

Demonstrações Financeiras

2012



Ativo Total

R\$ **4.174,3**

Milhões

Energia Gerada

12,5

GWh

Receita Bruta

R\$ **1.218,9**

Milhões

EBITDA

R\$ **768,0**

Milhões

Lucro Líquido

R\$ **324,6**

Milhões

5 Milhões

de horas sem
acidentes com
afastamento

Sinergia, essa é a energia que nos move.

O ano de 2012 foi desafiador para o Brasil em termos de crescimento econômico, com baixa evolução do Produto Interno Bruto. Ainda assim, a demanda por energia elétrica manteve expansão de 3,5%, em linha com os anos anteriores, impulsionada especialmente pelos segmentos de comércio e serviços (+7,9%) e residencial (+5,0%), segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Foi ainda um ano de muitas expectativas para o setor elétrico. Primeiro, pela espera de definições de como seria o processo de renovação das concessões que estavam entrando em período de vencimento, especialmente em geração de energia. A expectativa continuou posteriormente, quando a medidas foram anunciadas e regulamentadas pela Medida Provisória 579, na busca pelo entendimento do impacto que essas mudanças trariam para o setor.

Para a Duke Energy, 2012 foi um ano de consolidação de diversas iniciativas implementadas ao longo dos dois anos anteriores. Isso permitiu mantermos um desempenho consistente e sem surpresas. Entre os destaques estão a superação de metas de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e a manutenção, pelo sexto ano consecutivo, no *ranking* das melhores empresas para trabalhar no Brasil, da Great Place to Work e revista *Época*. Ficamos entre as 20 melhores do Brasil, posição que é motivo de orgulho e reflete nossas práticas que privilegiam desenvolvimento profissional e qualidade de vida.

Também iniciamos em 2012 projetos importantes que terão seus frutos mais adiante. Um deles envolveu a decisão de submeter ao regulador, ANEEL, a reforma dos geradores e das turbinas das máquinas da usina de Chavantes, em linha com nossas políticas de manutenção rigorosa dos ativos e busca de melhorias operacionais. Também evoluímos na concepção de um novo projeto de gestão integrada de risco empresarial, que engloba todas as áreas da empresa. É um projeto transversal, desenvolvido como linha de pesquisa e desenvolvimento, levando em conta as especificidades do setor elétrico brasileiro.

Como parte do nosso compromisso com as comunidades, instituímos o Prêmio Duke Energy – Energia da Inovação, com a seleção de três projetos elaborados por universidades que buscam desenvolver iniciativas de sustentabilidade e melhoria da qualidade de vida em municípios banhados pelo baixo e médio Paranapanema.

Este ano de sucesso reflete a dedicação e a capacidade profissional dos nossos empregados. Essa condição permite atendermos com qualidade nossos clientes, como uma empresa parceira, confiável e com processos bem-definidos. Reflete o valor de uma equipe excepcional, comprometida com a melhoria contínua do nosso desempenho, fator-chave para nossa estabilidade operacional e consistência de resultado.

Armando de Azevedo Henriques

Presidente



RELATÓRIO ANUAL DA ADMINISTRAÇÃO 2012

Senhores acionistas e debenturistas,

A Administração da Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A. tem a satisfação de apresentar este Relatório Anual da Administração e as Demonstrações Financeiras relativas ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012, que são acompanhadas dos relatório dos auditores independentes e parecer do Conselho Fiscal.

PERFIL

A Duke Energy Internacional, Geração Paranapanema S.A. é uma sociedade por ações de capital aberto que atua na geração e comercialização de energia elétrica. Subsidiária e principal investimento internacional da Duke Energy Corp - uma das maiores companhias energéticas dos Estados Unidos -, administra oito usinas hidrelétricas instaladas no Rio Paranapanema, no Estado de São Paulo. A capacidade instalada é de 2.241 MW, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Mantém sede administrativa na capital paulista e emprega cerca de 311 colaboradores. Opera suas usinas a partir de dois contratos de concessão. O primeiro, que abrange as unidades Jurumirim, Chavantes, Salto Grande, Capivara, Taquaruçu e Rosana, tem prazo de 30 anos, a ser encerrado em 2029. Para duas usinas operadas em sistema de consórcio com a Companhia Brasileira de Alumínio (CBA) - Canoas I e Canoas II -, o prazo é de 35 anos, a se encerrar em 2033. Nesse sistema compartilhado, cabe à companhia 49,7% da energia gerada. Com privilegiada localização, os reservatórios da companhia representam cerca de 6% do armazenamento de água das Regiões Sudeste e Centro-Oeste.

