembro de 2011.

Outros créditos

O saldo da conta em 31 de dezembro de 2011 era de R\$46,3, variação de 16,4% em relação ao saldo de R\$39,8 de 31 de dezembro de 2011. Esta variação ocorreu devido à: i) Saldo a receber dos clientes de Baixa Renda; ii) Diminuição no montante de Serviços prestados a terceiros. Na composição de nosso ativo, a conta representou 0,4% em 31 de dezembro de 2012 e 0,3% em 31 de dezembro de 2011.

Investimentos

Em 31 de dezembro de 2012, a conta investimentos possuía um saldo de R\$708,7, saldo 76,8% superior aos R\$400,8 de 31 de dezembro de 2011. A composição corresponde, em sua maioria, aos investimentos em empresas controladas em conjunto Porto do Pecém e EDP Renováveis. A variação dessa conta se dá pelos aportes efetuados pela EDPBR juntamente com a variação do resultado do exercício dessas controladas. A conta de investimentos representou 5,6% de nosso ativo total em 31 de dezembro de 2012 e 3,4% em 31 de dezembro de 2011.

Imobilizado

Em 31 de dezembro de 2012, o imobilizado era de R\$4.554,3, 7,5% superior ao saldo de 31 de dezembro de 2011. Essa variação é decorrente das adições ao imobilizado, principalmente, dos projetos da UHE Santo Antônio do Jari, compensado em parte pela depreciação dos ativos das distribuidoras. A conta de imobilizado representou 35,8% do ativo da EDPBR total em 31 de dezembro de 2012 e 35,6% em 31 de dezembro de 2011.

Intangível

Em 31 de dezembro de 2012, o intangível era de R\$3.433,3, 3,9% inferior ao saldo de 31 de dezembro de 2011, composto na sua maioria pelo Direito de Concessão de infraestrutura (em grande parte das distribuidoras), Uso do Bem Público (principalmente nas geradoras), sendo a variação do período decorrente principalmente das amortizações dos ativos relacionados à concessão e ao Uso do Bem Público. A conta de intangível representou 27,0% do ativo da EDPBR total em 31 de dezembro de 2012 e 30,1% em 31 de dezembro de 2011.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Passivo

Passivo circulante

Fornecedores

Em 31 de dezembro de 2012, o saldo de fornecedores era de R\$ 912,2, ou 47,2% superior a 31 de dezembro de 2011. Essa variação deve-se principalmente pelo aumento no preço da energia adquirida das térmicas que tem um preço maior do que a energia convencional. A conta representava 7,2% do passivo da EDPBR em 31 de dezembro de 2012, e 5,2% em 31 de dezembro de 2011.

Impostos e contribuições sociais

O saldo da conta de impostos e contribuições sociais, em 31 de dezembro de 2012, era de R\$ 278,3, apresentando um aumento de 1,3% em comparação com o saldo de 31 de dezembro de 2011, em decorrência, basicamente, do aumento no IRPJ e CSLL a pagar, pela variação do lucro tributável do período. Com relação ao total do passivo, impostos e contribuições sociais representavam, respectivamente 2,2% e 2,3%, em 31 de dezembro de 2012 e em 31 de dezembro de 2011.

Dividendos

Em 31 de dezembro de 2012, o saldo da conta de dividendos era de R\$201,5 demonstrando um aumento de 4,6% quando comparado a 31 de dezembro de 2011, basicamente devido a destinação do dividendo mínimo obrigatório de 25% sobre o lucro líquido distribuível. A conta representava 1,6% do passivo total do ativo em 31 de dezembro de 2012 e 31 de dezembro de 2011.

Debêntures

Em 31 de dezembro de 2012, o saldo da conta de debêntures era de R\$435,5 milhões demonstrando um aumento de 303,6% quando comparado a 31 de dezembro de 2011, basicamente devido à transferência do passivo não circulante para o passivo circulante de parcela vencível em Junho de 2013 da controlada Escelsa. A conta representava 3,4% do passivo total da EDPBR em 31 de dezembro de 2012 e 0,9% em 31 de dezembro de 2011.

Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

O saldo da conta em 31 de dezembro de 2012 era de R\$269,2, demonstrando uma redução de 25,1% quando comparado a 31 de dezembro de 2011, principalmente em decorrência das amortizações da dívida das controladas Enerpeixe, Pantanal e Santa Fé. Empréstimos e financiamentos representavam 2,1% do passivo total da EDPBR em 31 de dezembro de 2012 e 3,0% em 31 de dezembro de 2011.

Benefícios pós emprego

O saldo da conta Benefícios pós-emprego, em 31 de dezembro de 2012, era de R\$35,5, 18,3% superior ao saldo de 31 de dezembro de 2011. A variação é explicada pela atualização das premissas constantes do laudo atuarial. A conta representava 0,3% do passivo total da EDPBR em 31 de dezembro de 2012 e 31 de dezembro de 2011.

Obrigações estimadas com pessoal

O saldo da conta em 31 de dezembro de 2012 era de R\$65,0, comparado com R\$57,3 em 31 de dezembro de 2011, apresentando uma variação de 13,5%, em decorrência, principalmente das provisões de férias e respectivos encargos sobre além da participação nos lucros e resultados do período. A conta representava 0,5% do passivo total em 31 de dezembro de 2012 e em 31 de dezembro de 2011.

Encargos regulamentares e setoriais

O saldo da conta em 31 de dezembro de 2012 era de R\$ 106,2, comparado com R\$154,7 em 31 de dezembro de 2011, demonstrando uma redução de 31,4%, principalmente em decorrência da conta de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética, que varia de acordo com a receita líquida das distribuidoras, além da realização dos projetos vinculados e autorizados pela

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

ANEEL, além de menores encargos RGR, CCC e CDE, que diminuíram em relação a 2011. Encargos regulamentares e setoriais representavam 0,8% do passivo total da EDPBR em 31 de dezembro de 2012 e 1,3% em 31 de dezembro de 2011.

Uso do Bem Público

Em 31 de dezembro de 2012, o saldo da conta era de R\$22,0, 8,8% superior ao saldo de 31 de dezembro de 2011 que era de R\$20,2, em virtude da atualização financeira do saldo total e da liquidação das parcelas no período. A conta representava 0,2% do passivo total da EDPBR em 31 de dezembro de 2012 e em 31 de dezembro de 2011.

