

**NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES
FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011**

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

1. INFORMAÇÕES GERAIS

A Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A. ("Companhia") é uma sociedade anônima, concessionária de uso de bem público, na condição de produtora independente, com sede em São Paulo, tem como atividades principais a geração e a comercialização de energia elétrica, as quais são regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, vinculada ao Ministério de Minas e Energia – MME.

A capacidade instalada da Companhia é de 2.241 MW, composta pelo seguinte parque gerador em operação no Estado de São Paulo: UHE Capivara, UHE Chavantes, UHE Jurumirim, UHE Salto Grande, UHE Taquaruçu, UHE Rosana e 49,7% do Complexo Canoas, formado pelas UHEs Canoas I e II.

A emissão dessas demonstrações financeiras foi autorizada pelo Conselho de Administração da Companhia em 20 de março de 2012.

2. RESUMO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis aplicadas na preparação destas demonstrações financeiras estão definidas abaixo. Essas políticas foram aplicadas de modo consistente em todos os exercícios apresentados, salvo disposição em contrário.

2.1. Base de preparação

As demonstrações financeiras foram preparadas considerando o custo histórico como base de valor e ajustadas para refletir o "custo atribuído" de barragens, edificações, máquinas, móveis e veículos na data de convergência para os Padrões Internacionais de Relatórios Financeiros (*International Financial Reporting Standards* – “IFRS”), e determinados ativos financeiros compreendendo ativos e passivos financeiros mensurados ao valor justo contra o resultado do exercício.

A preparação de demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e também o exercício de julgamento por parte da Administração da Companhia no processo de aplicação das políticas contábeis da Companhia. Aquelas áreas que requerem maior nível de julgamento e possuem maior complexidade, bem como as áreas nas quais premissas e estimativas são significativas para as demonstrações financeiras individuais, estão divulgadas na Nota 3.

As demonstrações financeiras foram preparadas e estão sendo apresentadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”) e conforme o IFRS, emitidos pelo *International Accounting Standards Board* – (“IASB”).

Não há novos pronunciamentos ou interpretações de CPC/IFRS vigendo a partir de 2011 que poderiam ter um impacto significativo nas demonstrações financeiras da Companhia.

2.2. Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários, outros investimentos de curto prazo de alta liquidez, com vencimentos originais de três meses ou menos a contar da data de aquisição e com risco insignificante de mudança de valor, e contas garantidas. As contas garantidas, quando apresentam saldo negativo, são demonstradas no balanço patrimonial como "Empréstimos" no passivo circulante.

2.3. Instrumentos financeiros

2.3.1. Classificação

A Companhia classifica seus ativos financeiros nas seguintes categorias: mensurados ao valor justo através do resultado e empréstimos e recebíveis. A Administração determina a classificação de seus ativos financeiros no reconhecimento inicial, dependendo da finalidade para a qual os ativos financeiros foram adquiridos. Nestas demonstrações financeiras, a Companhia possui os seguintes instrumentos financeiros:

i. Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Os ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado são ativos financeiros mantidos para negociação. Um ativo financeiro é classificado nessa categoria se foi adquirido, principalmente, para fins de venda no curto prazo. Os ativos dessa categoria são classificados como ativos circulantes.

ii. Empréstimos e recebíveis

Os empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis, que não são cotados em um mercado ativo. São incluídos como ativo circulante, exceto aqueles com prazo de vencimento superior a 12 meses após a data de emissão do balanço (estes são classificados como ativos não circulantes). Os empréstimos e recebíveis da Companhia compreendem "Contas a receber de clientes e demais contas a receber" (vide Nota 7).

A Companhia não opera com derivativos e também não aplica a metodologia denominada contabilidade de operações de *hedge* (*hedge accounting*).

2.3.2. Reconhecimento e mensuração

As compras e as vendas regulares de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação – data na qual a Companhia se compromete a comprar ou vender o ativo. Os valores são, inicialmente, reconhecidos pelo valor justo, acrescidos dos custos da transação para todos os ativos financeiros não classificados como ao valor justo por meio do resultado. Os custos das transações dos ativos financeiros classificados como valor justo por meio do resultado (destinados à negociação) são reconhecidos no resultado. Os empréstimos e recebíveis são mensurados pelo valor do custo amortizado.

Os ativos financeiros são baixados quando os direitos de receber fluxos de caixa dos investimentos tenham vencido ou tenham sido transferidos; neste último caso, desde que a Companhia tenha transferido, significativamente, todos os riscos e os benefícios da propriedade.

Os ganhos ou as perdas decorrentes de variações no valor justo de ativos financeiros mensurados ao valor justo através do resultado são apresentados na demonstração do resultado em "outros ganhos (perdas), líquidos" no período em que ocorrem.

2.3.3. Compensação de instrumentos financeiros

Ativos e passivos financeiros são compensados e o valor líquido é reportado no balanço patrimonial quando há um direito legalmente aplicável de compensar os valores reconhecidos e há uma intenção de liquidá-los numa base líquida, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

2.3.4. *Impairment* de ativos financeiros

Ativos negociados ao custo amortizado

A Companhia avalia no final de cada período do relatório se há evidência objetiva de que o ativo financeiro ou o grupo de ativos financeiros está deteriorado. Um ativo ou grupo de ativos financeiros está deteriorado e os prejuízos de *impairment* são incorridos somente se há evidência objetiva de *impairment* como resultado de um ou mais eventos ocorridos após o reconhecimento inicial dos ativos (um "evento de perda") e aquele evento (ou eventos) de perda tem um impacto nos fluxos de caixa futuros estimados do ativo financeiro ou grupo de ativos financeiros que pode ser estimado de maneira confiável.

Os critérios que a Companhia usa para determinar se há evidência objetiva de uma perda por *impairment* incluem:

- i. Dificuldade financeira relevante do emitente ou tomador;
- ii. Uma quebra de contrato, como inadimplência ou mora no pagamento dos juros ou principal;
- iii. A Companhia, por razões econômicas ou jurídicas relativas à dificuldade financeira do tomador de empréstimo, garante ao tomador uma concessão que o credor não consideraria;
- iv. Torna-se provável que o tomador declare falência ou outra reorganização financeira;
- v. O desaparecimento de um mercado ativo para aquele ativo financeiro devido às dificuldades financeiras; ou
- vi. Dados observáveis indicando que há uma redução mensurável nos futuros fluxos de caixa estimados a partir de uma carteira de ativos financeiros desde o reconhecimento inicial daqueles ativos, embora a diminuição não possa ainda ser identificada com os ativos financeiros individuais na carteira, incluindo:
 - Mudanças adversas na situação do pagamento dos tomadores de empréstimo na carteira;
 - Condições econômicas nacionais ou locais que se correlacionam com as inadimplências sobre os ativos na carteira.

O montante da perda por *impairment* é mensurada como a diferença entre o valor contábil dos ativos e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados (excluindo os prejuízos de crédito futuro que não foram incorridos) descontados à taxa de juros em vigor original dos ativos financeiros. O valor contábil do ativo é reduzido e o valor do prejuízo é reconhecido na demonstração do resultado. Se um empréstimo ou investimento tiver uma taxa de juros variável, a taxa de desconto para medir uma perda por *impairment* é a atual taxa de juros efetiva determinada

de acordo com o contrato. Como um expediente prático, a Companhia pode mensurar o *impairment* com base no valor justo de um instrumento utilizando um preço de mercado observável.

Se, num período subsequente, o valor da perda por *impairment* diminuir e a diminuição puder ser relacionada objetivamente com um evento que ocorreu após o *impairment* ser reconhecido (como uma melhoria na classificação de crédito do devedor), a reversão da perda por *impairment* reconhecida anteriormente será reconhecida na demonstração do resultado.

O teste de *impairment* das contas a receber de clientes está descrito na Nota 2.4.

2.4. Contas a receber de clientes

As contas a receber de clientes correspondem aos valores a receber de clientes no decurso normal das atividades da Companhia. Se o prazo de recebimento é equivalente a um ano ou menos (ou outro que atenda o ciclo normal de operações da Companhia), as contas a receber são classificadas no ativo circulante. Caso contrário, estão apresentadas no ativo não circulante. Incluem os valores relativos ao suprimento de energia elétrica faturada e não faturada, inclusive a comercialização de energia elétrica efetuada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, bem como os recebíveis da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE, segundo o regime de competência.

As contas a receber de clientes são, inicialmente, reconhecidas pelo valor justo e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado com o uso do método da taxa de juros efetiva menos a provisão para crédito de liquidação duvidosa. Na prática, dado o prazo de cobrança, são normalmente reconhecidas ao valor faturado, ajustado pela provisão para *impairment*, se necessária.

2.5. Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Constituída com base na estimativa das possíveis perdas que possam ocorrer na cobrança destes créditos.

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é estabelecida quando existe uma evidência objetiva de que a Companhia não será capaz de cobrar todos os valores devidos de acordo com os prazos originais das contas a receber. O valor da provisão é a diferença entre o valor contábil e a estimativa de valor recuperável.

2.6. Estoques

Os materiais e equipamentos em estoque, classificados na rubrica (“outros ativos”) no ativo circulante (almoxarifado de manutenção e administrativo) estão registrados ao custo de aquisição e não excedem os seus custos de reposição ou valores de realização, deduzidos de provisões para perdas, quando aplicável.

2.7. Despesas pagas antecipadamente

Os valores registrados no ativo representam as despesas pagas antecipadamente de seguros, para apropriação conforme o regime de competência, isto é, amortizadas linearmente pelo prazo de vigência da apólice, bem como gastos incorridos com o sistema de banco de dados de cadastramento das propriedades nas bordas dos reservatórios, amortizados linearmente pelo prazo da concessão.

2.8. Serviços em curso

Os valores registrados nessa rubrica referem-se aos recursos aplicados em projetos de P&D, em consonância com a Resolução Aneel nº 441/2001. Quando da conclusão dos projetos, estes são submetidos à aprovação da superintendência da Aneel, responsável pela avaliação e baixados em contrapartida da conta do passivo de P&D.

2.9. Ativos intangíveis

2.9.1. Softwares

As licenças de *softwares* adquiridas são capitalizadas com base nos custos incorridos para adquirir os *softwares* e fazer com que eles estejam prontos para serem utilizados. Esses custos são amortizados durante sua vida útil estimável de cinco anos.

Os custos associados à manutenção de *softwares* são reconhecidos como despesa, conforme incorridos. Os custos de desenvolvimento que são diretamente atribuíveis ao projeto e aos testes de produtos de *software* identificáveis e exclusivos, controlados pela Companhia, são reconhecidos como ativos intangíveis.

2.9.2. Utilização do bem público – UBP

Pela exploração da geração de energia elétrica outorgada através dos contratos de concessões, a Companhia pagou, ao longo de cinco anos, contados a partir das assinaturas dos contratos, valores anuais, em parcelas mensais referentes à Utilização do Bem Público – UBP. Tais desembolsos, a valores históricos, foram reconhecidos no grupo de intangíveis, e são amortizados ao longo do período de concessão.

2.10. Imobilizado

Os itens do imobilizado são apresentados pelo custo histórico ou atribuído menos depreciação acumulada. Com exceção dos terrenos, todos os bens, ou conjuntos de bens que apresentavam valores contábeis substancialmente diferentes dos valores justos na data da adoção das novas práticas contábeis tiveram o valor justo como custo atribuído na data de transição em 1º de janeiro de 2009. O custo histórico inclui os gastos diretamente atribuíveis à aquisição dos itens e gastos de financiamento relacionados com a aquisição de ativos qualificadores.

Os terrenos foram mantidos a custo histórico devido a Companhia entender que são os valores aceitos pelo órgão regulador para fins de indenização ao final da concessão.

Os custos subsequentes aos valores históricos são incluídos no valor contábil do ativo ou reconhecidos como um ativo separado, conforme apropriado, somente quando for provável que fluam benefícios econômicos futuros associados ao item e que o custo do item possa ser mensurado com segurança. O valor contábil de itens ou peças substituídos é baixado. Todos os outros reparos e manutenções são lançados em contrapartida ao resultado do exercício, quando incorridos.

Os terrenos não são depreciados. A depreciação de outros ativos é calculada usando o método linear para alocar seus custos aos seus valores residuais durante a vida útil econômica remanescente estimada de acordo com laudo de avaliação, como segue:

Vida útil média remanescente:

Reservatórios, barragens e adutoras	19 anos
Edificações, obras civis e benfeitorias	13 anos
Máquinas e equipamentos	15 anos
Móveis e utensílios	06 anos
Veículos	03 anos

Os valores residuais e a vida útil dos ativos são revisados e ajustados, se apropriado, ao final de cada exercício.

O valor contábil de um ativo é imediatamente baixado para seu valor recuperável se o valor contábil do ativo for maior do que seu valor recuperável estimado (vide Nota 10).

Os ganhos e as perdas de alienações são determinados pela comparação dos resultados com o valor contábil e são reconhecidos na demonstração do resultado do exercício em “Outras despesas operacionais”.

2.11. Impairment de ativos não financeiros

Os ativos sujeitos à amortização são revisados para a verificação de *impairment* sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável. Uma perda por *impairment* é reconhecida pelo valor ao qual o valor contábil do ativo excede seu valor recuperável. Este último é o valor mais alto entre o valor justo de um ativo menos os custos de venda e o valor em uso. Para fins de avaliação do *impairment*, os ativos são agrupados nos níveis mais baixos para os quais existam fluxos de caixa identificáveis separadamente (Unidades Geradoras de Caixa – UGC). Os ativos não financeiros que tenham sofrido *impairment* são revisados para a análise de uma possível reversão do *impairment* na data de apresentação do relatório.

2.12. Fornecedores e outras contas a pagar

Fornecedores e outras contas a pagar são obrigações a pagar por bens, energia elétrica, encargos de uso da rede, materiais e serviços que foram adquiridos de fornecedores no curso normal dos negócios, sendo classificados como passivos circulantes se o pagamento for devido no período de até um ano (ou no ciclo operacional normal dos negócios, ainda que mais longo), caso contrário, fornecedores e outras contas a pagar são apresentados como passivo não circulante.

Eles são, inicialmente, reconhecidos pelo valor justo e, subsequentemente, mensurados pelo custo amortizado com o uso do método de taxa de juros efetiva. Na prática, considerando o prazo de pagamento, são normalmente reconhecidos ao valor da fatura correspondente.

2.13. Debêntures

As debêntures são reconhecidas, inicialmente, pelo valor justo, líquido dos custos incorridos na transação e são, subsequentemente, demonstrados pelo custo amortizado. Qualquer diferença entre os valores captados (líquidos dos custos da transação) e o valor de liquidação é reconhecida na demonstração do resultado durante o período em que as debêntures estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros.

As taxas pagas no estabelecimento das debêntures são reconhecidas como custos da transação das debêntures, uma vez que seja provável que uma parte ou o total seja sacado. Nesse caso, a taxa é diferida até que o saque ocorra. Quando não houver evidências da probabilidade de saque de parte ou da totalidade, a taxa é capitalizada como um pagamento antecipado de serviços de

liquidez e amortizada durante o período ao qual se relaciona.

As debêntures são classificadas como passivo circulante, a menos que a Companhia tenha um direito incondicional de diferir a liquidação do passivo por, pelo menos, 12 meses após a data do balanço.

2.14. Provisões

As provisões para restauração ambiental, custos de reestruturação e ações judiciais (trabalhistas, civil e impostos indiretos) são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente ou não formalizada (*constructive obligation*) como resultado de eventos passados, é provável que uma saída de recursos seja necessária para liquidar a obrigação e o valor tiver sido estimado com segurança. As provisões não são reconhecidas com relação às perdas operacionais futuras.

Quando houver uma série de obrigações similares, a probabilidade de a Companhia liquidá-las é determinada, levando-se em consideração a classe de obrigações como um todo. Uma provisão é reconhecida mesmo que a probabilidade de liquidação relacionada com qualquer item individual incluído na mesma classe de obrigações seja pequena.

As provisões são mensuradas pelo valor presente dos gastos que devem ser necessários para liquidar a obrigação, usando uma taxa antes dos efeitos tributários, a qual reflita as avaliações atuais de mercado do valor do dinheiro no tempo e dos riscos específicos da obrigação. O aumento da obrigação em decorrência da passagem do tempo é reconhecido como despesa financeira.

2.15. Imposto de renda e contribuição social corrente e diferidos

As despesas de imposto de renda e contribuição social do exercício compreendem os impostos corrente e diferido. Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto na proporção em que estiverem relacionados com itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente. Nesse caso, o imposto também é reconhecido no patrimônio líquido ou no resultado abrangente.