Em 2012, produziu 12.469,88 GWh e contabilizou receita operacional bruta de R\$ 1,2 bilhão e lucro líquido de R\$ 324,6 milhões, o que representa crescimentos de 14,6% e 15,4%, respectivamente, na comparação com 2011. O Ebtida registrado no período foi de R\$ 768,0 milhões e a margem Ebtida, de 69,6%.

Reconhecimentos

Entre os prêmios e reconhecimento recebidos em 2012 pela Duke Energy Brasil destacam-se:

Marca de 5 Milhões de Horas sem Acidentes - Prêmio concedido pela Duke Energy International a cada marco de milhão de horas trabalhadas sem acidentes do trabalho com afastamento. Em julho, a Duke Energy Brasil recebeu o reconhecimento pelo alcance de 5 milhões de horas.

Great Place to Work - Em sua sexta participação, a Duke Energy ficou pela quarta vez entre as 20 melhores empresas para se trabalhar no País, sendo a única geradora de energia a figurar no *ranking* do Instituto Great Place to Work e revista *Época*. A companhia ocupou a 16ª posição na pesquisa que avalia a percepção dos funcionários, o clima organizacional e as políticas de Recursos Humanos que privilegiam qualidade de vida, remuneração e benefícios competitivos em relação ao mercado, e a possibilidade de desenvolvimento profissional. Segundo o Instituto, a companhia está também entre as 50 melhores empresas para se trabalhar na América Latina.

50 Melhores Empresas Psicologicamente Saudáveis - No *ranking* promovido pela revista *Gestão e RH*, a Duke Energy foi destacada na categoria Vida e Trabalho como uma das empresas que se diferenciam por proporcionar bom nível de qualidade de vida aos empregados.

Regularização Ambiental do Parque Gerador - Com a obtenção da Licença de Operação da UHE Jurumirim, em 2012, a Duke Energy passou a deter 100% de seu parque gerador regulamentado em processos de licenciamento ambiental reconhecidos pelo órgão ambiental responsável. A empresa é considerada referência na regularização de empreendimentos hidrelétricos implantados antes de 1986, quando entraram em vigor, no Brasil, leis e regulamentações de licenciamento ambiental.

Prêmio Benchmarking Ambiental - Pela sexta vez consecutiva, a companhia foi classificada entre os finalistas do prêmio que reconhece as melhores iniciativas de gestão socioambiental no Brasil, concorrendo com o projeto *Interação Peixamento e Educação Ambiental*. Além disso, foi classificada na sexta posição do *ranking* das empresas mais sustentáveis da década.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

O rígido cumprimento da legislação e a adoção de melhores práticas são marcas da governança corporativa da Duke Energy. A companhia atende às exigências da Lei Sarbanes-Oxley (SOX) e mantém processos e sistemas automatizados de controle. Também oferece treinamento aos seus profissionais sobre aspectos relacionados à Proibição de Práticas de Corrupção no Exterior (lei norte-americana Foreign Corrupt Practices Act FCPA).

A companhia procura seguir as práticas recomendadas pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC), entre elas a contratação de empresa independente para avaliar seus balanços e demonstrações financeiras e a fixação de atribuições e limites de poderes aos diretores e demais executivos. Mantém ainda política de atos e fatos relevantes e resguarda o sigilo de informações caso acionistas controladores, debenturistas ou integrantes do Conselho de Administração julguem que a divulgação contraria os interesses corporativos.

O Código de Ética nos Negócios contém diretrizes relacionadas ao comportamento esperado dos profissionais. Outra ferramenta é a Linha Ética, canal externo de comunicação disponível 24 horas por dia para o recebimento de denúncias sobre desvios de comportamento, que podem ser feitas por telefone ou e-mail, com a garantia de anonimato. Por intermédio desse instrumento, os interessados também podem solicitar informações sobre políticas e procedimentos da companhia.

Estrutura organizacional

As instâncias permanentes de governança da Duke Energy são o Conselho de Administração e a Diretoria-Executiva.

O Conselho de Administração é constituído por cinco membros e respectivos suplentes, sendo um integrante e um suplente indicados pelos colaboradores. Todos são eleitos pela Assembleia Geral para mandatos de três anos, permitida a reeleição. Entre as atribuições do órgão estão: estabelecer as diretrizes gerais dos negócios, eleger e substituir os membros da Diretoria-Executiva, referendar suas atribuições e fiscalizar seu desempenho.