Provisões

A conta de provisões engloba as provisões para contingências cíveis, fiscais, trabalhistas além das provisões para licenças ambientais e a contraprestação contingente após a aquisição da UHE Santo Antônio do Jari. Em 31 de dezembro de 2012, possuía um saldo de R\$53,5, 65,5% inferior a 31 de dezembro de 2011. Esta variação se deu principalmente pela contraprestação contingente liquidada durante 2012 em virtude de o vendedor ter concretizado algumas cláusulas vinculantes do contrato da venda do empreendimento da UHE Santo Antônio do Jari. Na composição do passivo total da EDPBR, a conta representou 0,4% em 31 de dezembro de 2012 e 1,3% em 31 de dezembro de 2011.

Outras contas a pagar

O saldo da conta em 31 de dezembro de 2012 era de R\$133,9, aumento de 17,5% quando comparado a 31 de dezembro de 2011, principalmente em decorrência dos adiantamentos recebidos pela controlada Escelsa, para fins de alienação de bens e direitos. Outras contas a pagar representavam 1,1% do passivo total da EDPBR em 31 de dezembro de 2012 e 1,0% em 31 de dezembro de 2011.

Passivo Não Circulante

Impostos e contribuições sociais

Em 31 de dezembro de 2012, a conta apresentava um saldo de R\$111,9, 18,2% inferior a 31 de dezembro de 2011. Tal variação decorreu da atualização pela Selic e TJLP sobre o parcelamento de impostos federais – Lei 11.941/09 e pela transferência para o passivo circulante das parcelas inferiores a 12 (doze) meses. Na composição do passivo da EDPBR, a conta representou 0,9% em 31 de dezembro de 2012 e 1,2% em 31 de dezembro de 2011.

Imposto de renda e contribuição social diferidos

Em 31 de dezembro de 2012, a conta de imposto de renda e contribuição social diferidos apresentava um saldo de R\$387,3, 3,2% superior a 31 de dezembro de 2011. Tal variação decorreu, principalmente, de exclusões temporárias relacionadas ao Uso do Bem Público das geradoras Enerpeixe e Investco. Na composição do passivo da EDPBR, a conta representou 3,0% em 31 de dezembro de 2012 e de 3,2% em 31 de dezembro de 2011.

Debêntures

Em 31 de dezembro de 2012, o saldo da conta de debêntures era de R\$1.052,6, um aumento de 22,3% quando comparado a 31 de dezembro de 2011, basicamente devido à emissão de debêntures em 28 de agosto de 2012 para a empresa EDPBR, no montante de R\$450,0 compensada pela transferência para o passivo circulante e consequente pagamento de debêntures das distribuidoras. A conta representava 8,3% do passivo da EDPBR total em 31 de dezembro de 2012 e 7,2% em 31 de dezembro de 2011.

Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

O saldo da conta em 31 de dezembro de 2012 era de R\$1.331,1, um aumento de 18,5% se comparado com 31 de dezembro de 2011, principalmente em decorrência das captações ocorridas nas controladas Escelsa, Bandeirante e ECE Participações, para fazer frente aos investimentos na melhoria da rede da distribuição e no empreendimento UHE Santo Antônio do Jari. Representavam 10,5% do passivo total da EDPBR em 31 de dezembro de 2012 e 9,4% em 31 de dezembro de 2011.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Benefícios pós-emprego

O saldo da conta benefícios pós-emprego, em 31 de dezembro de 2012, era de R\$518,3, aumento de 77,4% em relação a 31 de dezembro de 2011, em decorrência de atualização das premissas constantes do laudo atuarial e transferências para o passivo circulante das parcelas inferiores a 1 ano. A conta representava 4,1% do passivo total da EDPBR em 31 de dezembro de 2012 e 2,5% em 31 de dezembro de 2011.

Encargos regulamentares e setoriais

O saldo da conta de encargos regulamentares e setoriais representava 0,1% do passivo total em 31 de dezembro de 2012 e em 31 de dezembro de 2011, cujos montantes eram respectivamente de R\$17,1 e R\$7,0. A variação da conta se dá basicamente pelos montantes de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética, que tem prazo de realização superior a 12 meses.

Uso do Bem Público

Em 31 de dezembro de 2012, o saldo da conta era de R\$251,2, 5,0% superior ao saldo de 31 de dezembro de 2011, que era de R\$239,2 basicamente em virtude da atualização financeira (pelo IGPM) do saldo total e da transferência para o passivo circulante das parcelas inferiores há um ano. A conta representava 2,0% do passivo total da EDPBR em 31 de dezembro de 2012 e em 31 de dezembro de 2011.

Provisões

A conta de provisões, em 31 de dezembro de 2012, possuía um saldo no passivo não circulante de R\$180,4, praticamente em linha com o saldo de 31 de dezembro de 2011, que era de R\$180,7. Na composição do passivo total da EDPBR, a conta representou 1,4% em 31 de dezembro de 2012 e 1,5% em 31 de dezembro de 2011.

Provisão para passivo a descoberto

Trata-se, basicamente, de provisão constituída em decorrência da dissolução de sociedade do projeto Terra Verde. Em 31 de dezembro de 2012 o saldo era de R\$1,5, praticamente em linha com o saldo de R\$1,6 em 31 de dezembro de 2011.

Reserva para reversão e amortização

Refere-se a recursos derivados de reserva constituída até 31 de dezembro de 1971 nos termos do regulamento do SPEE (Decreto Federal no. 41.019/57), aplicado por nós na expansão do Serviço Público de Energia Elétrica e, sobre o Fundo para reversão. Sua eventual liquidação ocorrerá de acordo com determinações do Poder Concedente. O saldo da conta representou 0,1% em 31 de dezembro de 2012 e em 31 de dezembro de 2011.

Outras contas a pagar

O saldo da conta em 31 de dezembro de 2012 era de R\$15,6, redução de 59,6% comparado a 31 de dezembro de 2011, decorrente de liquidação financeira de valores devidos a credores diversos, principalmente nas distribuidoras EDP Escelsa e EDP Bandeirante. A conta representava 0,1% do passivo total da EDPBR em 31 de dezembro de 2012 e 0,3% em 31 de dezembro de 2011.