Os encargos de imposto de renda e contribuição social corrente são calculados com base nas leis tributárias promulgadas, ou substancialmente promulgadas, na data do balanço. A Administração avalia, periodicamente, as posições tributárias assumidas pela Companhia com relação às situações em que a regulamentação fiscal aplicável dá margem a interpretações. Estabelece provisões, quando apropriado, com base nos valores estimados de pagamento às autoridades fiscais.

O imposto de renda e contribuição social corrente são apresentados líquidos, por entidade contribuinte, no passivo quando houver montantes a pagar, ou no ativo quando os montantes antecipadamente pagos excedam o total devido na data do relatório.

O imposto de renda e contribuição social diferidos são reconhecidos usando-se o método do passivo sobre as diferenças temporárias decorrentes de diferenças entre as bases fiscais dos ativos e passivos e seus valores contábeis nas demonstrações financeiras. Entretanto, o imposto de renda e contribuição social diferidos não são contabilizados se resultar do reconhecimento inicial de um ativo ou passivo em uma operação que não seja uma combinação de negócios, a qual, na época da transação, não afeta o resultado contábil, nem o lucro tributável (prejuízo fiscal).

O imposto de renda e contribuição social diferidos ativos são reconhecidos somente na proporção da probabilidade de que lucro tributável futuro esteja disponível e contra o qual as diferenças temporárias possam ser usadas.

Os impostos de renda diferidos ativos e passivos são compensados quando há um direito exequível legalmente de compensar os ativos fiscais correntes contra os passivos fiscais.

Para o cálculo de imposto de renda e contribuição social sobre o lucro corrente, a Companhia adota o Regime Tributário de Transição – RTT, que permite expurgar os efeitos decorrentes das mudanças promovidas pelas Leis nº 11.638/2007 e 11.941/2009, da base de cálculo desses tributos.

2.16. Benefícios a empregados

2.16.1. Obrigações de aposentadoria

A Companhia patrocina planos de pensão e aposentadoria a seus empregados. Esses planos foram constituídos de acordo com as características de benefício definido e contribuição definida. Os custos, contribuições e o passivo ou ativo atuarial do plano de benefício definido são determinados, anualmente, em 31 de dezembro, por atuários independentes, e apurados usando o método da unidade de crédito projetada e registrados de acordo com a Deliberação CVM nº 600/2009. Um plano de contribuição definida é um plano de pensão segundo o qual a Companhia faz contribuições fixas a uma entidade separada. Para este plano, a Companhia não tem obrigações legais nem construtivas de fazer contribuições se o fundo não tiver ativos suficientes para pagar a todos os empregados os benefícios relacionados com o serviço do empregado no período corrente e anterior. Um plano de benefício definido é diferente de um plano de contribuição definida. Em geral, os planos de benefício definido estabelecem um valor de benefício de aposentadoria que um empregado receberá em sua aposentadoria, normalmente dependente de um ou mais fatores, como idade, tempo de serviço e remuneração. Neste caso, a Companhia tem obrigações legais de fazer contribuições se o fundo não tiver ativos suficientes para pagar os benefícios a todos os empregados.

A Companhia reconhece passivo no balanço patrimonial com relação aos planos de pensão de benefício definido se o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço é maior que o valor justo dos ativos do plano.

A Companhia reconheceria um ativo no balanço patrimonial se os superávits do plano de benefício definido levassem a uma redução efetiva dos pagamentos de contribuições futuras. No momento, o superávit verificado não atendeu a esse critério e nenhum ativo foi constituído (vide Nota 16).

Os custos correntes do plano, incluindo os juros, menos os rendimentos esperados dos ativos, são reconhecidos no resultado do exercício, quando incorridos. Os ganhos e as perdas atuariais são reconhecidos imediatamente em outros resultados abrangentes, com efeito imediato no patrimônio líquido da Companhia.

2.16.2. Pagamento baseado em ações, liquidados com instrumentos patrimoniais

Não há plano de remuneração baseado em ações de emissão da Companhia aos membros do Conselho de Administração, Diretoria e Diretoria Estatutária.

A Duke Energy Corporation (“Controladora”), por outro lado, opera um plano de remuneração baseado em ações, liquidado com seus instrumentos patrimoniais, para o qual elege alguns executivos da Companhia a participar.

A Companhia recebe os serviços dos executivos elegíveis como contraprestação à remuneração baseada em ações da Controladora, sendo estes valores calculados pelo valor justo das ações da Controladora na data da concessão, e reconhecido como despesa, em contrapartida do aumento

do patrimônio líquido da Companhia, em conformidade com o CPC 10 (Pagamento baseado em ações) (vide Notas 13.2 e 20.6).

2.16.3. Benefícios de rescisão

Os benefícios de rescisão são exigíveis quando o emprego é rescindido pela Companhia antes da data normal de aposentadoria ou sempre que o empregado aceitar a demissão voluntária em troca desses benefícios. A Companhia reconhece os benefícios de rescisão quando está, de forma demonstrável, comprometida com a rescisão dos atuais empregados de acordo com um plano formal detalhado, o qual não pode ser suspenso ou cancelado, ou o fornecimento de benefícios de rescisão como resultado de uma oferta feita para incentivar a demissão voluntária. Os benefícios que vencem em mais de 12 meses após a data do balanço se aproximam do seu valor presente.

2.16.4. Participação nos lucros

A Companhia reconhece um passivo e uma despesa de participação nos resultados com base em uma fórmula que leva em conta o resultado do serviço conforme Acordo Coletivo vigente. A Companhia reconhece uma provisão quando está contratualmente obrigada ou quando há uma prática passada que criou uma obrigação não formalizada (*constructive obligation*).

2.16.5. Capital Social

Ações ordinárias e preferenciais são classificadas como patrimônio líquido. As ações preferenciais não dão direito de voto, possuindo preferência na liquidação da sua parcela do capital social. As demais características das ações preferenciais estão descritas na Nota 20.1.

2.17. Reconhecimento da receita

A receita compreende o valor justo da contraprestação recebida ou a receber pela comercialização de produtos e serviços no curso normal das atividades da Companhia. A receita de vendas é apresentada líquida dos impostos incidentes, das devoluções, dos abatimentos e dos descontos concedidos.

A Companhia reconhece a receita quando: (i) o valor da receita pode ser mensurado com segurança; (ii) é provável que benefícios econômicos futuros fluirão para a entidade e (iii) quando critérios específicos tiverem sido atendidos para cada uma das atividades da Companhia, conforme descrição a seguir. O valor da receita não é considerado como mensurável com segurança até que todas as contingências relacionadas com a venda tenham sido resolvidas. A Companhia baseia suas estimativas em resultados históricos, levando em consideração o tipo de cliente, o tipo de transação e as especificações de cada venda.

A Companhia reconhece as receitas de vendas de energia em contratos bilaterais, leilões, Mecanismo de Realocação de Energia – MRE e *Spot* no mês de suprimento da energia de acordo com os valores constantes dos contratos e estimativas da Administração da Companhia, ajustados posteriormente por ocasião da disponibilidade dessas informações.

As receitas financeiras são reconhecidas conforme o prazo decorrido, usando o método da taxa de juros efetiva, registradas contabilmente em regime de competência e são representadas principalmente por rendimentos sobre aplicações financeiras, juros e descontos obtidos.

2.18. Distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio – JSCP

A distribuição de dividendos para os acionistas da Companhia, com base no seu Estatuto Social, é reconhecida como um passivo em suas demonstrações financeiras ao final do exercício.

O Estatuto Social da Companhia prevê que o pagamento de JSCP, pode ser deduzido do montante de dividendos a pagar. O montante calculado está em conformidade com a legislação vigente e o benefício fiscal gerado é reconhecido na demonstração do resultado.

3. ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CONTÁBEIS CRÍTICOS

As estimativas e os julgamentos contábeis são continuamente avaliados e baseiam-se na experiência histórica e em outros fatores, incluindo expectativas de eventos futuros, consideradas razoáveis para as circunstâncias.

3.1. Estimativas e premissas contábeis críticas

Com base em premissas, a Companhia faz estimativas com relação ao futuro. Por definição, as estimativas contábeis resultantes raramente serão iguais aos respectivos resultados reais. As estimativas e premissas que apresentam um risco significativo, com probabilidade de causar um ajuste relevante nos valores contábeis de ativos e passivos para o próximo exercício financeiro, estão contempladas abaixo:

3.1.1. Imposto de renda, contribuição social e outros impostos

O método do passivo de contabilização do imposto de renda e contribuição social é usado para imposto de renda diferido gerado por diferenças temporárias entre o valor contábil dos ativos e passivos e seus respectivos valores fiscais. O montante do imposto de renda diferido ativo é revisado a cada data das demonstrações financeiras e reduzido pelo montante que não seja mais realizável através de lucros tributáveis futuros. Ativos e passivos fiscais diferidos são calculados usando as alíquotas fiscais aplicáveis ao lucro tributável nos anos em que essas diferenças temporárias deverão ser realizadas. O lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas quando da definição da necessidade de registrar, e o montante a ser registrado, do ativo fiscal.

Os créditos, que têm por base diferenças temporárias, principalmente provisão para passivos tributários, bem como sobre provisão para perdas, foram reconhecidos conforme a expectativa de sua realização.

3.1.2. Vida útil de ativos de longa duração

A Companhia aplicou o custo atribuído na adoção inicial do IFRS de acordo com o CPC 27 (Ativo imobilizado) em 1º de janeiro de 2009 e contratou consultoria da Ernst & Young Terco para elaboração da avaliação do ativo imobilizado. A Companhia registra sua depreciação de acordo com a vida útil determinada pelos avaliadores que leva em consideração (i) os valores residuais dos ativos (de indenização ao final da concessão ou da autorização admitidos pelos reguladores) e (ii) respeita a vida útil econômica estimada pelos reguladores que vem sendo aceita pelo mercado como adequada, a menos que exista evidência robusta de que outra vida útil é mais adequada. A Companhia não acredita que existam indicativos de uma alteração material nas estimativas e premissas usadas no cálculo de perdas por recuperabilidade de ativos de vida longa.

3.2. Julgamentos críticos na aplicação das políticas contábeis da Companhia

Em decorrência da aplicação pela Companhia do custo atribuído na adoção inicial do IFRS em 1º de janeiro de 2009, houve acréscimo na despesa com depreciação de R\$ 110.894 no exercício de 2011 (R\$ 114.331 em 31 de dezembro de 2010).

4. GESTÃO DE RISCO FINANCEIRO

4.1. Fatores de risco financeiro

As atividades da Companhia a expõem a diversos riscos financeiros: risco de mercado (incluindo risco de taxa de juros de valor justo, risco de taxa de juros de fluxo de caixa e risco de preço), risco de crédito e risco de liquidez. A gestão de risco da Companhia se concentra na imprevisibilidade dos mercados financeiros e busca minimizar potenciais efeitos adversos no desempenho financeiro da Companhia.

A gestão de risco é realizada pela Companhia, segundo as políticas aprovadas pelo Conselho de Administração. A gestão de risco identifica, avalia e protege a Companhia contra eventuais riscos financeiros.

4.1.1. Risco de mercado

Risco do fluxo de caixa ou valor justo associado com taxa de juros

Considerando que a Companhia não tem ativos significativos em que incidam juros, o resultado e os fluxos de caixa operacionais da Companhia são, substancialmente, independentes das mudanças nas taxas de juros do mercado.

O risco de taxa de juros da Companhia decorre de debêntures de longo prazo. As debêntures emitidas às taxas variáveis expõem a Companhia ao risco de taxa de juros de fluxo de caixa.

A primeira emissão de debêntures da Companhia tem encargos financeiros correspondentes à variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI + 2,15% a.a. e variação do Índice de Preço ao Consumidor - IPCA + 11,60% a.a. (série 1 e série 2 respectivamente) e a segunda emissão de debêntures tem encargos financeiros correspondentes à variação do Índice Geral de Preços – Mercado - IGP-M + 8,59% a.a. Consequentemente, o resultado da Companhia é afetado pela variação desses índices de preços. O impacto causado pela variação do CDI, IPCA e IGP-M sobre as debêntures é minimizado pelo aumento dos preços nos contratos bilaterais e de leilão que também estão indexados à variação dos índices IPCA ou IGP-M.

4.1.2. Risco de crédito

O risco de crédito decorre de caixa e equivalentes de caixa, instrumentos financeiros, depósitos em bancos e instituições financeiras, bem como de exposições de crédito a clientes, incluindo contas a receber em aberto. Para bancos e instituições financeiras, são aceitos somente títulos de entidades independentemente classificadas com *rating* mínimo "A". No caso de clientes, a área de análise de crédito avalia a qualidade do crédito do cliente, levando em consideração sua posição financeira, experiência passada e outros fatores.

Nos contratos fechados com as distribuidoras através de leilão público, a Companhia procura minimizar os riscos de crédito com o uso de mecanismos de garantia envolvendo os recebimentos das distribuidoras. Os contratos de leilão têm linguagem padronizada e outros tipos de suportes de créditos podem ser fornecidos por iniciativa do comprador, como garantia bancária e cessão do Certificado de Depósito Bancário – CDB. A maioria das distribuidoras tem fornecido os suportes de crédito baseado em seus recebíveis.

O preço da energia elétrica vendida para distribuidoras e clientes livres determinados nos contratos de leilão e bilaterais está no nível dos preços fechados no mercado e eventuais sobras ou faltas de energia serão liquidadas no âmbito da CCEE. A empresa possui volumes contratados adequados (vide Nota 23).

4.1.3. Risco de liquidez

A Companhia monitora as previsões contínuas das exigências de liquidez para assegurar que ela tenha caixa suficiente para atender às necessidades operacionais. Essa previsão leva em consideração os planos de financiamento da dívida do grupo, cumprimento de cláusulas (“*covenants*”), cumprimento das metas internas do quociente do balanço patrimonial e, se aplicável, exigências regulatórias externas ou legais.

A Companhia investe o excesso de caixa em contas correntes com incidência de juros, depósitos a prazo, depósitos de curto prazo e títulos e valores mobiliários, escolhendo instrumentos com vencimentos apropriados ou liquidez adequada para fornecer margem suficiente conforme determinado pelas previsões acima mencionadas.

4.1.4. Risco de aceleração de dívidas

A Companhia tem debêntures, com cláusulas restritivas (“*covenants*”) normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas a atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros. Essas cláusulas restritivas foram atendidas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações (vide Nota 14).

4.1.5. Risco hidrológico

Risco associado à escassez de água destinada à geração de energia. O Sistema Interligado Nacional – SIN é atendido por 85% de geração hidráulica. Para atenuar estes riscos, foi criado o MRE, que é um mecanismo financeiro de compartilhamento entre as regiões do SIN dos riscos hidrológicos das usinas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema – ONS. É importante ressaltar que o risco é sistêmico, ou seja, haverá efetivo risco às empresas que possuem usinas hidroelétricas quando o sistema como um todo estiver em condição hidrológica desfavorável e não apenas a região onde estas usinas estão localizadas.

4.1.6. Risco de regulação

As atividades da Companhia, assim como de seus concorrentes são regulamentadas e fiscalizadas pela Aneel. Qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre as atividades da Companhia.

4.1.7. Risco ambiental

As atividades e instalações da Companhia estão sujeitas a diversas leis e regulamentos federais, estaduais e municipais, bem como a diversas exigências de funcionamento relacionadas à proteção do meio ambiente. Adicionalmente, eventual impossibilidade de a Companhia operar suas usinas em virtude de autuações ou processos de cunho ambiental poderá comprometer a geração de receita operacional e afetar negativamente o resultado da Companhia.

A Companhia utiliza-se da política de gestão de Meio Ambiente, Saúde e Segurança – MASS para assegurar o equilíbrio entre a conservação ambiental e o desenvolvimento de suas atividades, minimizando os riscos para a Companhia.

4.1.8. Análise da sensibilidade

Nos termos da Instrução CVM nº 475/2008, a Companhia, em complemento ao disposto no item 59 do CPC 14 – Instrumentos Financeiros: Reconhecimento, Mensuração e Evidenciação, divulga quadro demonstrativo de análise de sensibilidade para cada tipo de risco de mercado considerado

relevante pela Administração, originado por instrumentos financeiros, compostos exclusivamente por debêntures, ao qual a companhia está exposta na data de encerramento do exercício.