À Diretoria-Executiva compete administrar os negócios e executar as deliberações do Conselho de Administração. Em dezembro de 2012 possuía cinco integrantes - eleitos pelo Conselho de Administração para mandatos de dois anos, sendo permitida a reeleição. Cabe ao diretor-presidente designar as funções e atribuições de cada diretor-executivo.

Em 2012, por deliberação da Assembleia Geral Ordinária de Acionistas, o Conselho Fiscal foi instalado com três membros efetivos e três suplentes, sendo responsável, entre outras tarefas, pela análise das demonstrações financeiras e fiscalização dos atos dos administradores. Autônomo em relação à Administração e aos auditores independentes, o Conselho Fiscal vigorará até a próxima Assembleia Geral Ordinária.

Auditoria externa

A Duke Energy baseia a contratação de serviços de auditoria externa em princípios que preservam a independência dos auditores. Assim, garante que o auditor não audite seu próprio trabalho, não exerça funções gerenciais na companhia nem promova os interesses dela.

Em 2012, os honorários da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes relativos à auditoria do Balanço anual e à elaboração da revisão limitada das informações trimestrais, correspondentes ao exercício de 2012, representaram o montante de R\$ 260 mil. A Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes não foi contratada em 2012 para outros serviços.

Rating

Em 2012, as agências de classificação de risco Standard & Poor's e Moody's reafirmaram os *ratings* da Duke Energy como *investment grade* (grau de investimento), com base na solidez da estrutura de capital e das métricas de crédito, no baixo nível de endividamento e na estabilidade da geração de caixa.

	Agência	Rating	Perspectiva	Data Ref.
Rating de Crédito Corporativo				
Escala Global	Standard & Poor's	BBB-	Estável	28/12/2012
	Moody's	Baa3	Estável	06/12/2012
Escala Nacional	Standard & Poor's	brAAA	Estável	28/12/2012
	Moody's	Aa1.br	Estável	06/12/2012
Rating de Emissão (Nacional)				
1ª Emissão de Debêntures	Standard & Poor's	brAAA	Estável	28/12/2012
	Moody's	Aa1.br	Estável	06/12/2012
2ª Emissão de Debêntures	Moody's	Aa1.br	Estável	06/12/2012

DESEMPENHO DOS NEGÓCIOS

Ambiente econômico

O ano de 2012 foi marcado pelo baixo crescimento econômico mundial, principalmente pelo aprofundamento da crise econômica europeia e pela redução do ritmo de expansão da China. Os Estados Unidos deram sinais de recuperação, mas com incertezas quanto à solução do problema do déficit público. Em decorrência desse cenário global, houve desaceleração da economia brasileira. Não se realizou a previsão de que o consumo das famílias e os investimentos impulsionassem a retomada da atividade econômica do

país em 2012, em especial como decorrência das incertezas do cenário internacional, da elevação da volatilidade e da aversão ao risco. Como resultado, o Produto Interno Bruto (PIB) registrou variação de 0,9% em relação ao ano anterior, abaixo das expectativas de crescimento em torno de 3,5% no ano.

Com a desaceleração econômica, houve também redução na demanda por *commodities* e consequente redução nos preços dessas mercadorias. A inflação medida pelo Índice Geral de Mercado (IGP-M), da Fundação Getúlio Vargas (FGV), atingiu 7,8% no ano, ante 5,1% de 2011, aumento em razão, principalmente, dos fenômenos climáticos, com quebras de safra. Já o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) fechou 2012 em 5,8%, 0,7 ponto percentual abaixo da taxa de 2011 (6,5%).

O Banco Central do Brasil deu continuidade à redução da taxa de juros iniciada no ano anterior, terminando o ano de 2012 com taxa Selic em 7,25% ao ano, o menor patamar já registrado no Brasil.

	Em 31 de dezembro				
	2008	2009	2010	2011	2012
IGP-M	9,8%	-1,7%	11,3%	5,1%	7,8%
IPCA	5,9%	4,3%	5,9%	6,5%	5,8%
Taxa de câmbio	2,3	1,7	1,7	1,9	2,0
Δ% Taxa de câmbio	31,9%	-25,5%	-4,3%	12,6%	8,9%
Selic	13,8%	8,8%	10,8%	11,0%	7,3%