Patrimônio líquido

O patrimônio líquido era R\$4.445,7 em 31 de dezembro de 2012, uma redução de 3,0% em relação a 31 de dezembro de 2011, em razão: i) diminuição na Reserva de Lucros, em virtude da transferência de Outros Resultados Abrangentes e; ii) ajustes de avaliação patrimonial, que consistem em: a) ganhos e perdas atuariais – Benefício pós emprego (R\$237,4 milhões negativos em 2012 contra R\$80,3 milhões negativos em 2011); b) Ativos financeiros disponíveis para venda (R\$2,7 milhões em 2012 contra R\$5,0 milhões em 2011), e; c) Impostos diferidos sobre esses ajustes.

A conta representava 34,9% do passivo total da EDPBR em 31 de dezembro de 2012 e 38,6% em 31 de dezembro de 2011.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Calculamos nosso patrimônio líquido sem considerar a participação dos não controladores. Considerando a participação dos não controladores, nosso patrimônio líquido seria de R\$6.332,4 em 31 de dezembro de 2012 contra R\$6.528,0 em 31 de dezembro de 2011, o que corresponderia a 49,7% e 54,9% do passivo total da EDPBR, respectivamente.

Demais contas patrimoniais

As contas patrimoniais não discutidas acima não apresentaram variações significativas na comparação entre os saldos em 31 de dezembro de 2012 e em 31 de dezembro de 2011, e/ou não representavam uma participação substancial na composição do passivo da EDPBR e/ou ativo totais naquelas datas.

Fluxo de caixa

A tabela a seguir apresenta o nosso fluxo de caixa das atividades operacionais, de investimento e de financiamento para os períodos indicados:

	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2013	Varição 12/11 - 12/12	Varição 12/12 - 12/13
Caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais	1.432.678	1.110.061	849.891	-322.617	-260.170
Caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimentos	(730.853)	(577.802)	(986.806)	153.051	-409.004
Caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	(926.310)	(794.882)	489.686	131.428	1.284.568
Disponibilidades no início do exercício	1.058.483	833.998	571.375	-224.485	-262.623
Disponibilidades no final do exercício	833.998	571.375	924.146	-262.623	352.771
Aumento (redução) nas disponibilidades	(224.485)	(262.623)	352.771		
Aumento (redução) nas disponibilidades (%)	-21,2%	-31,5%	61,7%		

Comparação do Fluxo de Caixa nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2013 e 31 de dezembro de 2012

O fluxo de caixa das atividades operacionais apresentou uma redução de R\$260,2 milhões, entre os períodos encerrados em 31 de dezembro de 2013 e 2012. Tal variação é explicada principalmente pelo desembolso a maior para compra de energia, principalmente das distribuidoras EDP Escelsa e EDP Bandeirante, em virtude do maior despacho das térmicas que possuem custos superiores a energia proveniente das demais fontes convencionais de energia, compensados em parte pelos recursos recebidos da CDE.

O fluxo de caixa das atividades de investimento apresentou uma variação negativa de R\$409,0 milhões entre os períodos encerrados em 31 de dezembro de 2013 e 2012, em virtude dos investimentos em imobilizado feitos durante o ano de 2013 devido, principalmente, ao início da construção da UHE Cachoeira Caldeirão e para o andamento das obras da UHE Santo Antônio do Jari, além de aportes financeiros em Porto do Pecém, para reforço de seu capital de giro.

Adicionalmente, o fluxo de caixa das atividades de financiamento apresentou um aumento de R\$1.284,6 milhões entre os períodos encerrados em 31 de dezembro de 2013 e 2012. Esse nível de captação foi necessário para fazer frente à redução das atividades operacionais, e manter um nível adequado tanto de investimentos como também na manutenção dos dividendos aos acionistas, aproveitando o espaço disponível para alavancagem e condições propícias de endividamento.

Comparação do Fluxo de Caixa nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2012 e 31 de dezembro de 2011

O fluxo de caixa das atividades operacionais apresentou uma redução de R\$322,6 milhões, entre os períodos encerrados em 31 de dezembro de 2012 e 2011. Tal variação é explicada principalmente pelo desembolso a maior para compra de energia, principalmente das distribuidoras EDP Escelsa e EDP Bandeirante, em virtude do maior despacho das térmicas que possuem custos superiores à energia proveniente das demais fontes convencionais de energia.

O fluxo de caixa das atividades de investimento, por sua vez, apresentou uma variação positiva de R\$153,1 milhões entre os períodos encerrados em 31 de dezembro de 2012 e 2011, explicado

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

pelos menores investimentos em imobilizado feitos durante o ano de 2012 devido, principalmente, a fase final das obras da UTE Porto do Pecém. Além disso, durante o ano de 2012 a venda do controle da controlada Evrecy contribuiu positivamente também para essa melhora em relação ao ano de 2011.

Adicionalmente, o fluxo de caixa das atividades de financiamento apresentou variação positiva de R\$131,4 milhões entre os períodos encerrados em 31 de dezembro de 2012 e 2011, o que demonstra uma menor captação de recursos em 2012, em relação ao ano de 2011, uma vez que, conforme explicado anteriormente, as atividades de investimento demandaram menos recursos em 2012, quando comparados ao ano de 2011.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

10.2. Comentários dos Diretores da Companhia sobre:

a. Resultados das operações da Companhia

Os três principais segmentos de atuação da EDPBR são: distribuição, geração e comercialização. Nossos segmentos realizam compras e vendas de energia elétrica entre eles. Os segmentos de geração e comercialização vendem energia para nossas distribuidoras. Com o intuito de evitar a duplicidade das receitas e despesas, em nossas demonstrações consolidadas os resultados das operações inter-segmento são eliminados. Porém, a análise individual dos segmentos não seria a mais adequada caso desconsideremos estas operações. Como consequência, as vendas e despesas entre os segmentos não foram eliminados na discussão dos resultados apresentados abaixo.