O cálculo da sensibilidade para o cenário provável de 2012 foi realizado considerando a variação entre as taxas e índices vigentes em 2011 e as premissas disponíveis no mercado para 2012 (fonte: Focus Banco Central do Brasil) e a análise de sensibilidade considerou ainda outros dois cenários, com variações de 25% e 50% sobre as taxas de juros e índices flutuantes em relação ao cenário provável. Demonstramos a seguir, os impactos no resultado financeiro da Companhia para os três cenários estimados em 2012:

Risco de variação dos índices flutuantes		2011	Cenário Δ Provável	Cenário Δ 25%	Cenário Δ 50%
Debêntures					
IGPM	Alta do IGP-M	571.002	(1.692)	7.215	14.424
IPCA	Alta do IPCA	111.476	(120)	1.555	3.108
CDI	Alta do CDI	128.772	(9.652)	972	1.936
		811.250	(11.464)	9.742	19.468

Variação dos índices	Índices 2011	Projeções Índices 2012	Cenário Δ Provável	Cenário Δ 25%	Cenário Δ 50%
IGPM	5,10%	5,06%	-0,04%	6,33%	7,60%
IPCA	6,50%	5,38%	-1,12%	6,72%	8,07%
CDI	11,60%	9,71%	-1,89%	12,13%	14,56%

4.2. Gestão de capital

	2011	2010
Total das debêntures	811.250	837.186
Caixa e equivalentes de caixa	210.371	495.772
Dívida líquida	600.879	341.414
Total do patrimônio líquido	2.825.265	3.253.807
Total do capital	3.426.144	3.595.221
Índice de alavancagem financeira (%)	17,5	9,5

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar sua capacidade de continuidade para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de manter uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo.

Para manter ou ajustar a estrutura do capital, a Companhia pode rever a política de pagamento de dividendos ou devolver capital aos acionistas.

O índice de alavancagem financeira é obtido pela fração da dívida líquida pelo total do capital.

4.3. Estimativa do valor justo

Pressupõe-se que os saldos das contas a pagar aos fornecedores e as contas a receber de clientes pelo valor contábil, menos a perda (*impairment*), esteja próxima de seus valores justos. O valor justo dos passivos financeiros, para fins de divulgação, é estimado mediante o desconto dos fluxos de caixa contratuais futuros pela taxa de juros vigente no mercado, que está disponível para a Companhia para instrumentos financeiros similares.

O valor justo dos instrumentos financeiros negociados em mercados ativos é baseado nos preços de mercado, cotados na data do balanço. Um mercado é visto como ativo se os preços cotados estiverem pronta e regularmente disponíveis a partir de uma bolsa, distribuidor, corretor, grupo de indústrias, serviço de precificação, ou agência reguladora, e aqueles preços representam transações de mercado reais e que ocorrem regularmente em bases puramente comerciais. O preço de mercado cotado utilizado para os ativos financeiros mantidos pela Companhia é o preço de concorrência atual.

5. QUALIDADE DO CRÉDITO DOS ATIVOS FINANCEIROS

A qualidade do crédito dos ativos financeiros que não estão vencidos pode ser avaliada mediante referência às classificações externas de crédito (se houver) ou às informações históricas sobre os índices de inadimplência de contrapartes (vide Notas 6 e 7):

Caixa e equivalentes de caixa	2011	2010
Standard & Poor's		
A-3	163.129	199.265
A-2	3.955	9.335
A-1	8	219.953
B	-	9.416
Moody's		
BR-1	43.279	57.803
Total	210.371	495.772

6. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	2011	2010
Caixa e bancos		
Moeda nacional	1.296	836
Moeda estrangeira	-	128
Aplicações financeiras		
Moeda nacional		
Certificado de depósito bancário - CDB	204.226	435.655
Fundo Renda Fixa	4.849	-
Fundo de investimento exclusivo		
Renda fixa	-	58.035
Renda variável	-	1.177
Outros valores a (pagar) / receber	-	(59)
	210.371	495.772

As aplicações financeiras correspondem às operações de fundos de investimentos de renda fixa, fundo de investimento exclusivo multimercado consolidado e certificados de depósitos bancários, as quais são realizadas com instituições que operam no mercado financeiro nacional e são contratadas em condições e taxas normais de mercado, tendo como característica alta liquidez, baixo risco de crédito e remuneração pela variação do – CDI. Os ganhos ou perdas decorrentes de variações no valor justo desses ativos são apresentados na demonstração do resultado em “resultado financeiro” no período em que ocorrem.

7. CLIENTES

	2011		2010	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Clientes de contratos bilaterais	66.177	-	52.894	-
Clientes de leilão	44.708	-	42.248	-
Energia de curto prazo (MRE/Spot)	11.455	-	8.931	-
Recomposição tarifária extraordinária - RTE	-	-	-	1.653
	122.340	-	104.073	1.653
Provisão p/ créditos de liquidação duvidosa	(10.630)	-	(7.643)	(1.653)
	111.710	-	96.430	-

Composição do contas a receber:

	2011	2010
A vencer	110.712	96.606
Vencidas		
Até 30 dias	1.026	131
De 31 dias a 60 dias	573	158
De 61 dias a 90 dias	418	884
Mais de 90 dias	9.611	6.294
	11.628	7.467
	122.340	104.073

As faturas emitidas pela Companhia referentes aos contratos bilaterais são emitidas com vencimento único no mês seguinte ao do suprimento, enquanto os contratos de leilão são desdobrados em três parcelas iguais, com vencimentos nos dias 15 e 25 do mês seguinte ao do suprimento e no dia 5 do segundo mês subsequente.

A Companhia constituiu provisão para créditos de liquidação duvidosa para Contratos de Compra e Venda de Energia, cujas formas e valores faturados estão em discussão, bem como da parcela referente à inadimplência verificada nas vendas de energia de curto prazo no âmbito da CCEE.

Em 31 de dezembro de 2011, a Companhia apresentava o valor de R\$ 11.628 (R\$ 7.467 em 2010) nas contas a receber de clientes vencidas. A Companhia encontra-se em processo avançado de negociação a fim de recuperar parcialmente os valores faturados que estão em atraso.

Em virtude de despesas com a compra de energia livre no mercado de curto prazo ("Energia Livre"), forçada pela redução da geração de energia elétrica nas usinas participantes do MRE, durante o período do racionamento, ocorrido entre 2001 e 2002, foi elaborado, no âmbito do Acordo Geral do Setor Elétrico o Acordo de Reembolso de Energia Livre, que estabelece o compromisso de ressarcimento pelas distribuidoras (arrecadoras da RTE) da Companhia, esses recursos deveriam ser recebidos num prazo médio de 72 meses, conforme determinado pela Resolução GCE nº 91/2001, e pela Resolução Aneel nº 31/2004.

A Companhia, nos períodos de 2007, 2008, 2010 e 2011 baixou respectivamente os valores de RTE de R\$ 40.572, de R\$ 32.827, de R\$ 1.255 e de R\$ 1.670, anteriormente constantes do saldo de Contas a Receber – Clientes, e também do saldo de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa foi revertido para a rubrica de Despesas com Vendas conforme instrução expressa recebida da Aneel, em conformidade com o item 16 do Ofício Circular SFF/Aneel nº 2.409/2007.

8. IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES

	2011		2010	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
ATIVO				
IRPJ e CSLL a recuperar	21.853	-	7.066	-
PIS e COFINS a recuperar	276	-	260	-
ICMS a recuperar	34	398	411	436
ISS	21	-	21	-
INSS	39	-	39	-
	22.223	398	7.797	436
PASSIVO				
IRPJ e CSLL	-	-	5.693	-
PIS e COFINS	7.877	-	6.380	-
ICMS	472	-	1.227	-
IRRF sobre JSCP	14.611	-	2.848	-
Outros	117	-	121	-
	23.077	-	16.269	-
ATIVO DE IMPOSTO DIFERIDO				
Diferenças temporárias	-	(11.646)	-	(10.737)
Benefício fiscal	-	(46.120)	-	(51.293)
PASSIVO DE IMPOSTO DIFERIDO				
Ajuste de avaliação patrimonial	-	522.844	-	562.615
PASSIVO DE IMPOSTO DIFERIDO (LÍQUIDO)	-	465.078	-	500.585

A Companhia optou pelo RTT de apuração do lucro real, que trata dos ajustes tributários decorrentes dos novos métodos e critérios contábeis introduzidos pela Lei nº 11.638/2007, e pelos arts. 36 e 37 da Medida Provisória nº 449/2008 (convertida na Lei nº 11.941/2009), que modificam o critério de reconhecimento de receitas, custos e despesas computadas na apuração do lucro líquido do exercício definido no Art. 191 da Lei nº 6.404/1976, não terão efeitos para fins de apuração do lucro real da pessoa jurídica sujeita ao RTT, devendo ser considerados, para fins tributários, os métodos e critérios contábeis vigentes em 31 de dezembro de 2007.

8.1. Imposto de renda e contribuição social diferidos

Em 1º de janeiro de 2009, conforme previsto no CPC 27 (Ativo imobilizado) e em atendimento às orientações contidas no ICPC 10 (Interpretação sobre a aplicação inicial ao ativo imobilizado e à propriedade para investimento dos pronunciamentos técnicos CPCs 27, 28, 37 e 43), a Companhia reconheceu o valor justo do ativo imobilizado (custo atribuído) na data da adoção inicial dos CPCs e do IFRS. Em decorrência, a Companhia também reconheceu os correspondentes valores de imposto de renda e de contribuição social diferidos, nessa data de transição.

Em 31 de dezembro de 2011, a Companhia efetuou provisão para imposto de renda e contribuição social diferidos sobre ganho de avaliação patrimonial do plano de pensão e aposentadoria no montante de R\$ 1.665 (R\$ 586 em 31 de dezembro de 2010).

Em 31 de dezembro de 2011, as diferenças intertemporais representadas por despesas dedutíveis no futuro, apresentam o montante de R\$ 34.254 (R\$ 31.578 em 31 de dezembro de 2010). A realização do imposto de renda e contribuição social ocorrerá na medida em que tais valores sejam oferecidos à tributação.

A Companhia apresenta o imposto de renda e contribuição social diferidos no grupo não circulante conforme CPC 26 (Apresentação das demonstrações contábeis).

8.2. Benefício fiscal – Ágio incorporado

O montante de ágio absorvido pela Companhia, em razão da incorporação da Duke Energia do Sudeste Ltda (“Duke Sudeste”), teve como fundamento econômico a expectativa de resultados futuros e será amortizado até 2030, conforme estipulado pela Resolução Aneel nº 28/2002, baseado na projeção de resultados futuros, elaborada por consultores externos naquela data. A Companhia constituiu provisão para manter a integridade do patrimônio, cuja reversão neutralizará o efeito da amortização do ágio no balanço patrimonial; segue sua composição:

			2011	2010
	Ágio	Provisão	Valor Líquido	Valor Líquido
Saldos oriundos da incorporação	305.406	(201.568)	103.838	103.838
Realização	(169.745)	112.027	(57.718)	(52.545)
Saldos no final do exercício	135.661	(89.541)	46.120	51.293

Para fins de apresentação das demonstrações financeiras, o valor líquido correspondente ao benefício fiscal – imposto de renda e contribuição social, acima descrito, está sendo apresentado no balanço patrimonial como conta redutora desses mesmos tributos no passivo não circulante, na rubrica impostos diferidos. Na forma prevista pela regulamentação da Comissão de Valores Mobiliários – CVM, não há efeitos no resultado no período conforme demonstrado a seguir:

	2011	2010
Amortização do ágio	(15.214)	(16.003)
Reversão da provisão	10.041	10.562
Benefício fiscal	5.173	5.441
Efeito líquido no exercício	-	-

Realização do benefício fiscal referente ágio incorporado da Duke Sudeste.

	2012	2013	2014	2015	2016 em diante	Total
Realização estimada	4.926	4.676	4.334	4.002	28.182	46.120

8.3. Demonstrações da apuração do imposto de renda e contribuição social

A reconciliação entre a despesa de imposto de renda e de contribuição social pela alíquota nominal e pela efetiva está demonstrada a seguir:

	2011		2010	
	Imposto Renda	Contrib. Social	Imposto Renda	Contrib. Social
Lucro contábil antes do IRPJ e CSLL	373.271	373.271	261.660	261.660
Ajustes decorrentes do RTT	112.269	112.269	117.905	117.905
Lucro antes do IRPJ e CSLL e após ajuste do RTT	485.540	485.540	379.565	379.565
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL	25%	9%	25%	9%
IRPJ e CSLL a alíquotas da legislação	121.361	43.699	94.867	34.161
Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva				
Amortização encargo credor Inflacionário	(9.772)	882	(9.772)	882
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	1.333	1.333	3.742	3.742
Benefício fiscal - ágio incorporado (Res. Aneel nº 02/2002)	(15.214)	(15.214)	(16.003)	(16.003)
Despesas indedutíveis	11.016	9.914	6.208	4.977
Juros sobre o capital próprio	(98.211)	(98.211)	(18.887)	(18.887)
Outros	1.188	1.343	(1.902)	(1.738)
Base de cálculo tributável	375.880	385.587	342.951	352.538
Alíquota aplicável	25%	9%	25%	9%
IRPJ e CSLL correntes	93.945	34.703	85.714	31.728
Incentivos fiscais				
Lei de Incentivo ao Esporte	(179)	-	(168)	-
Lei Rouanet e Fundo da Criança	(2.618)	-	(1.652)	-
Ajustes de IRPJ e CSLL de anos anteriores	-	-	(232)	(37)
Total IRPJ e CSLL correntes com efeito no resultado	91.148	34.703	83.662	31.691
Base de cálculo tributável das diferenças temporárias no resultado	(99.533)	(99.533)	(100.583)	(100.583)
Alíquota aplicável	25%	9%	25%	9%
IRPJ e CSLL diferidos com efeito no resultado	(24.884)	(8.957)	(25.146)	(9.052)
Movimentação das diferenças temporárias no patrimônio líquido	(4.899)	(4.899)	(1.722)	(1.722)
Base de cálculo tributável	(4.899)	(4.899)	(1.722)	(1.722)
Alíquota aplicável	25%	9%	25%	9%
IRPJ e CSLL diferidos com efeito no patrimônio líquido	(1.224)	(441)	(431)	(155)

Foram excluídos na apuração das bases de cálculos dos tributos federais da Companhia, conforme determinado no RTT, os ajustes contábeis decorrentes da aplicação das seguintes normas: CPC 33 (Benefícios a empregados), CPC 10 (R1) (Pagamento baseado em ações) e CPC 27 (Ativo imobilizado).

Em 31 de dezembro de 2011, os totais de IRPJ e CSLL corrente e diferido foram de R\$ 125.851 e R\$ 33.841, respectivamente (R\$ 115.353 e R\$ 31.168 respectivamente em 2010).

9. DEPÓSITOS JUDICIAIS

	2011	2010
Ambiental	2.752	2.562
Fiscal:		
IPTU (Município de Primeiro de Maio)	1.134	1.055
Multa de mora sobre IRRF, IRPJ e CSLL	800	735
Multa de mora sobre PIS, COFINS, IRPJ, CSLL e IOF	5.632	-
Cide	579	546
	10.897	4.898

Estão classificados nesta rubrica somente os depósitos judiciais recursais não relacionados com as contingências passivas prováveis e todos são atualizados monetariamente (vide Nota 17).

- i. **Ambiental** – Depósito judicial efetuado pela Companhia em setembro de 2010 nos autos da ação anulatória nº 006/2010, em trâmite perante a Comarca de Paranavaí/PR, referente à multa administrativa imposta pelo Instituto Ambiental do Paraná – IAP à Usina Rosana.
- ii. **Fiscal:**
 - a. **IPTU (Município de Primeiro de Maio)** – A Companhia ajuizou ação anulatória de débitos fiscais em face do Município de Primeiro de Maio, débitos estes relativos ao Imposto Predial Territorial Urbano - IPTU incidente sobre imóveis que correspondem à parte do reservatório da bacia de Capivara. Os depósitos judiciais ocorreram em 2008 e 2010.
 - b. **Multa de mora sobre IRRF, IRPJ e CSLL** – Depósitos judiciais efetuados em 2008 e 2010 atualizados monetariamente referentes a mandado de segurança ajuizado com o objetivo de obter concessão de segurança para fins de ser reconhecida a quitação de valores de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF, IRPJ e CSLL sem a exigência de multa moratória, face à denúncia espontânea realizada.
 - c. **Multa de mora sobre PIS, COFINS, IRPJ, CSLL e IOF** – Em agosto de 2011, foi efetuado depósito judicial nos autos do mandado de segurança impetrado pela Companhia em 2004 para fins de garantia do juízo e suspensão da exigibilidade do débito fiscal relativo à multa de mora de PIS, COFINS, IRPJ, CSLL e IOF. A Companhia, apoiada em parecer de assessores legais, entende que a multa de mora não é devida a partir de denúncia espontânea, conforme previsto no artigo 138 do Código Tributário Nacional e, assim, nenhum passivo foi contabilizado em relação a essa discussão.
 - d. **Cide** – A Companhia ajuizou mandado de segurança com o objetivo de ver reconhecido seu direito líquido e certo de efetuar pagamento do contrato firmado com uma empresa estrangeira para prestação de serviço de consultoria financeira, sem a obrigação do recolhimento da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – Cide, incidente sobre a remessa das divisas ao exterior, conforme determina a Lei nº 10.332/2001. Desta forma, visando manter sua regularidade fiscal perante aos órgãos públicos, a Companhia efetuou o depósito judicial em 2005.