Geração

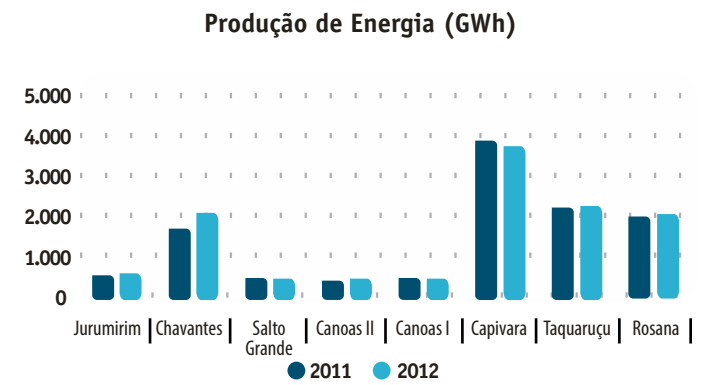
Em 2012, a Duke Energy gerou 12.469,88 GWh, 3,8% acima do exercício anterior e equivalente a 2,43% da energia elétrica produzida no país no período. O volume foi 30,6% superior à energia assegurada/garantia física para o ano, fixada em 9.548,21 GWh, correspondendo a 1.087 MW.

O acréscimo na geração decorreu da maior produção de energia nas usinas localizadas na bacia do Rio Paranapanema a partir do segundo semestre de 2012. O desempenho refletiu as melhores condições de armazenamento em comparação aos demais reservatórios do Sistema Interligado Nacional.

Esse fator, aliado à baixa afluência registrada nos meses de setembro a dezembro, por menor precipitação pluviométrica, levou os reservatórios a encerrarem o ano com 28,72% de água armazenada, volume inferior à média histórica da companhia, de 63,87%. Situação semelhante ou pior se verificou nos demais reservatórios dos subsistemas Sudeste, Sul, Nordeste e Norte do país.

Destacou-se no ano o desempenho operacional dos ativos da companhia, com disponibilidade de 95,08% e baixa taxa de falha nas unidades geradoras. Esse índice decorre de experiência acumulada, capacidade técnica, comprometimento dos colaboradores, política consistente de dispêndio de capital - que inclui melhorias nos sistemas operacionais - e eficiente manutenção dos equipamentos.

Embora o desempenho geral das usinas tenha se mantido em níveis favoráveis, a companhia desenvolve vários projetos para a melhoria de sua capacidade produtiva, com foco na confiabilidade e disponibilidade de suas instalações.



Produção de Energia - GWh			
Usina	2011	2012	%
Jurumirim	569,23	645,67	13,4
Chavantes	1.765,60	2.126,69	20,5
Salto Grande	509,70	514,73	1,0
Canoas II	462,74	514,39	11,2
Canoas I	526,86	516,20	-2,0
Capivara	3.871,44	3.781,46	-2,3
Taquaruçu	2.245,33	2.277,39	1,4
Rosana	2.061,35	2.093,35	1,6
Total	12.012,25	12.469,88	3,8

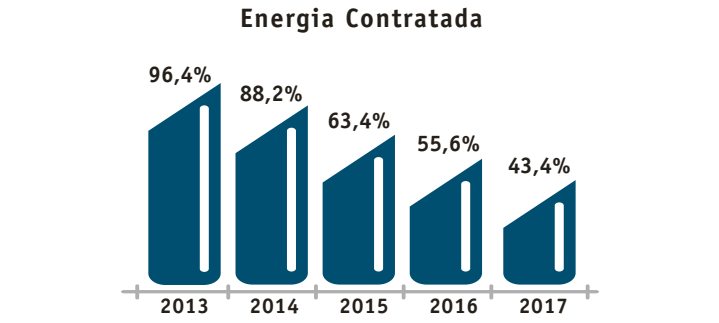
Garantia física

Em 27 de dezembro de 2012, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou a Portaria nº 184, que revisou extraordinariamente a garantia física das UHEs Jurumirim, Taquaruçu e Rosana, que passou de 1.087 MW para 1.085,6 MW. Desse volume, projeta-se para comercialização 1.003,6 MW, visto que 52 MW oriundos do consórcio das usinas Canoas I e Canoas II são alocados para a CBA, 30 MW são usados para consumo interno e ainda há previsão de perdas no sistema. Cabe destacar que essa revisão da garantia física ainda está sendo discutida pela companhia com os órgãos competentes.

Comercialização

Em 2012, a energia disponível para comercialização foi de 1.010 MW. A companhia teve 99,8% de sua energia contratada, o que resultou em estabilidade do fluxo de receitas. Favoreceu esse desempenho o programa de fortalecimento da marca e o estabelecimento de novos contratos com consumidores livres, demais comercializadores e Produtores Independentes de Energia (PIE).