A distribuição reflete, principalmente, as vendas a consumidores cativos e cobrança pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) junto a consumidores livres, cuja tarifa é definida pela ANEEL, sendo que a quantidade vendida varia em função de fatores em que a EDPBR não tem gerenciamento, tais como temperatura, massa salarial e atividade econômica da área de concessão de nossas distribuidoras, além da própria atividade econômica do País.

O segmento de distribuição representou em 2013 58,0% da receita líquida consolidada da EDPBR, com um montante de R\$4.633,4 milhões, crescimento de 3,8% sobre o ano de 2012, quando alcançou o montante de R\$4.461,8 milhões e representava 61,9% da receita líquida consolidada da EDPBR (já considerados os efeitos do reconhecimento da receita de construção). Em relação ao ano de 2011, a distribuição teve receita líquida de R\$4.232,5 milhões, o que representava 66,4% da receita líquida consolidada da EDPBR.

Em relação ao EBITDA ajustado a distribuição teve R\$785,6 milhões em 2013 (44,7% do EBITDA ajustado consolidado da EDPBR) o que representou um aumento de 38,5% sobre o ano de 2012, quando atingiu o montante de R\$567,3 milhões (38,3% do EBITDA ajustado consolidado da EDPBR). Em 2011, o EBITDA ajustado foi de R\$757,5 milhões, o que representava 48,0% do EBITDA ajustado consolidado da EDPBR.

O lucro líquido da distribuição apresentou os seguintes montantes: R\$324,8 milhões em 2013, R\$239,6 milhões em 2012 e R\$328,6 milhões em 2011.

Nosso segmento de geração consiste na operação de 18 usinas (dentre UHE e PCHs), inclusive com atuação no segmento de energias renováveis. É um segmento que requer elevados investimentos em ativos imobilizados e financiamentos relevantes para viabilizar as respectivas construções, sendo que em alguns empreendimentos é necessário que atuemos em parceria com sócios estratégicos. Isso explica porque as receitas e margens não são refletidas no lucro líquido consolidado. Uma parte dessas receitas e margens é distribuída aos acionistas não controladores.

A receita líquida da geração foi a seguinte: R\$1.323,7 milhões em 2013, R\$1.196,9 milhões em 2012 e R\$1.095,4 milhões em 2011, o que representou um aumento de 11,1% de 2011 para 2012 e 10,6% de 2012 para 2013. Da receita líquida consolidada da EDPBR, o segmento de geração representou: 18,4% em 2013, 19,2% em 2012 e 19,0% em 2011.

O EBITDA ajustado da geração foi o seguinte: R\$904,6 milhões em 2013, R\$858,9 milhões em 2012, aumento de 5,3%. Já em 2011, o EBITDA ajustado foi de R\$787,1 milhões, aumento de 9,1% em relação a 2011. Do EBITDA ajustado da EDPBR a geração representou: 51,4% em 2013, 58,0% em 2012 e 49,4% em 2011.

O lucro líquido da geração apresentou os seguintes montantes: R\$382,6 milhões em 2013, R\$362,3 milhões em 2012 e R\$434,4 milhões em 2011.

O segmento de comercialização, representado pela EDP Comercialização, vende energia e serviços de valor agregado para consumidores livres, concessionárias e permissionárias. A receita líquida da comercialização foi a seguinte: R\$1.885,8 milhões em 2013, aumento de 39,2% em relação a receita de 2012. Em 2012, a receita líquida foi de R\$1.354,6 milhões e representou crescimento de 47,0% em relação a receita de 2011, que foi de R\$921,7 milhões. Da receita líquida consolidada da EDPBR o segmento de comercialização representou: 23,6% em 2013, 18,8% em 2012 e 14,5% em 2011.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

O EBITDA ajustado da comercialização foi o seguinte: R\$68,8 milhões em 2013, aumento de 28,1% em relação ao EBITDA de 2012. Em 2012, o EBITDA ajustado foi de R\$53,7 milhões, crescimento de 64,2% em relação a 2011, que teve EBITDA de R\$32,7 milhões. Do EBITDA ajustado da EDPBR o segmento de comercialização representou: 3,9% em 2013, 3,6% em 2012 e 2,1% em 2011.

O lucro líquido da comercialização apresentou os seguintes montantes: em 2013, R\$43,2 milhões o que representou uma evolução de 12,3% sobre o lucro líquido de 2012. Em 2012, o lucro líquido foi de R\$38,5 milhões, aumento de 62,5% em relação a 2011, que foi de R\$23,7 milhões.

Com base nos segmentos acima apresentados, o resultado operacional da EDPBR apresentou os seguintes montantes: (i) receita operacional líquida de R\$7.096,5 milhões em 2013, R\$6.454,5 milhões em 2012, crescimento de 9,9%. Em 2012, a receita operacional líquida apresentou crescimento de 13,1% sobre 2011, cujo montante foi de R\$5.705,4 milhões; (ii) EBITDA ajustado de R\$1.655,7 milhões em 2013, R\$1.420,6 milhões em 2012, aumento de 16,6%. Em 2012, o EBITDA ajustado apresentou redução de 8,2% sobre 2011, cujo montante foi de R\$1.546,7 milhões; (iii) lucro líquido de R\$375,8 em 2013, R\$343,5 milhões em 2012, aumento de 9,4%. Em o lucro líquido apresentou retração de 30,2% em relação ao lucro líquido de 2011 que foi de R\$492,3 milhões, sem considerar os efeitos da participação dos acionistas não controladores. Tais variações já foram explicadas anteriormente.

b. variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços

Nossos Diretores entendem que o resultado das nossas operações é direta e significativamente impactado pela mudança nas tarifas de energia elétrica reguladas pela ANEEL, sendo que as nossas receitas operacionais e margens (essencialmente no caso das nossas controladas distribuidoras) dependem do processo de revisão tarifária. Buscamos manter um bom relacionamento com o órgão regulador e com os demais participantes do mercado, para que o processo de revisão tarifária reflita de forma transparente e adequada os interesses dos consumidores e acionistas.

c. Impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro da Companhia.

Todas as nossas operações encontram-se no território nacional. Dessa maneira, o desempenho geral da economia brasileira afeta a demanda por energia elétrica e a inflação afeta nossos custos e margens. A inflação afeta os negócios basicamente pelo aumento dos custos operacionais e despesas financeiras.