10. ATIVO IMOBILIZADO

a) Composição

	2011		2010	Taxas de
	Depreciação	Valor	Valor	Depreciação/
Custo	Acumulada	Líquido	Líquido	Amortização
Em serviço				
Terrenos	210.997	-	210.997	-
Reservatórios, barragens e adutoras	3.503.118	(475.860)	3.027.258	4,5%
Edificações, obras civis e benfeitorias	469.440	(108.047)	361.393	5,8%
Máquinas e equipamentos	698.794	(119.207)	579.587	5,6%
Veículos	4.289	(1.745)	2.544	20,0%
Móveis e utensílios	6.411	(2.017)	4.394	16,4%
(-) Reserva usinas Canoas I e II	(200.675)	-	(200.675)	
	4.692.374	(706.876)	3.985.498	4.200.577
Em curso				
Reservatórios, barragens e adutoras	145	-	145	17
Edificações, obras civis e benfeitorias	-	-	-	36
Máquinas e equipamentos	14.820	-	14.820	13.840
Móveis e utensílios	689	-	689	1.299
	15.654	-	15.654	15.192
Terrenos	4.249	-	4.249	4.067
Veículos	81	-	81	-
	4.712.358	(706.876)	4.005.482	4.219.836
(-) Obrigações vinculadas à concessão (vide Nota 18)	(7.254)	207	(7.047)	(6.646)
	4.705.104	(706.669)	3.998.435	4.213.190

b) Movimentação do ativo imobilizado

	Valor líquido em 31/12/2010	Adições	Deprec.	Baixas	Reclassif. e transf.	Valor líquido em 31/12/2011
Terrenos	215.064	182	-	-	-	215.246
Reservatórios, barragens e adutoras	3.177.730	217	(158.649)	-	8.105	3.027.403
Edificações, obras civis e benfeitorias	388.463	210	(27.238)	(49)	7	361.393
Máquinas e equipamentos	631.680	12.636	(39.264)	(2.433)	(8.212)	594.407
Veículos	2.652	1.335	(809)	(552)	(1)	2.625
Móveis e utensílios	4.922	1.061	(805)	(196)	101	5.083
(-) Reserva usinas Canoas I e II	(200.675)	-	-	-	-	(200.675)
	4.219.836	15.641	(226.765)	(3.230)	-	4.005.482
(-) Obrigações vinculadas à concessão	(6.646)	(489)	88	-	-	(7.047)
	4.213.190	15.152	(226.677)	(3.230)	-	3.998.435

10.1. Custo atribuído no ativo imobilizado

A Companhia aplicou o custo atribuído na adoção inicial do IFRS de acordo com o CPC 27 (Ativo imobilizado) e contratou a consultoria da Ernst & Young Terco para elaboração da avaliação do Ativo Imobilizado. A Avaliação foi realizada com base nas normas e procedimentos da Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, método de depreciação de Ross-Heidecke, que considera o estado de conservação e a vida transcorrida da edificação para obter seu custo atribuído, além das demais determinações contidas na legislação pertinente.

Em 1º de janeiro de 2009, data da adoção inicial do IFRS, o ativo imobilizado foi acrescido em R\$ 2.083.565 pela aplicação do custo atribuído em contrapartida de ajustes de avaliação patrimonial no grupo do patrimônio líquido. No contexto do cálculo do valor justo, a Companhia considerou os valores residuais reembolsáveis de concessão e o acréscimo do valor justo foi limitado ao valor de indenização. Desta forma, a Companhia constituiu reserva de R\$ 200.675, referente saldo residual ao final da concessão das usinas Canoas I e II.

A despesa incremental de depreciação, calculada sobre os ajustes ao custo atribuído nos exercícios findos em 31/12/2011 e 31/12/2010 foi de R\$ 110.894 e R\$ 114.331, respectivamente.

Para a avaliação dos bens móveis, utilizou-se principalmente o método da quantificação do custo. No que concerne ao método comparativo direto de dados de mercado, ele depende da natureza do ativo, da disponibilidade de informações relevantes de mercado, assim como das informações na lista de ativos fixos.

O método comparativo direto de dados de mercado baseia-se em condições e transações do mercado. Neste método, o custo atribuído é determinado através da comparação de transações recentes e ofertas de bens similares ao bem avaliado, quando disponíveis.

No método comparativo direto de dados de mercado, a depreciação física e outras obsolescências são medidas pelo próprio mercado, já que os bens são cotados no estado (usados).

Para os ativos que não possuem informações de mercado suficientes, foi considerada a utilização do método da quantificação do custo. Na análise dos avaliadores, o Custo de Reprodução ou Reposição do Bem Novo – CRN, para cada bem, foi calculado tanto na maneira direta quanto na indireta. Sob o método direto, o CRN estimado para os ativos foi alcançado utilizando-se dos preceitos de *Greenfield* que, neste contexto, indica que a estimativa de CRN considera a reposição/reprodução do bem num local não preparado para tal, ou seja, consideram-se todos os custos inerentes à instalação e operação do ativo.

Para todos os outros ativos aos quais não foi aplicado o método do custo direto, utilizou-se o método indireto. Neste método, o CRN de cada ativo ou grupo de ativos foi determinado atualizando o custo contabilizado original tendo em conta as idades e tipos de cada ativo. Esses custos geralmente incluem o custo-base do ativo e quaisquer custos adicionais considerando sua instalação.

Devido ao fato dos ativos estarem em uso há certo tempo, é razoável assumir que seu custo atribuído é menor do que seu CRN. Portanto, devem-se considerar obsolescências físicas e funcionais assim como diversos fatores econômicos que podem afetar sua utilidade e valor.

Adicionalmente, foram considerados fatores residuais para os ativos partindo-se do pressuposto de que, se um ativo está em uso, ele possui valor para a empresa independente de sua vida transcorrida. Para as contas “Barragem”, “Máquinas” e “Móveis”, aplicou-se um fator residual de 5% incidindo sobre seu valor de reposição. Para a conta de veículos, o fator atribuído foi de 10%. Vale lembrar que no caso de veículos avaliados a valor de mercado, não há necessidade de utilização de fator residual.

Os terrenos foram mantidos a custo histórico devido a Companhia entender que correspondem aos seus valores residuais, isto é, são os valores aceitos pelo órgão regulador para fins de indenização ao final da concessão.

10.2. Taxas de depreciação

A Companhia registra sua depreciação de acordo com a vida útil determinada pelos avaliadores que leva em consideração a vida útil econômica estimada pelos reguladores que vem sendo aceita pelo mercado como adequada, a menos que exista evidência robusta de que outra vida útil é mais adequada. Os terrenos não são depreciados.

10.3. Bens vinculados à concessão

De acordo com o inciso XI da cláusula 6ª do contrato de concessão, é vedada à Companhia alienar ou ceder a qualquer título os bens e instalações considerados servíveis à concessão sem a prévia e expressa autorização da Aneel. A Resolução Aneel nº 20/1999 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação. Encontra-se na Aneel a audiência pública nº 39/2010, que trata da revisão da resolução supra mencionada.

10.4. Contratos de Concessão

Em 22 de setembro de 1999, a Companhia e a Aneel assinaram o contrato de Concessão de Geração nº 76/1999, que regula as concessões de UBP para geração de energia elétrica das usinas Jurumirim, Chavantes, Salto Grande, Capivara, Taquaruçu e Rosana, outorgadas pelo Decreto s/nº de 20 de setembro de 1999. O contrato concede à Companhia o direito de produção e comercialização de energia elétrica na condição de produtor independente, deixando, a partir daquela data, de recolher a Reserva Global de Reversão – RGR, para contribuir com uma taxa de UBP, por um período de 5 anos. O prazo de duração da concessão e do contrato é de 30 anos a partir da data de assinatura do mesmo, podendo ser renovado por período adicional de 20 anos.

Em 14 de janeiro de 2000, a Aneel, através da Resolução nº 14, homologou o 6º Termo Aditivo ao contrato de constituição do Consórcio Canoas, tendo como partes a Companhia, como produtora independente de energia elétrica, e a Companhia Brasileira de Alumínio – CBA. Tal contrato prevê que 50,3% da energia gerada serão disponibilizados à CBA e os 49,7% restantes pertencerão à Companhia. Eventuais sobras de energia não utilizadas pela CBA devem ser absorvidas, sem ônus, pela Companhia. Reciprocamente, em regime normal de operação, quando a geração for inferior ao estabelecido contratualmente, a diferença será complementada, sem ônus, pela Companhia. O contrato de concessão tem prazo de vigência de 35 anos a partir da data de assinatura do mesmo, podendo ser renovado por período adicional de 20 anos.

Em agosto de 2011, foi assinado aditivo de contrato que tem como objeto a regularização da capacidade instalada das usinas hidrelétricas Capivara, Jurumirim, Taquaruçu, Rosana e Salto Grande com a consequente adequação do anexo 01 do Contrato de Concessão nº 76/1999. Desta forma, a capacidade instalada passou de 2.307 MW para 2.241 MW.

Concessões em 31/12/2011								
Contrato de Concessão					Potência Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW médio)	Início da Concessão	Vencimento da Concessão
ANEEL	Usina	Tipo	UF	Rio				
76/1999	Jurumirim	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	101	47	22/9/1999	21/9/2029
76/1999	Chavantes	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	414	172	22/9/1999	21/9/2029
76/1999	Salto Grande	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	73	55	22/9/1999	21/9/2029
76/1999	Capivara	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	619	330	22/9/1999	21/9/2029
76/1999	Taquaruçu	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	525	201	22/9/1999	21/9/2029
76/1999	Rosana	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	354	177	22/9/1999	21/9/2029
183/1998	Canoas I	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	83	57	30/7/1998	29/7/2033
183/1998	Canoas II	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	72	48	30/7/1998	29/7/2033
					2.241	1.087		

10.5. Expansão 15%

A Companhia, por meio do Edital de Privatização nº SF/001/99 do Estado de São Paulo, comprometeu-se, no prazo máximo de oito anos (a contar de setembro de 1999), e respeitadas as restrições regulamentares, a: (i) aumentar a sua capacidade instalada no Estado de São Paulo em 15%; ou (ii) contratar esse mesmo montante de energia proveniente de novos empreendimentos construídos no referido Estado, por prazo superior a cinco anos. Apesar dos esforços da Companhia, não foi possível cumprir com tais obrigações, seja por razões regulatórias supervenientes à assinatura do Contrato de Concessão nº 76/1999, ou impossibilidade técnica e física de expansão da capacidade de geração no Estado de São Paulo.

A Companhia está envolvida em tratativas com a Aneel, com o Governo de São Paulo e com o Ministério Público Federal a respeito do assunto desde 2004.

De acordo com o Despacho nº 3.168/2008, a Aneel concordou em não incluir cláusula de prorrogação do prazo de cumprimento da obrigação de expansão no Contrato de Concessão da Companhia, por entender que a obrigação estabelecida no edital de privatização vincula o alienante do controle societário (ou seja, o Estado de São Paulo) e não o Poder Concedente Federal. Portanto, o assunto continua em análise pela Procuradoria do Estado de São Paulo.

Em 16 de julho de 2009, a Companhia recebeu uma Notificação do Estado de São Paulo solicitando que comprovasse as providências adotadas para cumprimento da obrigação de expansão da sua capacidade instalada de geração no Estado de São Paulo em, no mínimo, 15% conforme o Edital de Privatização da Companhia e o Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado com o Estado de São Paulo. Tal Notificação foi recebida pela Companhia após o Estado de São Paulo ter sido instado nos autos do Inquérito Civil n.º 535/2007 a informar as providências adotadas em face da Companhia e AES Tietê S.A. A Companhia apresentou sua resposta em 17 de julho de 2009 e já apresentou Contra Notificação contrapondo as alegações aduzidas pelo Estado de São Paulo, nos termos da Notificação Judicial, esclarecendo que desde 2000 vem envidando esforços para o cumprimento de tal obrigação e, a despeito da superveniência do Novo Modelo, continua estudando oportunidades de investimento no Estado de São Paulo. Em agosto de 2010, a Companhia tomou conhecimento de que foi determinada a prorrogação do prazo para a conclusão do referido Inquérito Civil por mais 180 dias.

Adicionalmente, a Companhia – em conjunto com a empresa AES Tietê S.A., a Aneel, a Fazenda Pública do Estado de São Paulo e a União Federal – figura como ré em ação popular ajuizada por Wilson Marques de Almeida e outros cidadãos, com o objetivo de aplicação das penalidades expressas nas cláusulas 9ª, 10ª e 11ª do Contrato de Concessão, baseado no descumprimento dessa obrigação de expansão da capacidade produtiva. Em 21 de setembro de 2010, foi proferida sentença extinguindo o feito sem a resolução de mérito por falta de pressuposto de constituição e desenvolvimento válido e regular do processo, com fundamento do artigo 267, inciso IV, do Código de Processo Civil. Os autores apresentaram recurso de apelação contra referida sentença, o qual aguarda julgamento pelo Tribunal Regional Federal - 3ª Região.

A Companhia informou, por meio de fato relevante divulgado em 1º de Setembro de 2011 que recebeu citação processual, no dia 31 de agosto de 2011, sobre a Ação de Obrigação de Fazer contra a Companhia, em trâmite perante a 12ª Vara da Fazenda Pública do Foro Central, ajuizada pela Fazenda do Estado de São Paulo (“Ação Ordinária”), com o objetivo de compelir a Companhia a cumprir a obrigação de expansão da sua capacidade instalada de geração no Estado de São Paulo, em no mínimo 15%, prevista no Contrato de Compra e Venda de Ações da Companhia, assinado em 05 de agosto de 1999, firmado em decorrência do processo de privatização da Companhia (“Obrigação de Expansão”).

A Companhia informa ainda que a juíza responsável pela Ação Ordinária em questão deferiu o pedido de tutela antecipada, requerido pela Fazenda do Estado de São Paulo, determinando que a Companhia apresentasse plano de expansão para cumprimento da Obrigação de Expansão, o que foi cumprido pela Companhia em 11 de novembro de 2011.

A Companhia apresentou ainda, dentro do prazo legal, contestação à Ação Ordinária e continuará cumprindo com suas obrigações e tomando as medidas que entender cabíveis relacionadas ao caso. De acordo com os assessores legais da Companhia, a suposta obrigação de expansão não mais subsiste frente à legislação vigente.

11. INTANGÍVEL

O saldo em 31 de dezembro de 2011 é constituído por direitos de uso de *software*, servidão de passagem e pela Utilização do Bem Público - UBP.

a) Composição

	2011		2010
	Custo	Amortização Acumulada	Valor Líquido
Em serviço			
UBP	53.494	(20.210)	33.284
Software	21.022	(17.453)	3.569
Servidão de passagem	75	-	75
	74.591	(37.663)	36.928
Em curso			
Software	798	-	798
	75.389	(37.663)	37.726

b) Movimentação intangível

	Valor Líquido em 31/12/2010	Adições	Amortiz.	Valor Líquido em 31/12/2011
UBP	35.121	-	(1.837)	33.284
Software	5.482	1.111	(2.226)	4.367
Servidão de passagem	75	-	-	75
	40.678	1.111	(4.063)	37.726

12. FORNECEDORES

	2011		2010	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Suprimento de energia elétrica	72	-	7	-
Materiais e serviços	5.158	-	4.374	-
Encargos de uso da rede elétrica				
Tust	7.630	-	6.677	-
Encargos de conexão	16	-	14	-
	12.876	-	11.072	-
Tusd-g	50.709	-	23.353	44.488
(-) Depósito judicial ref. Tusd-g	(42.846)	-	-	(21.871)
	7.863	-	23.353	22.617
	20.739	-	34.425	22.617

A rubrica de suprimento de energia elétrica refere-se ao processo de compra de energia via sistema MRE e *Spot*.

A rubrica de materiais e serviços engloba a compra de materiais e serviços contratados.

Encargos de uso da rede elétrica

A Aneel regula as tarifas que regem o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão. As tarifas devidas pela Companhia são: (i) Tarifas de Uso de Sistema de Transmissão – Tust; (ii) Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição Aplicáveis às Unidades Geradoras Conectadas aos Sistemas de Distribuição – Tusd-g; e (iii) Encargos de Conexão (vide Nota 23.3).