A concentração de esforços de comercialização e marketing no Ambiente de Livre Contratação (ACL) possibilitou que, até o final do período, fossem celebrados 41 contratos totais de venda com clientes consumidores livres e comercializadores das Regiões Sudeste e Centro-Oeste, com preço médio superior ao de 2011. As vendas para esse segmento representaram 59,6% da receita operacional bruta de energia da companhia no ano. As vendas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), para aos distribuidores, representaram 32,3% da receita operacional bruta. A Duke Energy mantém atualmente bons níveis de contratação em longo prazo.



Esses resultados alinham-se à estratégia da companhia de ampliar o volume de receitas dos consumidores livres e assegurar base estável no segmento ACR. Os termos e as condições dos contratos firmados no âmbito do ACL são mais positivos em razão da flexibilidade de negociação. Já os contratos de ACR são em geral de longo prazo (três a oito anos) e asseguram a estabilidade do fluxo de caixa.

Além dos contratos nesses dois segmentos, a Duke Energy também comercializa energia em operações no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). A receita no MRE foi 79,3% superior em relação ao ano anterior. Durante 2012, condições hidrológicas desfavoráveis nas Regiões Sul e Nordeste do país fizeram com que os reservatórios das Regiões Sudeste e Centro-Oeste fossem utilizados para uma maior geração de energia elétrica. Com o reduzido armazenamento dos reservatórios de todo o Sistema Interligado Nacional e a baixa afluência verificada no período de setembro a dezembro, houve significativo despacho térmico, o que provocou aumento significativo no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) nesse período.

Pesquisa e Desenvolvimento

A Duke Energy desenvolve uma série de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), alinhada à regulamentação setorial que estabelece a obrigatoriedade de destinar 1% da receita operacional líquida a iniciativas inovadoras e a órgãos vinculados ao Ministério de Minas e Energia. Os recursos são aplicados no desenvolvimento de soluções que visem avanços tecnológicos e melhoria de resultado operacional.

Projeto em continuidade (início anterior a 2011):

- Estudo da geração de energia elétrica através da utilização do empuxo.

Projetos em continuidade (início anterior a 2012):

- Otimização da produção e distribuição de gás natural considerando efeitos do pré-sal e insumos concorrentes sobre a política de operação hidrotérmica - SimGás;
- Cálculo e revisão de certificados de garantia física no Brasil: metodologias e critérios - garantia física;
- Desenvolvimento de metodologia e ferramenta integrada de gestão de riscos para o setor de geração de energia elétrica brasileiro;
- Desenvolvimento de estudo para avaliar o número de horas de operação equivalentes a um processo de partida e parada de unidades geradoras de usinas hidrelétricas;
- Desenvolvimento de uma metodologia para avaliar as consequências na vida útil de componentes de unidades geradoras hidrelétricas com rotores tipo Francis operando no Controle Automático de Geração (CAG);
- Estudo em escala de laboratório da gaseificação de biomassas por plasma, aplicada à geração de energia elétrica;
- Monitoramento e controle de erosões marginais em reservatórios hidrelétricos: métodos de avaliação dos processos, uso de geotecnologias para seu monitoramento e experimentação de técnicas de controle;
- Método para avaliação de áreas de recrutamento de peixes, para otimização dos programas de conservação e recuperação do estoque pesqueiro; e
- Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico - Abordagem: PDE e PDDE (sistemas equivalentes) com a consideração de aversão ao risco e tratamento estocástico da ENA.

Projetos em fase de contratação 2012:

- Estimativas de precipitação derivadas de mosaico de radares meteorológicos e previsões dinâmico-probabilísticas de chuva para bacias hidrográficas.

Temas estratégicos

Por considerar que projetos estratégicos são temas de grande relevância para o setor elétrico brasileiro e exigem o esforço conjunto e coordenado de várias empresas do setor e entidades executoras, a Duke Energy participa ainda das seguintes iniciativas:

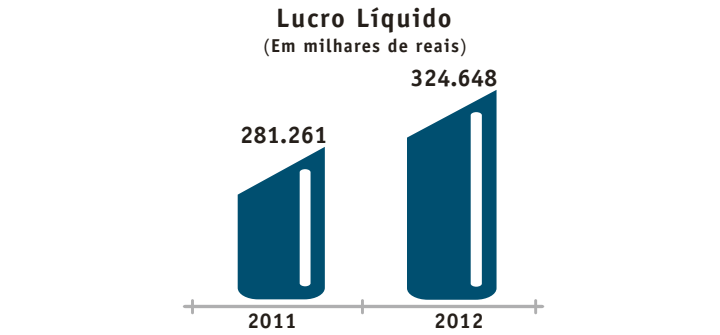
- Modelo de otimização do despacho hidrotérmico;
- Metodologia para alocação dos custos do sistema de transmissão;
- Metodologia para monitoramento e avaliação de gases do efeito estufa em reservatórios de usinas hidrelétricas brasileiras; e
- Efeitos de mudanças climáticas no regime hidrológico de bacias hidrográficas e na energia assegurada/garantia física de aproveitamentos hidrelétricos (fase de elaboração da proposta).