Já a depreciação do real eleva os custos de aquisição de energia elétrica da hidrelétrica de Itaipu, além de reduzir em dólar (ou euro) o montante de dividendos a ser distribuído aos acionistas ou mesmo o equivalente em dólares (ou euros) ao preço de mercado de nossas ações ordinárias. Nossos Diretores acreditam que possuímos uma política adequada de proteção contra flutuações na taxa de câmbio.

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

10.3. Comentários dos Diretores da Companhia sobre os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras da Companhia e em seus resultados:

(em milhares de reais, exceto quando indicado).

a) introdução ou alienação de segmento operacional

Nossos Diretores entendem que nos 3 últimos exercícios sociais não houve introdução de segmento operacional.

Em relação à alienação de segmento operacional, em 2012 houve a venda de 100% da participação que a Companhia detinha na empresa Evrecy, que atuava no segmento de transmissão, que não fazia parte da estratégia de atuação do grupo.

Alienação da controlada Evrecy Participações Ltda.

Em 28 de maio de 2012, a Companhia celebrou o instrumento particular de alienação da totalidade das quotas da Evrecy, de sua titularidade, que representam 100% do capital social da Evrecy, à Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP, pelo valor total de R\$58.000, a serem pagos em moeda corrente nacional.

Em 11 de dezembro de 2012 foi aprovada pela ANEEL, a efetivação da operação de venda de 100% das quotas da Evrecy de titularidade da Companhia para à CTEEP.

Em 21 de dezembro de 2012 à alienação do investimento da Evrecy para a CTEEP foi concluída pelo valor total de R\$63.100, gerando um ganho para a Companhia de R\$31.477 registrado na rubrica de Despesas Gerais e Administrativas - Outras.

b) constituição, aquisição ou alienação de participação societária

2013

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.

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.

Concessão da Central Hídrica de São Manoel

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

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

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%.

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.

Devolução da controlada indireta Couto Magalhães

A Companhia possuía 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 Distrato do Contrato de Concessão nº 021/2002 em 27 de novembro de 2013.

Conforme o Distrato, 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 Distrato.

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

Venda de participação acionária – CEJA e Cachoeira Caldeirão

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 referentes à 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 mencionados 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.

2012

Assunção das Operações da MABE

Em 8 de julho de 2012, a Companhia e a sua parceira, a MPX Energia S.A. (atual Eneva S.A.), celebraram contrato de compra e venda com o objetivo de adquirir pelo valor simbólico de R\$ 1,00, a totalidade das ações da MABE Brasil Ltda. (MABE), em iguais proporções, empresa que pertencia ao consórcio formado pela Maire Tecnimont Group (Tecnimont) e pelo Grupo Efaced (Efaced). A aquisição está sujeita a um conjunto de condições precedentes, de entre as quais se destaca a aprovação do CADE - Conselho Administrativo de Defesa Econômica, após as quais, a Companhia e a Eneva poderão assumir em conjunto a gestão das obras das Usinas Termelétricas Energia Pecém, Itaqui e Pecém II, evitando interrupções nos trabalhos em curso e garantir a conclusão das usinas.

A Companhia e a Eneva acordaram que Pecém II e Itaqui, empreendimentos controlados integralmente pela Eneva, serão administrados exclusivamente pela Eneva, obrigando-se esta última a manter a Companhia indene de quaisquer ônus, perdas, contingências, despesas, desembolsos ou custos, assim como se responsabilizando por perdas e danos diretamente relacionados a esses empreendimentos.

A operação estruturada resultou no compromisso de aporte financeiro na MABE do montante de R\$ 421.000, por parte da Tecnimont e da Efaced. Adicionalmente, a Tecnimont e a Efaced continuam a garantir o desempenho das usinas, por meio de aporte de garantias bancárias relativas à performance técnica das unidades (não envolvem indenização por atraso) no

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

montante de R\$411.000. Cabe ainda ressaltar que a Tecnimont e a Efacec aportaram garantias bancárias adicionais no valor total de R\$166.000 para cobrir eventuais contingências. Além dos montantes mencionados acima, a Tecnimont e a Efacec renunciaram aos montantes atualmente retidos pelas usinas a título de garantia de execução, no valor total de R\$185.000, sendo R\$100.000 referentes à Pecém.

Até 31 de dezembro de 2012, as condições mencionadas acima não foram completamente cumpridas e, portanto a Companhia e a Eneva não assumiram a gestão das operações da MABE.

Concessão da Central Hídrica de Cachoeira Caldeirão

Em 14 de dezembro de 2012 a Companhia, no leilão A-5 realizado pela ANEEL, obteve a concessão da Central Hídrica de Cachoeira Caldeirão que será construída no Estado do Amapá, no rio Araguari. O projeto conta com Capacidade Instalada de 219 MW e Energia vendida no ACR de 129,7 MW médios, com previsão do início do contrato de comercialização - CCEAR em Janeiro de 2017 pelo prazo de 30 anos.

O investimento total estimado é de R\$ 1,1 bilhão e o início das obras está previsto para 2013.

2011

Aquisição da ECE Participações

Em 15 de junho de 2011, a EDPBR, por meio de sua controlada CEJA, adquiriu a ECE, empresa pertencente aos Grupos CS e Participa, detentora de 90% do Consórcio Amapá Energia, o qual possui os direitos de exploração da UHE JARI, na divisa dos Estados do Pará e Amapá.

A participação remanescente de 10% do Consórcio Amapá Energia é detida pela Jari Energética S.A. ("Jari Energética"), detentora original da concessão que tem direito de venda conjunta da sua participação à Ipueiras Energia S.A., atual denominação da CEJA, pelo mesmo preço e nas mesmas condições de pagamento (tag along). O exercício deste direito foi realizado em 30 de junho de 2011.

A UHE Santo Antônio do Jari possui 300 MW de capacidade instalada e 196,1 MW médios de energia assegurada, correspondendo a um fator de utilização de 65%, já aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica, dos quais 190 MW médios foram vendidos no Leilão A-5 ocorrido em dezembro de 2010 pelo período de 30 anos findo em 31 de dezembro de 2044 (término da concessão). O investimento total previsto pode variar entre R\$1.270 milhões e R\$1.410 milhões, incluindo o investimento na construção da usina para a instalação da capacidade máxima de 373,4 MW, o pagamento do projeto aos vendedores e considerando o exercício de tag along pela Jari Energética.