A Companhia atualmente discute judicialmente a revisão dos valores a serem pagos por conta da Tusd-g, pelo entendimento de que as Demais Instalações de Transmissão – DITs e os Transformadores de Fronteira integram o sistema de transmissão e que a tarifa por remunerar estes ativos do sistema de transmissão deve ser calculada com base na diretriz do sinal locacional.

Em setembro de 2008, a Companhia ajustou o valor registrado por uma melhor estimativa de cálculo com base em estudos técnicos elaborados pela Universidade de São Paulo – USP. De acordo com o parecer dos assessores jurídicos da Companhia, as chances de êxito nesta discussão são possíveis.

Em dezembro de 2008, o Ilmo. Sr. Dr. Diretor-Geral da Aneel, contactou a Companhia com proposta de acordo com vistas à solução extrajudicial da discussão que envolve os valores da Tusd-g. Tal acordo, em síntese, seria realizado nos seguintes termos: (i) a Companhia pagaria à Elektro e à Vale Paranapanema (empresas de distribuição cujas instalações são remuneradas pela Tusd-g devida pela Companhia) os valores da Tusd-g relativos aos períodos de julho de 2004 a junho de 2009, calculado de acordo com a metodologia do selo postal; (ii) o referido pagamento poderia ser parcelado em 36 meses, contados a partir de janeiro de 2009, sem a incidência de multa; (iii) o acordo seria formalizado por meio da assinatura dos Contratos de Uso do Sistema de Distribuição – Cusd em janeiro de 2009; e (iv) a Aneel publicaria em julho de 2009 resolução com nova metodologia de cálculo para a Tusd-g com base na diretriz legal do sinal locacional.

Visto que a proposta de tal acordo não alterou em nada a situação fática e jurídica questionada judicialmente pela Companhia, a proposta feita pela Aneel não foi aceita.

No final de janeiro de 2009, a Aneel conseguiu suspender os efeitos da Decisão da Tutela Antecipada obtida pela Companhia em julho de 2008 até o julgamento do recurso de Agravo de Instrumento promovido pela Aneel. No início de fevereiro de 2009, a Companhia apresentou pedido de reconsideração e contraminuta ao Agravo de Instrumento da Aneel.

Ainda em fevereiro de 2009, o pedido de reconsideração da Companhia foi negado e atualmente aguarda-se o julgamento final do agravo.

No início de março de 2009, a Companhia recebeu, Termo de Notificação nº 141/09-SFG emitido pela Aneel, o qual aponta que a Companhia (i) não firmou os Cusd com as concessionárias de distribuição cujas instalações são remuneradas pela TUSD-g devida por ela; e (ii) não pagou o passivo da TUSD-g acumulado de julho de 2004 a junho de 2007.

Em 17 de março de 2009, a Companhia protocolou petição para dar conhecimento ao juízo da edição da Resolução Normativa Aneel nº 349/2009, que configura fato novo reconhecendo o próprio pedido da Companhia, eis que adota como nova metodologia de cálculo para a TUSD-g o sinal locacional para vigorar a partir de 1º de julho de 2009. Na mesma oportunidade, a Companhia requereu o julgamento antecipado da lide. Em 15 de junho de 2009, o juiz proferiu despacho determinando, entre outros, que a Aneel, Elektro e Vale do Paranapanema se manifestassem sobre a petição da Companhia.

Em 23 de março de 2009, a Companhia apresentou defesa ao termo de notificação emitida pela Aneel. No entanto, a manifestação da Companhia não foi acolhida e, em 1º de abril de 2009, a Aneel lavrou um Auto de Infração nº 014/09-SFG contra a Companhia em razão do não cumprimento ao disposto no Termo de Notificação. A Companhia apresentou defesa ao Auto de Infração em 13 de abril de 2009. Em 26 de maio de 2009, foi publicado o Despacho Aneel nº 1.932/2009 mantendo a integralidade da multa imposta contra a Companhia. Em 23 de junho de 2009, a Companhia ajuizou Mandado de Segurança para suspender a cobrança da multa. A liminar em favor da Companhia foi concedida em 29 de junho de 2009.

Em 23 de junho de 2009, a Companhia apresentou petição nos autos da Ação Ordinária requerendo o depósito judicial dos valores da TUSD-g, para se evitar a difícil reversibilidade do pagamento diretamente às distribuidoras, e a determinação judicial de que os Cusd com a Elektro e a Vale Paranapanema sejam considerados como assinados até 30 de junho de 2009 para todos os fins de direito, inclusive, mas não se limitando, ao cumprimento da obrigação regulatória estabelecida nos § 4º c/c 6º do Art. 4º da Resolução Homologatória Aneel nº 497/2007.

Em 29 de junho de 2009, o juiz proferiu decisão para: (i) indeferir o pedido de depósito judicial, sob o fundamento de que não seria possível mitigar ou obstar os efeitos resguardados pelo Agravo de Instrumento da Aneel (com a suspensão dos efeitos da decisão de tutela antecipada anteriormente conferida à Companhia); e (ii) deferir o pedido para reconhecer como assinado os Cusd da Companhia com as distribuidoras, sob o fundamento de que a assinatura dos Cusd com a confissão de dívida equivaleria ao reconhecimento de improcedência do pedido da Companhia na Ação Ordinária, sem prejuízo de que o correspondente pagamento seja efetivamente observado, em consonância com os § 5º e 6º, do Art. 4º, da Resolução nº 497/2007.

Desta forma, diante da obrigação de pagar tais valores, em 30 de junho de 2009, a Companhia reconheceu em seu resultado o montante de R\$ 71.262 (R\$ 59.311 registrado na rubrica Encargos do Uso da Rede Elétrica e R\$ 11.951 registrado na rubrica Despesas Financeiras), sendo, R\$ 30.534 no Passivo Circulante e R\$ 40.728 no Passivo Não Circulante, ajustando o valor registrado ao montante estabelecido pela Resolução Homologatória Aneel nº 497/2007,

respeitando decisão proferida em 29 de junho de 2009. Segundo o parecer dos assessores jurídicos da Companhia, as chances de êxito na Ação Ordinária não são alteradas em razão do indeferimento da petição de depósito, permanecendo classificadas como possíveis.

Em 30 de julho de 2009, a Companhia recebeu os Ofícios Aneel nº 203/2009 e nº 204/2009, informando a ciência da decisão solicitando às Distribuidoras Elektro e EDEVP, respectivamente, que efetuem o faturamento dos encargos de uso relativos à Companhia.

Em agosto de 2009, o tribunal de apelação decidiu em favor da Companhia autorizar os depósitos judiciais dos montantes relativos à diferença entre as tarifas calculadas em conformidade com a Resolução Aneel nº 349/2009 e Resolução nº 497/2007.

Não ocorreram novos eventos referentes à discussão judicial da revisão dos valores a serem pagos por conta da TUSD-g, sendo que a Companhia continua efetuando mensalmente o depósito judicial, cujo montante atualizado em 31 de dezembro de 2011 é de R\$ 42.846 (R\$ 21.871 em 31 de dezembro de 2010). O passivo é apresentado líquido dos depósitos judiciais na rubrica fornecedores.

13. PARTES RELACIONADAS

13.1. Transações e saldos

A Companhia possui contratos de compartilhamento de despesas com as empresas ligadas DEB – Pequenas Centrais Hidrelétricas Ltda (“DEB”) e com a Duke Energy International, Brasil Ltda (“Duke Brasil”). Os valores estimados destes contratos para o ano de 2011 são de R\$ 3.413 e de R\$ 488 respectivamente. O saldo a receber de partes relacionadas em 31 de dezembro de 2011 é de R\$ 847 (R\$ 218 em 31 de dezembro de 2010), sendo que, deste montante, R\$ 49 (R\$ 6 em 31 de dezembro de 2010) referem-se a pequenas despesas reembolsadas pela Controladora Duke Brasil.

Nas circunstâncias em que clientes da Companhia necessitam de garantias em operações comerciais, a Duke Brasil fornece essas garantias em nome da Companhia, cujo montante em 31 de dezembro de 2011 é de R\$ 103.384 (R\$ 77.533 em 31 de dezembro de 2010). As demais transações relevantes com partes relacionadas referem-se à distribuição dos dividendos e ao resultado de equivalência patrimonial.

Além disso, em Reunião do Conselho de Administração (“RCA”), realizada em 13 de setembro de 2011, resultou aprovada proposta da Diretoria da Companhia quanto à assinatura de Instrumento Particular de Contrato de Cessão de Uso de Bens Imóveis a Título Oneroso (“Instrumento”), com outra empresa do seu grupo econômico, denominada Duke Energy International Brasil Commercial, Ltda. (“Duke Commercial”), que tem por objeto a participação em licitações e/ou leilões realizados no âmbito do setor elétrico, obtendo as correspondentes concessões, permissões ou autorizações, a qual é subsidiária da Duke Brasil, atualmente acionista Controladora da Companhia.

Referido instrumento tem como objeto a cessão de imóveis não vinculados à concessão da Companhia, localizados no Município de Pederneiras, Estado de São Paulo, uma vez que tais imóveis atualmente não estão sendo utilizados e onerando a Companhia em sua administração e ainda que a cessão do uso dos citados imóveis não comprometerá as atividades desenvolvidas pela Companhia.

A remuneração mensal disposta no Instrumento pela cessão do imóvel é de R\$ 18, corrigida anualmente pela variação positiva do IPCA, sendo que o prazo de vigência do contrato é de 24

meses, findo o prazo de vigência, terá prorrogação automática para igual período, e assim sucessivamente, quando em comum acordo entre as Partes.

Entretanto, o Instrumento só passará a ter validade e o início dos pagamentos ocorrerá somente se a Duke Commercial for vencedora do Leilão A-3.

Em nova RCA, realizada em 21 de outubro de 2011, foi aprovado Primeiro Termo Aditivo que tem por finalidade alterar a data de realização do Leilão de Compra de energia proveniente de Novos Empreendimentos de Geração ("Leilão"), promovido pela Aneel, para primeiro semestre de 2012, tendo em vista a não participação da Duke Commercial no Leilão realizado no segundo semestre de 2011, bem como ratificar os demais termos e condições do instrumento.

A celebração de tais instrumentos pela Companhia e a Duke Commercial está de acordo com os termos da Resolução Normativa da Aneel nº 334/2008 e com as Políticas Internas da Companhia.

Tendo em vista a alteração da data de realização do Leilão A-3, o qual será realizado no primeiro semestre de 2012, o contrato ainda não teve sua vigência iniciada.

13.2. Remuneração do pessoal-chave da Administração

Foi aprovada em AGO, realizada em 29 de abril de 2011, o valor da remuneração anual da Administração da Companhia no montante global de até R\$ 9.750 para 2011, sendo distribuído da seguinte forma: (i) R\$ 3.000 para o Conselho de Administração; (ii) R\$ 6.000 para a Diretoria e (iii) R\$ 750 para o Conselho Fiscal. O valor de remuneração do Conselho Fiscal no ano de 2011 foi de R\$ 641 (R\$ 277 no ano de 2010).

Segue detalhe da remuneração relacionada às pessoas chaves da Administração:

	2011	2010
Benefícios de curto prazo a empregados e administradores	5.345	5.795
Benefícios pós-emprego	165	151
Benefícios de rescisão de contrato de trabalho	-	939
	5.510	6.885
 Remuneração baseada em ações	 197	 370
	5.707	7.255

No ano de 2010, a Companhia desembolsou R\$ 421 com o Programa de Incentivo à Aposentadoria – PIA para os membros da Administração.

Alguns administradores da Companhia eram elegíveis ao Programa de Incentivo de Longo Prazo (*Long Term Incentive Program* – LTI), estabelecido e composto por ações da Controladora indireta (a Companhia não possui plano local envolvendo suas ações). No ano de 2011, a Companhia reconheceu como despesas relativas ao plano baseado em ações da Controladora o montante de R\$ 197 (R\$ 370 no ano de 2010) (vide Nota 20.6).

14. DEBÊNTURES

14.1. Composição e vencimento das debêntures

a) Composição

		Principal + Encargos em			
		2011		2010	
Emissão	Série	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
1ª Emissão	Série 1	66.719	62.053	68.746	123.946
1ª Emissão	Série 2	3.352	108.124	3.185	101.381
2ª Emissão	Única	20.085	550.917	19.151	520.777
		90.156	721.094	91.082	746.104

b) Vencimento

	2013	2014	2015	Total
Não circulante	281.560	219.507	220.027	721.094

14.2. Primeira emissão de debêntures

Em AGE realizada em 1º de setembro de 2008, os acionistas aprovaram captação de recursos, através da distribuição pública de 34.089 (trinta e quatro mil e oitenta e nove) debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em duas séries, todas nominativas e escriturais, da primeira emissão para distribuição pública da Companhia.

Os recursos líquidos, obtidos da captação de R\$ 340.890 (trezentos e quarenta milhões, oitocentos e noventa mil reais) foram integralmente destinados para o pré-pagamento parcial do saldo devedor do contrato de empréstimo que a Companhia tinha com a Eletrobrás.

Os custos de transação incorridos na captação estão contabilizados como redução do valor justo inicialmente reconhecido e foram considerados para determinar a taxa efetiva dos juros, em consonância com o CPC 08 (Custos de transações e prêmios na emissão de títulos e valores mobiliários).

A Companhia está em conformidade com todas as cláusulas restritivas (“covenants”) previstas na escritura das debêntures em 31 de dezembro de 2011, tais como:

- vii. Índice entre a Dívida Líquida (endividamento oneroso total menos caixa e equivalentes de caixa) e o Ebitda (Lucro antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização nos últimos 12 meses) não poderá ser superior a 3,2;
- viii. Índice entre o Ebitda e o Resultado Financeiro (diferença entre Receitas Financeiras e Despesas Financeiras ao longo dos últimos 12 meses) não poderá ser inferior a 2,0;
- ix. Descumprimento, pela Companhia, de qualquer obrigação pecuniária ou não pecuniária (inclui “covenants” não financeiros) estabelecida na escritura das debêntures;

- x. *Cross-Default*. Vencimento antecipado ou inadimplemento no pagamento de quaisquer outras obrigações financeiras, de forma agregada ou individual, contraídas pela Emissora, no mercado local ou internacional num valor superior a R\$ 30 milhões;
- xi. Alteração no controle acionário direto ou indiretamente da Companhia, sem que tenha sido previamente aprovada pelos debenturistas reunidos em Assembleia especialmente convocada para esse fim;
- xii. Liquidação, dissolução, cisão ou qualquer forma de reorganização societária envolvendo a Companhia, que possam, de qualquer forma, vir a prejudicar o cumprimento das obrigações decorrentes da escritura das debêntures;
- xiii. Requerer recuperação judicial ou extrajudicial ou tê-las deferidas; ter pedido de autofalência ou declaração de falência da Emissora e
- xiv. Outros eventos detalhados na escritura de emissão das debêntures.

A emissão foi realizada em duas séries, sendo que a primeira série é composta por 24.976 debêntures, com valor nominal unitário de R\$ 10 (dez mil reais) e prazo de vencimento em 5 (cinco) anos. A segunda série é composta por 9.113 debêntures, no valor nominal unitário de R\$ 10 (dez mil reais) e prazo de vencimento de 7 (sete) anos.

Os juros remuneratórios da primeira emissão de debêntures da primeira série correspondem à variação do CDI, acrescidos de juros de 2,15% a.a. As debêntures da segunda série serão atualizadas pela variação do IPCA acrescidos de juros remuneratórios de 11,6% a.a.

14.3. Segunda emissão de debêntures

Em 16 de julho de 2010, a Companhia procedeu a captação de R\$ 500.000 (quinhentos milhões de reais) no mercado na forma de dívida, por meio da 2ª emissão pública de debêntures simples, não conversíveis em ações, emitidas sob a forma nominativa, escritural, da espécie quirografária, no mercado local, coordenada pelos Banco Santander (Brasil) S.A. e Banco BTG Pactual S.A. as quais foram distribuídas com esforços restritos, nos termos da Instrução CVM nº 476/2009, destinadas exclusivamente a investidores qualificados, conforme definidos na Instrução CVM 476/2009.

A oferta foi emitida com base nas deliberações: (i) da AGE da Companhia realizada em 05 de julho de 2010, publicada no Diário Oficial do Estado de São Paulo e no jornal Valor Econômico em 06 de junho de 2010, cuja ata foi registrada na JUCESP em 19 de julho de 2010; (ii) da Reunião do Conselho Fiscal realizada em 24 de junho de 2010 que deu parecer favorável à captação de recursos através da segunda emissão de debêntures; (iii) da RCA da Companhia realizada em 16 de junho de 2010, cuja ata foi arquivada na JUCESP em 25 de junho de 2010, sob o nº 215.769/10-7, e publicada no Diário Oficial do Estado de São Paulo e no jornal Valor Econômico em 1º de julho de 2010, que aprovou proposta apresentada pelo Banco Santander (Brasil) S.A. e Banco BTG Pactual S.A. na 155ª Reunião de Diretoria, realizada em 11 de junho de 2010 e arquivada na JUCESP sob nº 215.770/10-9 e publicada no Diário Oficial do Estado de São Paulo e no jornal Valor Econômico em 1º de julho de 2010, para captação de recursos pela Companhia.