Principais indicadores (Em milhares de reais)			
	2011	2012	% Variação
Indicadores econômicos			
Receita operacional bruta	1.063.556	1.218.901	14,6
(-) Deduções à receita operacional	(105.553)	(115.733)	9,6
Receita operacional líquida	958.003	1.103.168	15,2
(-) Despesas operacionais	(492.164)	(558.026)	13,4
Resultado do serviço	465.839	545.142	17,0
Ebitda	696.579	767.991	10,3
Margem Ebitda - %	72,7%	69,6%	-
Resultado financeiro	(92.568)	(103.419)	11,7
Resultado operacional	373.271	441.723	18,3
Lucro líquido do exercício	281.261	324.648	15,4
Margem líquida - %	29,4%	29,4%	-
Indicadores financeiros			
Ativos totais	4.410.468	4.174.371	-5,4
Dívidas em moeda nacional	811.250	950.163	17,1
Patrimônio líquido	2.825.265	2.467.554	-12,7
Ações			
Ações em circulação (em milhares de ações)	94.433	94.433	
Lucro líquido por lote de mil ações (em reais)	2.978,42	3.437,87	15,4

Lucro líquido

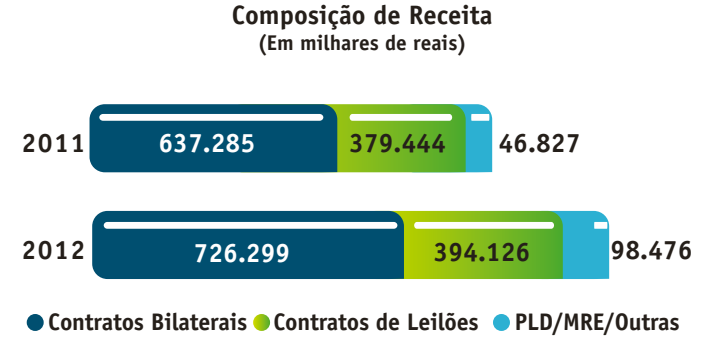
Em 2012, a companhia registrou lucro líquido de R\$ 324,6 milhões, elevação de 15,4% comparativamente a 2011. O principal fator que contribuiu para esse desempenho foi o crescimento da receita operacional, efeito dos melhores preços nos contratos bilaterais, em leilões e no mercado de curto prazo representado pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O aumento da receita foi parcialmente compensado por maiores despesas operacionais pela compra de energia em decorrência de previsão de lastro a descoberto e exposição no mercado de curto prazo.

De acordo com seu Estatuto Social, a companhia destina 100% do lucro líquido ao pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio, após constituição da reserva legal.



Receita operacional bruta

A receita operacional bruta em 2012 foi de R\$ 1.218,9 milhões, o que representa crescimento de R\$ 155,3 milhões, ou 14,6%, em relação ao ano anterior, em virtude de melhores preços fixados na comercialização nos contratos bilaterais que representou um aumento de R\$ 89,0 milhões (14,0%). A venda de energia nos contratos de leilões aumentou R\$ 14,7 milhões em relação a 2011, pelo reajuste dos preços. Como efeito do maior volume de geração de energia, a receita nas operações provenientes do MRE cresceu R\$ 8,8 milhões (79,3%). Houve também acréscimo nos preços de energia vendida no mercado de curto prazo, representado pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), cuja receita aumentou R\$ 42,9 milhões (120,3%).



- Contratos Bilaterais
- Contratos de Leilões
- PLD/MRE/Outras

Deduções à receita operacional

As deduções à receita operacional aumentaram R\$ 10,2 milhões, ou 9,6%, em relação a 2011. Tal crescimento não acompanhou a variação positiva de 14,6% da receita operacional bruta devido, principalmente, ao fato de parte significativa dessa variação sofrer tributação cumulativa de PIS e Cofins, além de refletir a diferença de tributação de ICMS para vendas de energia dentro e fora do Estado de São Paulo.