Em 13 de outubro de 2011 foi concluída a aquisição dos 90% dos direitos de exploração da UHE Santo Antônio do Jari.

Em 23 de dezembro de 2011, foi concluída a aquisição, através da controlada ECE, dos 10% remanescentes dos direitos de exploração da UHE Santo Antônio do Jari. Com esta aquisição o Grupo EDP consolida 100% dos direitos de exploração.

Incorporação da CESA pela Energest

Em 31 de julho de 2011, a Assembleia Geral Extraordinária da CESA, deliberou a Incorporação da controlada CESA pela Energest, que foi pautada nas seguintes justificativas:

- a) a Energest e a CESA são controladas direta e indiretamente pela EDPBR;
- b) a Energest, única acionista da CESA, concentra a maioria dos ativos de Geração do Grupo EDPBR; e

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

c) a Energest e a CESA desenvolvem a mesma atividade econômica, tendo ambas ativos de geração do Grupo EDPBR, localizados no Estado do Espírito Santo.

Com a incorporação, entendem as partes, que serão obtidos benefícios de ordem administrativa, financeira e econômica, permitindo um melhor aproveitamento dos recursos das empresas envolvidas e uma perspectiva de expansão dos negócios da Energest. O processo de reorganização societária foi condicionado as seguintes anuências:

- (i) aprovação da operação pelo Banco Santander S.A., emitida em 10 de fevereiro de 2011;
- (ii) aprovação da operação pela ANEEL nos termos da Resolução Autorizativa nº 2.861, de 19 de abril de 2011; e
- (iii) aprovação da operação pelo BNDES, emitida em 20 de junho de 2011.

Em função da referida reorganização societária e consumadas as providências legais da incorporação, a CESA foi extinta de pleno direito e a Energest assumiu a responsabilidade ativa e passiva, passando a ser sucessora legal, para todos os efeitos.

Transferência do controle acionário da Evrecy

Em 17 de outubro de 2011, a Assembleia Geral Extraordinária da Energest, deliberou a redução do capital social da Energest em R\$27,9 milhões e, a título de restituição do valor correspondente à redução do capital social, foi aprovada a atribuição do controle acionário da Evrecy para a EDPBR.

Por meio do Despacho nº 4.899, de 20 de dezembro de 2011, a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF aprovou a redução no capital social da Energest.

Em 23 de dezembro de 2011, a SFF: (i) atestou que a instrução do pedido de transferência atende aos requisitos jurídicos, financeiros, técnicos e fiscais exigidos pela ANEEL; (ii) registrou que a Concessionária encontra-se adimplente com todas as obrigações intrasetoriais; e (iii) recomendou a emissão de resolução autorizativa em favor da EDPBR, bem como a aprovação do Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Transmissão nº 20/2008-ANEEL.

Em 17 de janeiro de 2012, a SFF votou acerca da transferência do controle societário direto da Evrecy nas seguintes condições:

- (i) pela emissão de resolução autorizativa, a fim de autorizar a transferência do controle societário direto da Energest para a EDPBR;
- (ii) por estabelecer que a reestruturação societária ora autorizada seja implementada e formalizada em 90 dias e que os documentos comprobatórios da formalização da operação sejam encaminhados à ANEEL no prazo de 30 dias, a contar de sua efetivação; e
- (iii) pela aprovação da minuta do Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Transmissão nº 20/2008-ANEEL, a qual deverá ser assinada no prazo de até 45 dias, a contar da data em que for comprovada a implementação da transferência em questão.

Participação acionária da Enertrade no Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia – BBCE

Em 15 de dezembro de 2011 foi aprovada a aquisição pela Enertrade, de 1 lote de 1000 (um mil) ações no valor de R\$200 milhões que dará direito a uma posição no conselho de administração na empresa BBCE. A BBCE é uma Sociedade Anônima de Capital Fechado com Capital Social de R\$12 milhões (60 lotes de 1.000 ações) e está aberta a participação de todos os agentes do Ambiente de Comercialização Livre - ACL.

c) eventos ou operações não usuais

À exceção das operações mencionadas na alínea a e b, do item 10.3, não ocorreram eventos ou operações não usuais nos últimos três anos.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases**10.4. Comentários dos Diretores da Companhia sobre:****(a) mudanças significativas nas práticas contábeis****2011**

Em decorrência do compromisso firmado entre CPC e CVM de manter atualizado o conjunto de normas emitido com base nas atualizações feitas pelo IASB, foram emitidos o CPC 44, OCPC 06 e o ICPC 17 e revisados os CPC's 00,15,18, 20, 21, 26, 35, 36, 39 e ICPC 01. A Administração da Companhia não identificou mudanças de práticas a serem apresentados para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2011, em decorrência das novas emissões e revisões dos CPC's.

2012

Em decorrência do compromisso firmado entre CPC e CVM de manter atualizado o conjunto de normas emitido com base nas atualizações feitas pelo IASB, foi emitido o CPC 46 e foram revistos os CPC's 33(R1), 17(R1), 30(R1), 40 (R1), ICPC 01(R1) e ICPC 08(R1). A Administração da Companhia não identificou mudanças de práticas a serem apresentados para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012, em decorrência das novas emissões e revisões dos CPC's.

2013

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 das demonstrações financeiras de 2013.

O CPC ainda não editou os respectivos pronunciamentos e modificações correspondentes às IFRS e IFRIC novas e revisadas. 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.

A partir de 01 de janeiro de 2013 foram adotados pela Companhia os CPCs 33 (R1) – Benefício Pós-Emprego, CPC 46 - Mensuração a Valor Justo, CPC 18 (R2) - Investimento em coligada, em controlada e em empreendimento controlado em conjunto, CPC 19 (R2) - Negócios em conjunto, CPC 36 (R3) - Demonstrações consolidadas e CPC 45 - Divulgação de participações em outras entidades. Os efeitos significativos das alterações das práticas contábeis estão demonstrados no item (b) abaixo.