Os recursos líquidos, obtidos da captação de R\$ 500.000 (quinhentos milhões de reais) foram destinados ao pré-pagamento do saldo devedor da dívida da Companhia com Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás e ao pagamento da primeira amortização da série 1 da primeira emissão de debêntures da Companhia, emitidas em 15 de setembro de 2008.

Os custos de transação incorridos na captação estão contabilizados como redução do valor justo inicialmente reconhecido e foram considerados para determinar a taxa efetiva dos juros, em consonância com o CPC 08 (Custos de transações e prêmios na emissão de títulos e valores mobiliários).

As cláusulas restritivas ("covenants") previstas na escritura de segunda emissão das debêntures são similares às constantes na escritura de primeira emissão (vide Nota 14.2).

A emissão foi realizada em série única, composta por 500 debêntures simples, com valor nominal unitário de R\$ 1.000 (um milhão de reais) e prazo de vencimento em 5 (cinco) anos.

Os juros remuneratórios da segunda emissão de debêntures correspondem à variação do IGP-M, acrescidos de juros de 8,59% a.a.

15. CIBACAP – CONSÓRCIO INTERMUNICIPAL DA BACIA CAPIVARA

A Companhia firmou compromissos com as Prefeituras Municipais da Bacia Capivara e com o Departamento de Estrada de Rodagem do Paraná, partes integrantes do Cibacap, envolvidos com a formação do reservatório da UHE Capivara ("Capivara"). Esses compromissos envolvem projetos, conforme acordo de Termo de Ajustamento de Conduta – TAC existente em função das perdas, danos e/ou prejuízos causados a estes municípios em virtude da construção de Capivara.

	2011	2010
Circulante	3.521	4.718
Não circulante	8.432	9.398
	11.953	14.116

Conforme proposta efetuada ao Cibacap, a Companhia retificou a forma de realização da transição dos serviços de implantação e gerenciamento das atividades voltadas a dar cumprimento à obrigação de implantação e desenvolvimento de mata ciliar e de vegetação ao longo e no entorno do reservatório de Capivara. Em virtude de novo dimensionamento do cronograma de obras, a Companhia renegociou os valores a serem despendidos.

A Companhia revê periodicamente os montantes de recursos necessários para fazer frente às obrigações deste contrato, ajustando o saldo da provisão no passivo sempre que necessário.

16. PLANO DE PENSÃO E APOSENTADORIA

As obrigações com a Fundação CESP (uma das entidades administradoras dos planos de benefícios), referente ao Plano com Benefício Definido, são registradas no passivo não circulante na rubrica de plano de aposentadoria e pensão.

Conciliação dos ativos/(passivos) a serem reconhecidos no balanço patrimonial

	2011	2010
Valor presente das obrigações atuariais total ou parcialmente cobertas	(159.126)	(152.742)
Valor justo dos ativos	196.994	185.111
Potencial ativo a ser reconhecido no balanço patrimonial antes do ajuste	37.868	32.369
Efeito do limite do ativo devido (parágrafo 58)	(37.868)	(32.369)
(Passivo)/Ativo reconhecido no balanço patrimonial após o ajuste	-	-

O parágrafo 58 do CPC 33 (Benefícios a empregados) exige que ativos eventualmente gerados sejam analisados e, caso não seja evidenciada a possibilidade de utilização desses recursos pela Companhia, deve-se aplicar tal restrição. A restrição, de reconhecimento do ativo na Companhia, ocorreu devido ao fato de que os superávits do plano de previdência não serão utilizados pela Companhia como redução futura de contribuições ou retorno de recursos para a mesma.

Em conformidade com a Resolução CGPC nº 26, de 29 de setembro de 2009, e com base nos resultados locais da avaliação atuarial na Fundação CESP, não houve constituição de Reserva Especial em 31/12/2011 e, portanto, a empresa não pode se beneficiar do superávit do Plano neste momento.

Movimento do (passivo)/ativo a ser reconhecido no balanço patrimonial

	2011	2010
(Despesa)/Receita do exercício	4.330	1.180
Contribuições da empresa realizadas no exercício	569	544
Ganho/(Perda) reconhecido imediatamente - efeito no Patrimônio Líquido	600	(3.246)
Variação do efeito do limite do ativo - efeito no Patrimônio Líquido	(5.499)	1.522
(Passivo)/Ativo a ser reconhecido no final do exercício	-	-

Evolução do valor presente das obrigações no final do exercício

	2011	2010
Valor presente das obrigações no início do exercício	152.742	125.640
Custo do serviço corrente	2.356	1.762
Da companhia	1.714	1.149
Contribuições dos empregados	642	613
Custo dos juros	14.492	13.207
Benefícios pagos no exercício	(8.356)	(7.922)
(Ganho)/Perda no passivo	(2.108)	20.055
Valor presente das obrigações no final do exercício	159.126	152.742

Evolução do valor justo dos ativos no final do exercício

	2011	2010
Valor justo dos ativos no início do exercício	185.111	159.531
Rendimento real dos ativos	18.989	32.286
Rendimento esperado	20.536	15.536
Ganho/(Perda)	(1.547)	16.750
Contribuições no exercício	1.250	1.186
Benefícios pagos no exercício	(8.356)	(7.892)
Valor justo dos ativos no final do exercício	196.994	185.111

Despesa/(Receita) anual reconhecida no resultado do exercício

	2011	2010
Custo do serviço corrente	2.356	1.762
Custo dos juros	14.492	13.207
Rendimento esperado do ativo do plano	(20.536)	(15.536)
Contribuições dos empregados	(642)	(613)
Total	(4.330)	(1.180)

Premissas utilizadas nas avaliações atuariais

Hipóteses Econômicas	2011	2010
Taxa de desconto	9,72% a.a.	9,72% a.a.
Taxa de retorno esperado dos ativos	12,13% a.a.	11,28% a.a.
Crescimento salariais futuros	7,12% a.a.	7,12% a.a.
Crescimento dos benefícios da previdência social e dos limites	4,0% a.a.	4,0% a.a.
Inflação	4,0% a.a.	4,0% a.a.
Fator de capacidade		
Salários	100%	100%
Benefícios	100%	100%

Hipóteses Demográficas	2011	2010
Tábua de Mortalidade	AT-1983	AT-1983
Tábua de Mortalidade de Inválidos	AT-1949	AT-1949
Tábua de Entrada em Invalidez	Light Média	Light Média
Tábua de Rotatividade	Experiência Fundação Cesp Idade com direito a todos os benefícios integrais	Experiência Fundação Cesp Idade com direito a todos os benefícios integrais
Idade de Aposentadoria		
% de participantes ativos casados na data da aposentadoria	95%	95%
Diferença de idade entre participante e cônjuge	Esposas são 4 anos mais jovens do que os maridos	Esposas são 4 anos mais jovens do que os maridos

16.1. Fundação Cesp III

Contrato de Confissão de Dívida para financiamento de déficit atuarial, referente ao Benefício Suplementar Proporcional Saldado – BSPS, com vencimento final em 30 de novembro de 2017. O saldo desse contrato é atualizado pela variação do custo atuarial, ou pela variação do IGP-DI, acrescida de juros de 6% a.a., dos dois aplica-se o maior, sendo este incorporado mensalmente ao valor do principal.

De acordo com a cláusula 10ª, após a publicação anual do Demonstrativo dos Resultados da Avaliação Atuarial do Plano de Benefícios – DRAA, relativo ao exercício anterior, será comparado ao saldo da dívida. Sempre que o saldo remanescente for maior que o valor apontado no DRAA como passivo a descoberto do plano, as prestações estipuladas na cláusula 8ª do presente instrumento serão reduzidas na mesma proporção. Caso da comparação retro referida resulte, ao contrário, um valor menor do que o apontado no DRAA, as prestações estipuladas na cláusula 8ª serão revistas de modo a manter na íntegra a obrigação prevista neste contrato, observada os

termos da cláusula 9ª, parágrafo único. Em virtude da apresentação de superávit, o saldo foi reduzido a zero em janeiro de 2007, superávit este verificado até 31 de dezembro de 2011.

16.2. Deliberação CVM 600

A Companhia é co-patrocinadora da Fundação CESP, entidade jurídica sem fins lucrativos que tem por finalidade proporcionar benefícios de suplementação de aposentadoria e pensões, utilizando o regime financeiro de capitalização, de acordo com o qual o valor presente dos benefícios a serem pagos, menos o valor presente das contribuições e rendimentos, determina as necessidades de reservas.

A Companhia, em 15 de março de 2004, implementou um novo plano de aposentadoria através da celebração de um contrato de previdência complementar com o Bradesco Vida e Previdência S.A. Esse plano consiste na acumulação de capital, através de um Fundo de Investimento Financeiro Executivo – FIFE, durante o prazo de diferimento da aposentadoria, com o objetivo de gerar recursos para aquisição de benefícios de Previdência Complementar.

A Companhia designou a Towers Watson Consultoria Ltda., (“Towers Watson”), para conduzir a avaliação atuarial de seus benefícios pós-emprego visando determinar os passivos e custos que os mesmos representam, com base nas regras estabelecidas no CPC 33 (Benefícios a empregados), que se tornou obrigatório para as Sociedades Anônimas de capital aberto pela Deliberação CVM nº 600/2009 que revogou Deliberação CVM nº 371/2000.

O Plano PSAP/Duke Energy é um plano misto que engloba os antigos planos PSAP/CESP B e PSAP/CESP B1 vigentes até 31 de dezembro de 1997 e 31 de agosto de 1999, respectivamente.

O benefício de Pecúlio por Morte não foi considerado para fins de atendimento à Deliberação CVM nº 600/2009. Dado que a adesão dos participantes a este benefício é voluntária e o mesmo é integralmente custeado pelos participantes via Fundação CESP, a Administração, apoiada na posição da consultoria, entende que esse benefício não representa risco para a Companhia.

Considerando as opções de reconhecimento de ganhos e perdas atuariais apresentadas pelo CPC 33 (Benefícios a empregados), a Companhia elegeu reconhecer os ganhos e perdas atuariais imediatamente via outros resultados abrangentes, com efeito imediato no patrimônio líquido da Companhia, conforme disposto no parágrafo 93A do referido pronunciamento. É importante ressaltar que caso seja apurado um Ativo no exercício e o mesmo fique acima do limite estabelecido no parágrafo 58, o ajuste no ativo devido a esse limite terá impacto no patrimônio líquido da Companhia via outros resultados abrangentes.

As informações sobre os planos de aposentadoria foram elaboradas de acordo com a Deliberação CVM nº 600/2009, baseadas em avaliação atuarial elaborada por consultores independentes, utilizando o método do crédito unitário projetado.

17. CONTINGÊNCIAS LÍQUIDAS

A Administração da Companhia, baseada em levantamentos e pareceres elaborados pela área jurídica e por consultores jurídicos externos, vem efetuando provisões em valores considerados suficientes para cobrir as perdas e obrigações em potencial, relacionadas às ações trabalhistas, fiscais, ambientais e regulatórias.

Adicionalmente, a Companhia tem ações de naturezas trabalhistas, fiscais, ambientais e regulatórias, envolvendo riscos de perda classificados pela Administração como possíveis, com base na avaliação de seus assessores jurídicos, para as quais não há provisão constituída, conforme composição e estimativa a seguir.

Os depósitos judiciais, apresentados de forma dedutiva, referem-se somente aos depósitos com contingência passiva provisionada, sendo que os demais depósitos são demonstrados em nota específica (vide Nota 9).

a) Composição

Processos	Expectativa de perda	2011				2010
		Valor atualizado	Provisão	Depósito judicial	Contingência líquida	Contingência líquida
Trabalhistas	Provável	7.658	7.658		5.789	3.857
Trabalhistas	Possível	10.138		1.869		-
Fiscais	Provável	9.681	9.681		9.681	2.301
Fiscais	Possível	39.976				-
Ambientais	Provável	2.769	2.769		2.769	1.970
Ambientais	Possível	53.007				-
Regulatórias	Possível	16.371				-
		139.600	20.108	1.869	18.239	8.128

b) Movimentação

	Trabalhista	Fiscal	Ambiental	Total
Saldo em 31/12/2010	6.918	2.301	1.970	11.189
Provisão e atualização	4.072	7.380	1.010	12.462
Baixa e reversão	(3.332)	-	(211)	(3.543)
Saldo em 31/12/2011	7.658	9.681	2.769	20.108

17.1. Contingências prováveis

a) Trabalhista

Ações movidas por ex-empregados e terceirizados, envolvendo horas extras, periculosidade, equiparação salarial, vínculo empregatício, entre outras.

As baixas do período referem-se a encerramentos de ações no curso normal dos processos e as constituições referem-se a novas ações e reavaliações por parte dos assessores jurídicos da Companhia.

b) Fiscais

Em 31 de dezembro de 2011, as provisões referentes às contingências fiscais com expectativa de perda provável são referentes:

- Auto de infração referente à destinação para incentivo fiscal (Finam) dos recolhimentos do imposto sobre lucro inflacionário, efetuados nos meses de janeiro, fevereiro e março de 2000. A Companhia protocolizou o processo administrativo nº 11831.000528/02-92 junto à Receita Federal, que julgou procedente os recolhimentos dos meses de janeiro e fevereiro, permanecendo provisionado o montante relativo a março de 2000 no montante de R\$ 2.394;
- Processo administrativo nº 10880.723970/2001-33, que trata de pedidos eletrônicos de restituição ou ressarcimento de créditos de COFINS do ano de 2004. Foi apresentada Manifestação de Inconformidade em razão de parte dos valores não terem sido

homologados pela Receita Federal, valores estes que, atualizados para dezembro de 2011, totalizam R\$ 7.287 (montante provisionado).

c) Ambientais

Em 31 de dezembro de 2011, as provisões relativas às contingências ambientais com expectativas de perda provável são referentes:

- i. Ação para compensação de impactos ambientais movida pelo Município de Santo Inácio no montante atualizado de R\$ 2.275;
- ii. Ações movidas por pescadores referentes a danos ambientais no montante de R\$ 346 e;
- iii. Contingência para compensação de impactos ambientais referente a terreno localizado no município de Pederneiras no montante de R\$ 148.

17.2. Contingências possíveis

a) Fiscais

Em 31 de dezembro de 2011, as principais contingências fiscais com expectativa de perda possível são:

- i. Mandado de Segurança nº 2004.61.00.025355-3, impetrado em face do Delegado da Receita Federal de Administração Tributária em São Paulo, visando à concessão de liminar/segurança para ser reconhecido o direito da Companhia de, por força de denúncia espontânea prevista no artigo 138 do CTN, não se sujeitar à multa de mora na quitação de seus débitos de PIS, COFINS, IRPJ, CSL e IOF mediante pagamentos e compensações. Débitos com exigibilidade suspensa por depósitos judiciais e perda possível avaliada em R\$ 5.470;
- ii. Autos de infração referentes à aplicação de multa por suposta falta de emissão de documentos fiscais relativos à Usina de Canoas II, nos anos base de 2001 a 2005. A Companhia protocolizou processos administrativos junto à Fazenda Estadual do Paraná. Todos os processos estão aguardando decisão definitiva na esfera administrativa, com um valor de R\$ 8.502;
- iii. Processos Administrativos originados de pedidos de restituição de saldo negativo de tributos (IRPJ, IRRF e CSLL). Em todos os casos a Companhia apresentou manifestações de inconformidade, as quais aguardam julgamento. Valor classificado como possível de R\$ 11.475;
- iv. Processos administrativos oriundos de pedidos de compensação de tributos pagos a maior pela Companhia (CSLL, IRPJ e COFINS). Valor de R\$ 10.851.

b) Ambientais

Em 31 de dezembro de 2011, as contingências ambientais com expectativas de perda possível são referentes a Autos de Infração lavrados pelo Instituto Ambiental do Paraná – IAP e pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA, relativos a supostas infrações ambientais ocorridas nas Usinas Chavantes, Canoas I, Canoas II, Taquaruçu e Capivara. A Companhia apresentou recursos administrativos e ajuizou ações judiciais visando declarar a nulidade das multas. O valor classificado como de perda possível para esses casos é de R\$ 53.007.

c) Regulatórias

Em 2008 a Companhia ingressou com ação judicial contra a cobrança de tarifas de transmissão decorrentes de duas resoluções da Aneel. As resoluções impunham às empresas geradoras de energia, localizadas no Estado de São Paulo, tarifas de transmissão retroativas em razão da utilização do sistema de transmissão de energia elétrica. Por conta da recusa da Companhia em pagar os valores em disputa na ação, em 2009 a Aneel impôs uma multa no valor atual de R\$ 16.371, classificado como perda possível.