Receita operacional líquida

Como resultado dos fatores citados, a receita operacional líquida aumentou 15,2% na comparação com 2011 e alcançou R\$ 1.103,2 milhões.



Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A.

CNPJ: 02.998.301/0001-81
Companhia Aberta

RELATÓRIO ANUAL DA ADMINISTRAÇÃO 2012

Despesas operacionais (Em milhares de reais)

	2011	2012	% Variação
Pessoal	(54.968)	(66.336)	20,7
Material	(3.418)	(3.560)	4,2
Serviços de terceiros	(35.784)	(41.883)	17,0
Taxa de fiscalização da Aneel	(4.298)	(4.475)	4,1
Energia comprada para revenda	(1.302)	(61.640)	4.634,3
Encargos de uso da rede elétrica	(77.585)	(83.263)	7,3
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(53.237)	(59.011)	10,8
Depreciação e amortização	(230.740)	(222.849)	−3,4
Provisões para riscos fiscais, trabalhistas e ambientais	(11.045)	(1.612)	−85,4
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(3.003)	5.127	−270,7
Arrendamento e aluguéis	(3.235)	(3.525)	9,0
Seguros	(2.575)	(3.686)	43,1
Outras	(10.974)	(11.313)	3,1
	(492.164)	(558.026)	13,4

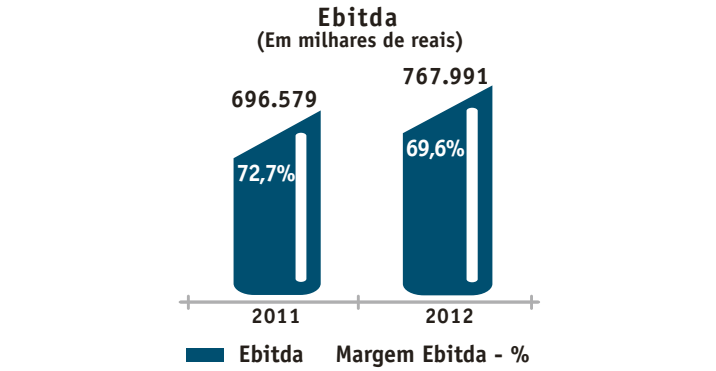
As despesas operacionais totalizaram R\$ 558,0 milhões, acréscimo de 13,4% em relação ao montante do ano anterior (R\$ 492,2 milhões). Os principais fatores de impacto foram:

- Pessoal - Incremento de R\$ 11,4 milhões, ou 20,7%, no ano, principalmente em razão da reposição de vagas em aberto, e reajuste salarial. O dissídio de 2012 foi de 6,5%, determinado em acordo coletivo;
- Serviços de terceiros - O acréscimo de R\$ 6,1 milhões, ou 17,0% acima do ano anterior, deve-se principalmente à variação nas despesas de manutenção e conservação, no montante de R\$ 3,5 milhões, e maiores despesas com consultoria financeira de R\$ 1,7 milhão, pela redução de capital, e serviços técnicos operacionais de R\$ 1,5 milhão;
- Energia comprada para revenda - Incremento de R\$ 60,4 milhões, em decorrência do mercado de energia e da adequação do lastro durante o ano de 2012;
- Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - O aumento de R\$ 5,8 milhões, ou 10,8% em comparação ao ano anterior, deve-se ao maior volume gerado em 2012 - 11.997.121 MWh, 4,0% superior aos 11.540.774 MWh registrados em 2011. O cálculo é baseado no volume de geração efetiva das usinas, descontando-se a parcela relativa à Companhia Brasileira de Alumínio (CBA) para as usinas Canoas I e II. Houve ainda reajuste de 6,6% na Tarifa Atualizada de Referência (TAR), que passou de R\$ 68,34/MWh para R\$ 72,87/MWh a partir de 1º de janeiro de 2012;
- Provisões para riscos fiscais, trabalhistas e ambientais - Variação positiva de R\$ 9,4 milhões em decorrência, principalmente, de provisão para riscos fiscais referentes à Cide, Cofins e IRRF no montante de R\$ 1,8 milhão em 2012, ante provisão para risco fiscal de crédito de Cofins no ano anterior no montante de R\$ 7,1 milhões. Adicionalmente, a provisão para riscos trabalhistas foi inferior em R\$ 3,2 milhões em comparação ao ano de 2011; e
- Provisão para crédito de liquidação duvidosa - Variação positiva de R\$ 8,0 milhões em decorrência de acordo feito para recuperação de título.

Ebitda

O Ebitda aumentou 10,3% em 2012, na comparação com 2011, em decorrência do acréscimo das receitas operacionais, compensado parcialmente pelo incremento das despesas operacionais.