(b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis referentes aos 3 últimos exercícios sociaisCPC 19 (R2) - Negócios em conjunto

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

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

ser consolidados proporcionalmente e passaram a ser considerados através do método de equivalência patrimonial.

Para a adequação à norma, as demonstrações financeiras de 2012 e 2011 foram reclassificadas e, os montantes que deixaram de ser considerados no balanço consolidado da Companhia foram os seguintes:

	2012	2011
Ativo circulante	-219.381	-103.090
Ativo não circulante	-1.179.260	-1.228.549
Passivo circulante	-233.385	-205.763
Passivo não circulante	-1.165.256	-1.145.355
Patrimônio líquido	0	19.479

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.

Para a adequação à norma, as demonstrações financeiras de 2012 e 2011 foram reclassificadas, sendo os impactos demonstrados abaixo:

	2012	2011
Ativo não circulante	9.041	-9.358
Passivo circulante	8	0
Passivo não circulante	26.850	29.766
Patrimônio líquido	-17.817	-39.124
Resultado do exercício	3.647	2.978

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 OCPC 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.

Para a adequação à nova prática, as demonstrações financeiras de 2012 e 2011 foram reclassificadas, sendo os impactos demonstrados abaixo:

	2012	2011
Ativo não circulante	9.067	8.011
Passivo não circulante	9.067	8.011

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases**(c) ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor****2011**

Os diretores da Companhia afirmam que não há ressalvas presentes nos Relatórios dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis para o exercício findo em 31 de dezembro de 2011.

Os auditores colocaram a seguinte ênfase em seu parecer relativo às Demonstrações Financeiras referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2011:

Conforme descrito na nota explicativa 2.1.1, as demonstrações financeiras individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso da EDPBR essas práticas diferem das IFRS, aplicáveis às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos, em controladas, coligadas e controladas em conjunto, pelo método de equivalência patrimonial, enquanto que para fins de IFRS seria custo ou valor justo. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

Os diretores da Companhia afirmam que a apresentação das demonstrações financeiras individuais, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2011, foi realizada em atendimento à legislação societária brasileira. Estas demonstrações foram também examinadas pelos auditores independentes e estão adequadamente representadas em todos seus aspectos relevantes.

2012

Os auditores colocaram a seguinte ressalva em seu parecer relativo às Demonstrações Financeiras referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012:

Partes beneficiárias na controlada Lajeado Energia S.A.

A controlada Lajeado Energia S.A. emitiu, em 2006, partes beneficiárias para terceiros, cujo saldo, no montante de R\$451 milhões, desde a data de emissão, foi registrada no patrimônio líquido daquela controlada. Nas demonstrações financeiras consolidadas DA EDPBR, referido saldo foi registrado como participação de não controladores, como parte do patrimônio líquido consolidado. Considerando-se que as características dessas partes beneficiárias são as de um instrumento híbrido, referido saldo não deveria, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as IFRSs, ser integralmente registrado em conta do patrimônio líquido, devendo parte substancial ser registrada como passivo, representado, no mínimo, pelo montante de caixa que a EDPBR deve pagar para o detentor das partes beneficiárias durante o prazo de sua vigência. Por ter entendimento diverso, a EDPBR não determinou o montante mínimo que deveria ser registrado como parte do passivo, resultado, portanto em um patrimônio líquido consolidado aumentado e saldo do passivo diminuído, em 31 de dezembro de 2012, por montante ainda não determinado, e o resultado do exercício não contempla qualquer efeito decorrente desse ajuste.

A Diretoria entende que o instrumento denominado partes beneficiárias cumpre com os itens 16C e 16D do CPC 39, e como tal, deve ser classificado como um instrumento patrimonial. Além do exposto, o item AG26 do CPC 39 descreve que, quando as distribuições aos acionistas das ações preferenciais, cumulativas ou não, ocorre de acordo com o critério do emissor, as ações são instrumentos patrimoniais.

Assim, consideramos que ações ordinárias, ações preferenciais e partes beneficiárias devem ser classificadas como o mesmo tipo de instrumento, ou seja, patrimonial, pois possuem basicamente as mesmas características.

Tendo em vista entendimento divergente dos auditores independentes do exercício de 2012, a Lajeado, para suportar o registro contábil efetuado, buscou legal opinion e segunda opinião contábil que corroboraram com entendimento mantido pela Administração desde de 2006 quanto a forma de classificação contábil adotada, qual seja, como instrumento de patrimônio.

Em 25 de fevereiro de 2013, o parecer emitido pelo auditor independente da época apresentou ressalva. O auditor independente manifestou entendimento que as características das partes

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

beneficiárias são as de um instrumento híbrido e que referido saldo não deveria, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as IFRSs, ser integralmente registrado em conta de patrimônio líquido, devendo parte substancial ser registrada como passivo pelo montante de caixa que a Lajeado deveria pagar para o detentor das partes beneficiárias durante o prazo de sua vigência.

Diante da divergência de entendimento quanto a classificação contábil das partes beneficiárias entre o auditor e a Lajeado, em 20 de fevereiro de 2013, a Companhia protocolou consulta formal junto a Comissão de Valores Mobiliários – CVM. Em 29 de maio de 2013, a CVM, por meio do Ofício/CVM/SEP/GEA-5/nº 167/2013, manifestou seu entendimento inicial, porém solicitou mais informações para avaliação do tema. Em 14 de novembro de 2013, por meio do Ofício/CVM/SEP/GEA-5/nº 346/2013, a CVM finalizou o seu entendimento e concluiu que não há elementos que indiquem que o critério contábil adotado pela Lajeado resultaria, em seus aspectos relevantes, no descumprimento às normas contábeis aplicáveis. A CVM informou, ainda, que o processo foi arquivado.

Portanto, diante do exposto acima, a contabilização das partes beneficiárias, desde a sua criação em 2006, como instrumento de capital está classificada nas demonstrações financeiras da Lajeado em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelas IFRSs.