18. OBRIGAÇÕES ESPECIAIS

	2011	2010
Reserva Global de Reversão - RGR	4.947	4.947
Doações de equipamentos - ONS	1.632	1.690
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	468	9
(vide Nota 10)	7.047	6.646

Reserva Global de Reversão: Recursos retidos originalmente pela CESP, e parcialmente transferidos à Companhia em decorrência do processo de cisão parcial daquela empresa. Sua eventual liquidação ocorrerá de acordo com as determinações do Poder Concedente.

Doações de equipamentos: Equipamentos operacionais cedidos pelo ONS.

Pesquisa e Desenvolvimento: Imobilizados adquiridos com recursos oriundos de P&D.

19. ENCARGOS SETORIAIS

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

	2011		2010	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	9.898	-	8.849	-
Taxa de fiscalização da Aneel	358	-	338	-
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	5.955	13.590	6.359	10.852
Juros sobre reserva global de reversão - RGR	-	-	12	-
	16.211	13.590	15.558	10.852

Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH

A CFURH foi criada pela Lei nº 7.990/1989 e destina-se a compensar os municípios afetados pela perda de terras produtivas, ocasionadas por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas.

Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica – TFSEE

A TFSEE foi instituída pela Lei nº 9.427/1996, e equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizado do serviço público de energia elétrica. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela Aneel com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades. A TFSEE fixada anualmente é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias. Sua gestão fica a cargo da Aneel.

Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

De acordo com a Lei nº 9.991/2000, Art. 24 da Lei nº 10.438/2002 e Art. 12 da Lei nº 10.848/2004, as empresas concessionárias ou permissionárias de serviço público de distribuição, geração ou transmissão de energia elétrica, assim como as autorizadas à produção independente de energia elétrica, exceto aquelas que geram energia exclusivamente a partir de pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, cogeração qualificada, usinas eólicas ou solares, devem aplicar, anualmente, um percentual mínimo de sua receita operacional líquida em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica – P&D, segundo regulamentos estabelecidos pela Aneel.

Conforme Art. 2º da Lei nº 9.991/2000, as concessionárias de geração e empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, um por cento de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.

A Resolução Normativa nº 233/2006, que entrou em vigor em 1º de janeiro de 2007, estabeleceu em seu Art. 2º que o fato jurídico necessário e suficiente para a constituição das obrigações legais referidas em seu Art. 1º é o reconhecimento contábil, por parte das concessionárias e permissionárias, bem como pelas autorizadas à produção independente de energia elétrica dos itens da Receita Operacional, elencados no parágrafo 1º do Art. 3º, desta Resolução.

Em atendimento ao Ofício Circular SFF/Aneel nº 2.409/2007, a Companhia tem apresentado os gastos com P&D no grupo das deduções da receita bruta.

Segundo a Resolução Normativa nº 316/2008, a empresa de energia elétrica deverá enviar, na forma do parágrafo 1º, do artigo 2º, relatório final de auditoria contábil e financeira específica dos projetos de P&D para avaliação final da Aneel, para fins de reconhecimento dos investimentos realizados.

20. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

20.1. Capital Social

O capital social autorizado da Companhia é de R\$ 2.355.580, sendo R\$ 785.193 em ações ordinárias e R\$ 1.570.387 em ações preferenciais, todas nominativas escriturais e sem valor nominal.

O capital social subscrito e integralizado é de R\$ 1.639.138 (R\$ 1.939.138 em 31 de dezembro de 2010) dividido em 94.433.283 (noventa e quatro milhões, quatrocentos e trinta e três mil, duzentas e oitenta e três) ações, sendo 31.477.761 (trinta e um milhões, quatrocentas e setenta e sete mil, setecentas e sessenta e uma) ações ordinárias e 62.955.522 (sessenta e dois milhões, novecentas e cinquenta e cinco mil, quinhentas e vinte e duas) ações preferenciais, todas nominativas escriturais, sem valor nominal.

A redução de capital de R\$ 360.000, aprovada em AGE de 11 de novembro de 2010, foi paga aos acionistas da Companhia em 24 de janeiro de 2011, após aprovação da Aneel, ocorrido em 12 de agosto de 2010 e transcorrido o prazo de 60 dias (sessenta dias) de oposição de credores, previsto no parágrafo 2º do art. 174 da Lei nº 6.404/1976, sem a incidência de correção sobre o valor creditado aos acionistas entre a data de deliberação da AGE e o efetivo crédito aos acionistas.

Posição Acionária em 31/12/2011 em milhares de ações						
Acionistas	Ordinárias	%	Preferenciais	%	Total	%
Duke Energy Internat. Brasil Ltda.	31.181	99,06	57.850	91,89	89.031	94,28
Duke Energy Internat. Brazil Holdings Ltd.	-	-	735	1,17	735	0,78
Cia Metropolitana de São Paulo	-	-	1.324	2,10	1.324	1,40
Demais pessoas físicas e jurídicas	297	0,94	3.046	4,84	3.343	3,54
	31.478	100,00	62.955	100,00	94.433	100,00

As ações preferenciais possuem as seguintes características:

- Prioridade de reembolso no capital, sem direito a prêmio no caso de liquidação da sociedade;
- Dividendo prioritário, não cumulativo, de 10% a.a. calculado sobre o capital próprio a esta espécie de ações;
- Direito de serem incluídas na oferta pública de alienação de controle, nas condições previstas no Art. 254-A da Lei nº 6.404/1976;
- Direito de indicar um membro do Conselho Fiscal, e respectivo suplente, escolhidos pelos titulares das ações, em votação em separado;
- Direito de participar dos aumentos de capital, decorrentes da capitalização de reservas e lucros, em igualdade de condições com as ações ordinárias;
- Não terão direito a voto e serão irresgatáveis, enquanto cada ação ordinária nominativa terá direito a 1 (um) voto nas deliberações das Assembleias Gerais.

20.2. Reservas de Capital

	2011	2010
Ágio na subscrição de ações	468	468
Conta Cisão	(6.418)	(6.418)
Ágio na incorporação de sociedade controladora	103.838	103.838
Pagamento baseado em ações	1.442	1.245
	99.330	99.133

Ágio na incorporação de sociedade Controladora – De acordo com a Instrução CVM nº 319/1999 e Resolução Aneel nº 28/2002, a Companhia foi autorizada a realizar a incorporação de sua Controladora Duke Sudeste, nos termos do Laudo de Avaliação da consultoria Ernst & Young Auditores Independentes S/C.

20.3. Reservas de Lucros

	2011	2010
Reserva legal	71.863	57.800
Reserva estatutária	-	5.601
	71.863	63.401

A Reserva Legal tem por objetivo assegurar a integridade do capital social da Companhia, nos moldes do Art. 193 da Lei nº 6.404/1976. A Reserva Estatutária refere-se ao valor oriundo da cisão da CESP. A AGO/E do dia 29 de abril de 2000 alterou o Estatuto Social da Companhia e deliberou pela eliminação da obrigatoriedade de constituir essa reserva a partir daquela data.

Conforme aprovada em AGO de 29/04/2011, a Companhia distribuiu em 30 de maio de 2011 o montante constante da reserva de lucros da Companhia no valor de R\$ 5.601, alocados às ações preferenciais e ordinárias à razão de R\$ 0,059316899 por ação, em cumprimento ao disposto no Artigo 32 do Estatuto Social da Companhia.

20.4. Dividendos e JSCP

a) Destinação do lucro líquido do exercício

	2011	2010
Base de cálculo dos dividendos ajustada	281.261	180.505
Constituição da reserva legal	(14.063)	(9.025)
Depreciação (custo atribuído)	110.894	114.331
Baixas (custo atribuído)	1.177	251
IR/CSLL diferidos	(38.104)	(38.958)
Distribuição a maior referente ao ano de 2009 (Lucros acumulados)	-	(1.806)
Lucro líquido do exercício ajustado para fins de dividendos	341.165	245.298
Dividendos / JSCP propostos		
Dividendos intermediários	(144.286)	(106.500)
Juros sobre capital próprio	(98.211)	(18.887)
Dividendos propostos	(98.668)	(119.911)
Total	(341.165)	(245.298)

b) Composição de dividendos e JSCP a pagar

	2011	2010
Dividendos em custódia	840	469
Juros sobre capital próprio a pagar	83.611	16.039
Dividendos propostos	98.668	119.911
	183.119	136.419

c) Valor por ação dos dividendos e JSCP

Deliberação	Provento	Montante	Valor por ação	
			PN	ON
RCA de 20/03/2012	Dividendos propostos	98.668	0,83699	1,46055
AGE de 27/12/2011	Juros sobre capital próprio	98.211	1,04000	1,04000
AGE de 19/10/2011	Dividendos	144.286	1,73576	1,11221
AGO de 29/04/2011	Dividendos propostos	119.911	0,70591	2,39758
AGO de 29/04/2011	Dividendos propostos (Reserva de lucros)	5.601	0,05932	0,05932
AGE de 30/12/2010	Juros sobre capital próprio	18.887	0,20000	0,20000

De acordo com o Estatuto Social da Companhia, a distribuição dos resultados apurados em 30 de junho e 31 de dezembro de cada ano far-se-á semestralmente, em assembleia geral, ou em períodos inferiores, caso o Conselho de Administração delibere a distribuição de dividendos trimestrais ou intermediários. Caberá à assembleia geral deliberar, até 31 de outubro de cada ano, sobre a distribuição de dividendos baseados nos resultados apurados no balanço semestral de 30 de junho, conforme estipulado no Estatuto Social, respeitado o disposto no parágrafo 3º do Art. 205 da Lei nº 6.404/1976.

O Conselho de Administração poderá deliberar a distribuição de dividendos trimestrais, com base em balanço especial levantado para esse fim, desde que o total dos dividendos pagos em cada semestre civil não exceda o montante das reservas de capital de que trata o parágrafo 1º do Art. 182 da Lei nº 6.404/1976.

Mediante deliberação do Conselho de Administração, poderão ser declarados dividendos intermediários à conta de lucros acumulados ou de reserva de lucros existentes no último balanço anual ou semestral já aprovado pela Assembleia Geral.

Antes da distribuição dos dividendos serão deduzidos 5% (cinco por cento) para constituição da reserva legal, até o limite de 20% (vinte por cento) do capital social.

Após a dedução para a reserva legal, os lucros líquidos distribuir-se-ão na seguinte ordem:

- i. dividendo de até 10% (dez por cento) ao ano às ações preferenciais, a ser rateado igualmente entre elas, calculado sobre o capital próprio a esta espécie de ações;
- ii. dividendo de até 10% (dez por cento) ao ano às ações ordinárias, a ser rateado igualmente entre elas, calculado sobre o capital próprio a esta espécie de ações; e
- iii. distribuição do saldo remanescente às ações ordinárias e preferenciais, em igualdade de condições.

Em Assembleia Geral Extraordinária - AGE realizada em 19 de outubro de 2011, resultou aprovada proposta da Administração da Companhia quanto à declaração de dividendos intermediários no montante global de R\$ 144.286, debitado integralmente à conta de lucro líquido do exercício, e alocado às ações preferenciais à razão de R\$ 1,735762489 por ação e às ações ordinárias à razão de R\$ 1,112205861 por ação, em cumprimento ao disposto no item (ii), do Artigo 5º, do Estatuto Social da Companhia e pago em 10 de novembro de 2011 e, portanto, sem incidência de correção sobre o valor creditado aos acionistas entre a data de declaração, na AGE, e efetivo crédito aos acionistas, considerado como adiantamento para fins do cômputo de aferição do dividendo prioritário fixo atribuível às ações preferenciais na Assembleia Geral Ordinária - AGO de 2012, conforme previsão estatutária e legal.

20.5. Juros sobre capital próprio

Em AGE de 27 de dezembro de 2011, resultou aprovada, por unanimidade, a proposta da Administração de pagamento de JSCP aos acionistas da Companhia, correspondente ao montante total de R\$ 98.211, imputáveis aos dividendos a serem pagos pela Companhia relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2011, atendendo aos limites fiscais apurados com base no balanço patrimonial levantado em 31 de dezembro de 2010, de acordo com o artigo 9º da Lei nº. 9.249/1995, cabendo aos acionistas o valor bruto de R\$ 1,04 (um real e quatro centavos) por ação ordinária ou ação preferencial. Os montantes brutos declarados acima foram pagos aos acionistas líquidos de impostos, conforme legislação em vigor (vide Nota 28.1).

20.6. Pagamento baseado em ações

Não há plano de remuneração baseado em ações de emissão da Companhia aos membros do Conselho de Administração e Diretoria Estatutária ou seus empregados.

No entanto, alguns administradores da Companhia eram elegíveis ao Programa de Incentivo de Longo Prazo (*Long Term Incentive Program – LTI*), o qual é estabelecido pela Controladora e condicionado ao alcance de metas corporativas globais e/ou permanência do empregado, como parte da sua estratégia de retenção de longo prazo de profissionais e criação de valor para o negócio de forma sustentável. O programa concede ao executivo a oportunidade de receber uma remuneração baseada nas ações da Controladora (a Companhia não possui plano local envolvendo suas ações), o qual é definido e pago pela Controladora, sem ônus para a Companhia. O referido programa é outorgado apenas aos executivos que sejam elegíveis. Em 2010 e 2009, o programa outorgou uma determinada quantidade de ações ou “*performance shares*” (o administrador recebe um determinado número de ações da Controladora (e ainda seus dividendos equivalentes), sendo que a quantidade de tais ações pode variar conforme performance de certas metas preestabelecidas) bem como “*phantom shares*” (direito outorgado ao executivo de receber ações da Duke Energy Corporation cumprido o período de três anos).

O quadro a seguir apresenta o número de ações emitidas pela Controladora e suas respectivas movimentações:

Em quantidade de ações	
Saldo em 31/12/2009	56.504
Concedidas	7.315
Exercidas	(13.169)
Vencidas / Canceladas	(6.146)
Saldo em 31/12/2010	44.504
Exercidas	(6.751)
Vencidas / Canceladas	(30.324)
Saldo em 31/12/2011	7.429

Em 2011, a Controladora remunerou os executivos elegíveis em R\$ 197 (R\$ 370 em 2010) referente pagamento baseado em ações que a Companhia reconheceu como despesa em seu resultado em contrapartida de reservas de capital, em consonância com o CPC 10 (R1) (Pagamento baseado em ações) (vide Nota 13.2).

20.7. Ajustes de avaliação patrimonial

	Custo atribuído	Plano de pensão	Total
Saldo em 31/12/2010	1.081.796	10.339	1.092.135
Depreciação	(110.894)	-	(110.894)
Baixas	(1.177)	-	(1.177)
IR/CSLL diferidos	38.104	-	38.104
Plano de pensão e aposentadoria	-	(4.899)	(4.899)
IR/CSLL diferidos	-	1.665	1.665
Saldo em 31/12/2011	1.007.829	7.105	1.014.934

Conforme previsto no CPC 27 (Ativo imobilizado) e em atendimento às orientações contidas na ICPC 10 (Interpretação sobre a aplicação inicial ao ativo imobilizado e à propriedade para investimento dos pronunciamentos técnicos CPCs 27, 28, 37 e 43), a Companhia contabilizou o valor justo do ativo imobilizado (custo atribuído) na data da adoção inicial dos CPCs em 1º de janeiro de 2009. A contrapartida do referido ajuste, líquido de imposto de renda e contribuição social diferidos, foi reconhecida na conta “ajuste de avaliação patrimonial”, no patrimônio líquido. Esta rubrica é realizada contra a conta de lucros acumulados na medida em que a depreciação do valor justo do imobilizado é reconhecida no resultado da Companhia (vide Nota 10.1).

Além disso, considerando as opções de reconhecimento de ganhos e perdas atuariais apresentadas pelo CPC 33 (Benefícios a empregados), a Companhia elegeu reconhecer os ganhos e perdas atuariais imediatamente via outros resultados abrangentes, com efeito imediato no patrimônio líquido da Companhia. É importante ressaltar que caso seja apurado um ativo no exercício e o mesmo fique acima do limite estabelecido no parágrafo 58, o ajuste no ativo devido a esse limite terá impacto no patrimônio líquido da Companhia via outros resultados abrangentes (vide Nota 16).