Os auditores colocaram a seguinte ênfase em seu parecer relativo às Demonstrações Financeiras referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012:

Depreciação dos bens do ativo imobilizado destinados à geração de energia elétrica no regime de produção independente

Os bens do imobilizado da atividade de geração de energia no regime de produção independente são depreciados pelo seu prazo estimado de vida útil. À medida que novas informações ou decisões do órgão regulador ou do poder concedente sejam conhecidas, o atual prazo de depreciação desses ativos poderá ou não ser alterado.

Os diretores da Companhia afirmam quanto a ênfase mencionada acima que a depreciação dos bens foram realizada em atendimento as regras do órgão regulador vigentes até o encerramento do exercício.

2013

Os diretores da Companhia afirmam que não há ressalvas presentes nos Relatórios dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013.

Os auditores colocaram a seguinte ênfase em seu parecer relativo às Demonstrações Financeiras referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013:

Conforme descrito na nota explicativa 2.1.1, as demonstrações financeiras individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso da EDPBR essas práticas diferem das IFRS, aplicáveis às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos, em controladas, coligadas e controladas em conjunto, pelo método de equivalência patrimonial, enquanto que para fins de IFRS seria custo ou valor justo. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

Os diretores da Companhia afirmam que a apresentação das demonstrações financeiras individuais, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2013, foi realizada em atendimento à legislação societária brasileira. Estas demonstrações foram também examinadas pelos auditores independentes e estão adequadamente representadas em todos seus aspectos relevantes.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

10.5. Os diretores devem indicar e comentar políticas contábeis críticas adotadas pela Companhia, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimentos de receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros.

Provisões

- Contingências

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

- Contraprestação contingente

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.

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.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

Imposto de renda e contribuição social

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 correspondentes 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.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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

Ativo financeiro indenizável

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.

Vida útil de Ativos Não Circulante

- **Imobilizado**

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 analisados 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.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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.

- **Intangível**

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 e 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 determinação do goodwill inclui também o valor de qualquer participação não controladora na adquirida, e o 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.

.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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.

Benefícios pós-emprego

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 ocorrem diretamente no Patrimônio líquido na rubrica Outros resultados abrangentes. Os custos com serviços passados são reconhecidos no período em que ocorrem integralmente no resultado na rubrica de Pessoal, e o resultado financeiro do benefício 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.

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.

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 do 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 EDPBR revisa anualmente o valor contábil líquido do imobilizado e outros ativos não circulantes, inclusive o ágio e os ativos intangíveis, para identificar se houve evidências de perdas não recuperáveis 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.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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.

Estimativas contábeis

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 mensalmente, exceto quanto ao Plano de benefícios pós-emprego que é revisado semestralmente, e para avaliação de imparidade que é em base anual.

As principais estimativas relacionadas às demonstrações financeiras referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de: Provisão para créditos de liquidação duvidosa; Receita de fornecimento não faturado; Transações realizadas no âmbito da CCEE; Recuperação do imposto de renda e contribuição social diferidos sobre prejuízos fiscais, bases negativas e diferenças temporárias; Mensuração de instrumentos financeiros; Provisões para contingências; Planos de benefícios pós-emprego; Análise de redução ao valor recuperável dos ativos; Provisão para contraprestação contingente; e Avaliação da vida útil dos ativos tangíveis e intangíveis.

Instrumentos financeiros

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

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.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

- **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 custo 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, 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.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

A baixa pode acontecer em função de cancelamento, pagamento, recebimento ou quando os títulos expirarem.

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.

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. Consequentemente, 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.

10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs**10.6. Comentários sobre os controles internos adotados para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis****a. grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las.**

Nossos Diretores acreditam na eficiência dos procedimentos e controles internos que adotamos para assegurar a qualidade, precisão e confiabilidade das demonstrações contábeis da EDPBR. Por essa razão, na opinião da administração da EDPBR, as suas demonstrações contábeis apresentam adequadamente o resultado das operações da EDPBR e situação patrimonial e financeira nas respectivas datas.

b. deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório do auditor independente.

No contexto da auditoria das nossas demonstrações financeiras, nossos auditores independentes consideraram nossos sistemas de controles internos no escopo previsto nas normas de auditoria aplicáveis no Brasil, cujo objetivo está relacionado ao planejamento dos procedimentos de auditoria. Vale lembrar que no escopo de auditoria das demonstrações contábeis não está prevista a auditoria específica e emissão de relatório sobre a efetividade dos controles internos.

Temos por prática atender e alterar prontamente eventuais falhas identificadas pelos auditores durante o processo normal de trabalhos, sejam elas falhas de processos ou de sistemas.

Assim, nossos Diretores não têm conhecimento de aspectos que pudessem afetar de maneira significativa à adequação das nossas demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e ao IFRS.

c. as medidas adotadas para corrigir tais deficiências.

Não aplicável.

10. Comentários dos diretores / 10.7 - Coment. s/itens não evidenciados**10.7. Caso a Companhia tenha feito oferta pública de distribuição de valores mobiliários, os diretores devem comentar:**

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Em 18 de julho de 2011, a EDPPT, acionista controladora da EDPBR, concluiu o processo de oferta pública de distribuição secundária de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, de emissão da sua controlada EDPBR e de sua titularidade, que resultou na venda de 21.911.460 ações, reduzindo sua participação atual de 64,8% para 51% do capital da EDPBR, aumentando, assim, a liquidez dos papéis da EDPBR.

Em 28 de agosto de 2012 ocorreu a 1ª emissão de debêntures simples da Companhia no valor total de R\$ 450.000. A 2ª emissão, no valor total de R\$ 500.000, foi emitida em 11 de abril de 2013. Em 2014 ocorreu a 3ª emissão de debêntures no valor de R\$ 300.000.

As informações detalhadas dessas operações podem ser vistas no item 18.10 deste formulário.

a. como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

Os recursos resultantes das ofertas foram utilizados para investimentos em outros empreendimentos, além da redução no nível de endividamento.

b. se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição; e c. caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios.

Nossos Diretores entendem que não houve qualquer desvio entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

10.8. Os diretores devem descrever os itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia, indicando: a) os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial; b) outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

Não há itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras da EDPBR.

10. Comentários dos diretores / 10.9 - Outros fatores com influência relevante

10.9. Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.8.

Não aplicável conforme item anterior.