21. RECEITA LÍQUIDA

	2011	2010
Suprimento de energia elétrica		
Contratos bilaterais	637.285	549.951
Contratos de leilões	379.444	358.439
Spot	35.631	31.211
MRE	11.103	25.266
Outras receitas	93	46
	1.063.556	964.913
Deduções à receita operacional		
PIS e COFINS	(88.271)	(76.000)
ICMS	(8.078)	(17.992)
P&D	(9.204)	(8.618)
	(105.553)	(102.610)
Receita operacional líquida	958.003	862.303

22. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

A seguir, detalhamento dos custos e despesas operacionais por natureza:

	2011		2010
	Custo da energia vendida	Despesas gerais e administrativas	Total
Pessoal	30.945	24.023	54.968
Material	3.240	178	3.418
Serviços de terceiros	19.996	15.788	35.784
Taxa de fiscalização da Aneel	4.298	-	4.298
Energia comprada para revenda	1.302	-	1.302
Encargos de uso da rede elétrica	77.585	-	77.585
CFURH	53.237	-	53.237
Depreciação e amortização	228.250	2.490	230.740
Provisão para contingências	2.935	8.110	11.045
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	-	3.003	3.003
Aluguéis	10	3.225	3.235
Seguros	2.575	-	2.575
Outras receitas/despesas operacionais	819	10.155	10.974
	425.192	66.972	492.164
			497.860

23. ENERGIA ELÉTRICA VENDIDA E COMPRADA E ENCARGOS DE USO DA REDE

23.1. Energia elétrica vendida

	2011		2010	
Suprimento	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos bilaterais	4.671.725	637.285	4.551.956	549.951
Contratos de leilões	4.138.390	379.444	4.142.086	358.439
Spot	1.342.560	35.631	997.088	31.211
MRE	1.242.300	11.103	2.981.019	25.266
	11.394.975	1.063.463	12.672.149	964.867

(*) Não auditados

A tabela a seguir resume os volumes em MW de Energia Assegurada contratadas/expectativa de realização de contratos pela Companhia no Ambiente de Contratação Livre – ACL e Ambiente de Contratação Regulada – ACR em 31 de dezembro de 2011.

	MW (*)		
	2010	2011	2012
Energia disponível para venda	1.008	1.010	1.011
ACR	473	472	470
2005 (8 anos)	200	199	198
2006 (8 anos)	55	55	55
2007 (8 anos)	218	218	217
ACL	521	530	535
Contratos bilaterais com consumidores livres	521	530	535
Subtotal	994	1.002	1.005
Energia livre para contratação	14	8	6
Percentual de energia contratada	99%	99%	99%

(*) Não auditados

23.2. Energia elétrica comprada para revenda

	2011		2010	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Energia comprada - Bilateral	-	-	13.460	331
Energia comprada - <i>Spot</i>	-	732	21.236	2.476
Energia comprada - MRE	63.168	570	-	-
	63.168	1.302	34.696	2.807

(*) Não auditados

Durante o ano de 2011, foi registrado o montante de R\$ 732, referente ao processo de recontabilização promovido pela CCEE, demonstrada acima na rubrica energia comprada - *Spot*, para o qual os volumes de energia correspondentes não são discriminados.

Além disso, ao longo de 2011, foi necessária a compra de energia no mercado MRE. Embora a geração da Companhia tenha sido superior à sua garantia física, proporcionalmente, a geração do SIN; em relação à garantia física do sistema, apresentou valores superiores aos da geração da Companhia. Como consequência, houve a compra de energia nos meses de janeiro e abril.

23.3. Encargos de uso da rede elétrica

	2011	2010
Tust	64.804	62.306
Tusd-g	12.645	11.841
Encargos de conexão	136	127
	77.585	74.274

As tarifas devidas pela Companhia e estabelecidas pela Aneel são: Tust, Tusd-g e Encargos de Conexão (vide Nota 12).

A Tust remunera o uso da Rede Básica, que é composta por instalações de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV. A parte de cada empresa do total do encargo é calculada com base em: (i) valor comum a todos os empreendimentos (selo), referente a 80% do encargo Tust, e

(ii) valor que considera a proximidade do empreendimento de geração em relação aos grandes centros consumidores no caso da geração ou a proximidade em relação aos grandes centros geradores no caso das distribuidoras ou consumidores livres (locacional), referente a 20% do encargo Tust.

A TUSD-g remunera o uso do sistema de distribuição de uma concessionária de distribuição específica. As concessionárias de distribuição operam linhas de energia em baixa e média tensão que são utilizadas pelos geradores para ligar suas usinas à Rede Básica ou a centros de consumo. Somente quatro das usinas da Companhia devem pagar TUSD-g para acessar os centros de consumo, quais sejam: Usina Rosana (que se encontra na área de concessão da Elektro Eletricidade e Serviços S.A.) e Usinas Canoas I, Canoas II e Salto Grande (que se encontram na área de concessão da Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.); as outras usinas (Jurumirim, Capivara, Chavantes e Taquaruçu) estão ligadas diretamente à Rede Básica.

O encargo de conexão contempla apenas a remuneração pelas instalações de uso exclusivo da Companhia.

24. RESULTADO FINANCEIRO

	2011	2010
Receitas		
Aplicações financeiras	28.367	43.433
Receitas plano de pensão	4.330	1.180
Outras variações monetárias	4.455	1.373
Juros sobre RTE	591	764
Juros e descontos obtidos	1.689	3.891
Outras receitas financeiras	83	14
	39.515	50.655
Despesas		
Juros Eletrobrás	-	(25.794)
Juros Debêntures	(84.994)	(59.963)
Variações monetárias		
Eletrobrás	-	(25.453)
Debêntures	(36.425)	(30.589)
TUSD-g	(6.495)	(6.901)
Outras	(2.597)	(1.701)
Despesas financeiras CCEE	(148)	(1.946)
Outras despesas financeiras	(1.424)	(1.091)
	(132.083)	(153.438)
	(92.568)	(102.783)

25. LUCRO POR AÇÃO

O cálculo básico e diluído de lucro líquido por ação é feito através da divisão do lucro líquido do exercício, atribuído aos detentores de ações ordinárias e preferenciais da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferenciais disponíveis durante o exercício.

O quadro a seguir apresenta os dados de resultado e ações utilizados no cálculo dos lucros básico e diluído por ação:

	2011	2010
Numerador		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas da Companhia		
Lucro disponível aos acionistas preferenciais	187.507	120.337
Lucro disponível aos acionistas ordinários	93.754	60.168
	281.261	180.505
Denominador		
Média ponderada de número de ações preferenciais	62.956	62.179
Média ponderada de número de ações ordinárias	31.477	32.254
	94.433	94.433
Resultado básico e diluído por ação		
Ação preferencial	2,97838	1,93533
Ação ordinária	2,97849	1,86544

26. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

As operações da Companhia compreendem a geração e a venda de energia elétrica para companhias distribuidoras e clientes livres. As vendas são efetuadas através dos denominados “contratos bilaterais”, assinados em período posterior ao da privatização da Companhia, que determinam a quantidade e o preço de venda da energia elétrica. O preço é reajustado anualmente pela variação do IGP-M ou IPCA. Eventuais diferenças entre a quantidade de energia gerada e o somatório das quantidades vendidas através de contratos (faltas ou sobras) são ajustadas através das regras de mercado e liquidadas no âmbito da CCEE. Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Companhia estão descritos na Nota 4.

Nos contratos fechados no mercado livre com os consumidores livres e comercializadores, a Companhia, através da área de crédito, efetua a análise de crédito e define os limites e garantias que serão requeridos.

Todos os contratos têm cláusulas que permitem a Companhia cancelar o contrato e a entrega de energia no caso de não cumprimento dos termos do contrato.

Instrumentos financeiros no balanço patrimonial:

a) Aplicações no mercado aberto em renda fixa, acrescidas dos rendimentos auferidos até a data do balanço, realizáveis por prazos inferiores a 90 dias e que estão reconhecidas contabilmente pelo valor de rentabilidade ofertado no mercado.

b) Debêntures (vide Nota 14).

	2011		2010	
	Valor Contábil	Valor a Mercado	Valor Contábil	Valor a Mercado
Debêntures	811.250	940.651	837.186	943.432

A Companhia não realizou operações com derivativos nestes períodos, assim como não possui operações com derivativos na data destas demonstrações contábeis. Também não há exposição a variações cambiais e em moeda estrangeira, por não possuir saldos relevantes em moeda estrangeira nesta data.

27. SEGUROS

A Companhia mantém contratos de seguros levando em conta a natureza e o grau de risco, por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e/ou responsabilidades. As principais coberturas, conforme apólices de seguros são:

Descrição	Cobertura em R\$ milhares	
	2011	2010
Danos Materiais e Lucros Cessantes	825.500	867.135
Responsabilidade Civil (Concessionária)	8.255	8.331

28. EVENTOS SUBSEQUENTES

28.1. Juros sobre capital próprio

Os juros sobre capital próprio, aprovados em AGE de 27 de dezembro de 2011, foram pagos aos acionistas da Companhia em 30 de janeiro de 2012 sem a incidência de correção sobre o valor creditado aos acionistas entre a data de deliberação da AGE e o efetivo crédito aos acionistas e foi imputado aos dividendos mínimos obrigatórios a serem pagos pela Companhia, relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2011.

28.2. Terceira emissão de debêntures

Em 10 de janeiro de 2012, a Companhia emitiu R\$ 150.000 (cento e cinquenta milhões de reais) no mercado na forma de dívida, por meio da 3ª emissão pública de distribuição de debêntures simples, não conversíveis em ações, emitidas sob a forma nominativa, escritural, da espécie quirografária, no mercado local as quais foram distribuídas com esforços restritos, nos termos da Instrução CVM nº 476/2009, destinadas exclusivamente a investidores qualificados.

A oferta foi emitida com base nas deliberações: (i) da AGE da Companhia realizada em 27 de dezembro de 2011, (ii) da reunião do Conselho Fiscal realizada em 30 de novembro de 2011 que deu parecer favorável à captação de recursos através da terceira emissão de debêntures; (iii) da reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 22 de novembro de 2011, que aprovou proposta apresentada pelo Banco BTG Pactual S.A. na 189ª Reunião de Diretoria, realizada em 17 de novembro de 2011, para captação de recursos pela Companhia.

As cláusulas restritivas (“covenants”) previstas na escritura de terceira emissão das debêntures são similares às constantes nas escrituras de primeira e segunda emissões (vide Nota 14).

As debêntures foram detalhadas e reguladas por meio da competente escritura de emissão e tem as seguintes características e condições principais:

- a. Valor da emissão: R\$ 150.000 (cento e cinquenta milhões de reais).
- b. Séries: série única.
- c. Quantidade e valor nominal: 15.000 (quinze mil) debêntures simples, não conversíveis em ações, no valor nominal unitário de R\$ 10 (dez mil reais).
- d. Destinação dos recursos: refinar o valor principal e juros incidentes sobre a segunda e a terceira amortizações da série 1 da primeira emissão de debêntures da Companhia, nos termos do “Instrumento Particular de Escritura de Emissão Pública de Debêntures Quirografárias e Não Conversíveis em Ações da Primeira Emissão da Duke Energy International, Geração

Paranapanema S.A.” celebrado em 15 de setembro de 2008 entre a Companhia e Planner Trustee DTVM Ltda.

- e. Razões da emissão e consequências: a Companhia captou, por meio da emissão, recursos com custos menores e melhor prazo de vencimento do que aqueles atualmente utilizados, a fim de alongar o perfil do seu endividamento e aproveitar as condições de mercado. Com os recursos obtidos com a emissão, será possível realizar os pagamentos previstos no item “d” acima.
- f. Pagamento do valor nominal: Sem prejuízo dos pagamentos em decorrência de resgate antecipado das debêntures e/ou de vencimento antecipado das obrigações decorrentes das debêntures, nos termos previstos na Escritura de Emissão, o valor nominal de cada uma das debêntures será pago em 2 (duas) parcelas, sendo devidas: (i) a primeira parcela, no valor correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor nominal de cada uma das debêntures, em 10 de janeiro de 2016, e (ii) a segunda parcela, no valor correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor nominal de cada uma das debêntures, na data de vencimento.
- g. Remuneração: A remuneração de cada uma das debêntures será a seguinte: (i) o valor nominal de cada uma das debêntures não será atualizado monetariamente; e (ii) sobre o saldo devedor do valor nominal de cada uma das debêntures incidirão juros remuneratórios correspondentes a 100% (cem por cento) da variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, “over extra-grupo”, expressas na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela CETIP, no informativo diário disponível em sua página na Internet (<http://www.cetip.com.br>) (“Taxa DI”), acrescida exponencialmente de sobretaxa de 1,15% (um inteiro e quinze centésimos por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis (“Sobretaxa”, e, em conjunto com a Taxa DI, “Remuneração”), calculados de forma exponencial e cumulativa pro rata temporis por dias úteis decorridos, desde a data da emissão ou a data de pagamento de remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento. Sem prejuízo dos pagamentos em decorrência de resgate antecipado das debêntures e/ou de vencimento antecipado das obrigações decorrentes das debêntures, nos termos previstos na Escritura de Emissão, a remuneração será paga semestralmente a partir da data de emissão até a data de vencimento.
- h. Espécie e garantias: as debêntures são da espécie quirografária, sem garantia adicional.
- i. Prazo e data de vencimento: o prazo das debêntures será de 5 (cinco) anos, contados da data de emissão, vencendo-se, portanto, em 10 de janeiro de 2017 (“Data de vencimento”), ressalvadas as hipóteses de resgate antecipado das debêntures e/ou vencimento antecipado das obrigações decorrentes das debêntures, nos termos previstos da Escritura de Emissão.
- j. Colocação: as debêntures são objeto de uma oferta pública de distribuição com esforços restritos, nos termos da Instrução CVM nº 476/09.
- k. Agente fiduciário: Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.
- l. Classificação de risco: Moody’s – Escala Nacional Aa1.br e Escala Global Baa3 / Standard & Poors – Escala Nacional brAAA e Escala Global BBB.
- m. Mercado secundário: SND – Módulo Nacional de debêntures, administrado e operacionalizado pela CETIP S.A. – Balcão Organizado de Ativos e Derivativos.

28.3. Redução de capital

Em 22 de novembro de 2011, a Companhia publicou Fato Relevante informando ao mercado que a Diretoria da Companhia aprovou a submissão à aprovação prévia da Aneel, órgão regulador da Companhia, conforme disposto na Resolução Normativa Aneel nº 149, de 28 de fevereiro de 2005, da proposta de redução do capital social da Companhia, considerado atualmente excessivo para a realização do seu objeto social, de R\$ 1.639.138 para até R\$ 1.339.138, com uma redução efetiva no valor de até R\$ 300.000, sem o cancelamento de quaisquer ações ordinárias ou preferenciais representativas do capital social da Companhia, mantendo-se, ademais, inalterado o percentual de participação dos acionistas no capital social da Companhia.

Em 13 de janeiro de 2012, através do despacho nº 107, a Aneel autorizou a redução do capital social da Companhia.

Em RCA realizada em 22 de novembro de 2011, resultou aprovada a proposta da Diretoria quanto à redução do capital social da Companhia supra mencionada, que será submetida à aprovação em Assembleia Geral de Debenturistas – AGD a ser convocada.

Após as aprovações em AGD, a redução de capital da Companhia será submetida a exame, discussão e subsequente deliberação em AGE a ser convocada oportunamente.

MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

Conselho de Administração

Jairo de Campos
Presidente

Andréa Elizabeth Bertone
Membro Efetivo

Elizabeth Christina DeLaRosa
Membro Efetivo

Maurício Lofuto Maudonnet
Membro Efetivo

Autair Carrer
Membro Efetivo

Ana Amélia de Conti Gomes
Membro Suplente

Marco Antonio Leão
Membro Suplente

Diretoria Executiva

Armando de Azevedo Henriques
Diretor Executivo Presidente

Angela Aparecida Seixas
Diretora Executiva Financeira e de
Controles Internos e Diretora Executiva
de Relações com Investidores

Carlos Alberto Dias Costa
Diretor Executivo de Operações

César Teodoro
Diretor Executivo de Meio Ambiente,
Saúde e Segurança

Jairo de Campos
Diretor Executivo de Recursos Humanos,
Administração, Compras e Informática

Conselho Fiscal

Jarbas Tadeu Barsanti Ribeiro
Presidente do Conselho Fiscal

Marcelo Curti
Conselheiro Efetivo

François Moreau
Conselheiro Efetivo

Ary Waddington
Conselheiro Suplente

Edmundo Falcão Koblitz
Conselheiro Suplente

Marcello Joaquim Pacheco
Conselheiro Suplente

Jacqueline Ribeiro
Gerente Geral de Controladoria

Claudio Herrans
Contador - CRC 1SP200641/O-5