Ebitda e margem Ebitda (Em milhares de reais)			
	2011	2012	% Variação
Lucro líquido	281.261	324.648	15,4
Imposto de renda e contribuição social	92.010	117.075	27,2
Resultado financeiro (líquido)	92.568	103.419	11,7
Depreciação e amortização	230.740	222.849	−3,4
Ebitda	696.579	767.991	10,3
<i>Margem EBITDA</i>	<i>72,7%</i>	<i>69,6%</i>	



O Ebitda (Lajida - lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização) é calculado como o lucro líquido acrescido do resultado financeiro líquido, Imposto de Renda e Contribuição Social, depreciação e amortização. Esta é uma medição não contábil, calculada tomando como base as disposições do Ofício Circular CVM nº 01/2008 e não deve ser considerado como uma alternativa ao fluxo de caixa como indicador de liquidez. A administração da companhia acredita que o Ebitda fornece uma medida útil de seu desempenho, que é amplamente utilizado por investidores e analistas para avaliar desempenho e comparar empresas.

Ao fazer tais comparações, entretanto, deve-se ter em mente que o Ebitda não é uma medida reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil e que pode ser calculado de forma diferente por diferentes companhias.

Resultado financeiro (Em milhares de reais)			
	2011	2012	% Variação
Receitas financeiras	39.515	42.248	6,9
Despesas financeiras	(132.083)	(145.667)	10,3
Resultado financeiro líquido	(92.568)	(103.419)	11,7

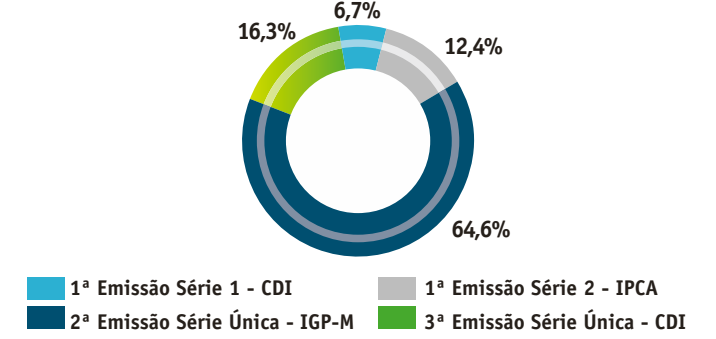
O resultado financeiro apresentado em 2012 foi negativo em R\$ 103,4 milhões, o que representa variação de 11,7% na comparação com o ano de 2011 (negativo em R\$ 92,6 milhões). As receitas financeiras foram de R\$ 42,2 milhões, incremento de 6,9% sobre os R\$ 39,5 milhões de 2011, principalmente devido ao maior volume médio de aplicações financeiras no ano. As despesas financeiras aumentaram 10,3%, como efeito do comportamento do Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) em 2012 de 7,8%, comparativamente a 5,1% em 2011. Esse índice de preços é um dos principais indexadores da dívida da companhia.

Endividamento

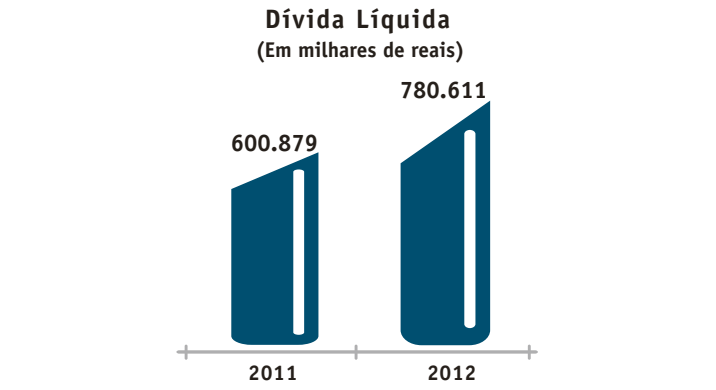
Em 31 de dezembro de 2012, a dívida bruta totalizava R\$ 950,2 milhões, acréscimo de 17,1% em relação aos R\$ 811,3 milhões do final do ano anterior, principalmente em consequência de nova captação de debêntures no valor de R\$ 150,0 milhões, em janeiro de 2012.

Perfil da dívida - Debêntures (Em milhares de reais)					
Emissão	Série	Remuneração	Vencimento	2011	2012
1ª	1	Variação CDI + 2,15% a.a.	15/09/13	128.772	63.569
1ª	2	Variação IPCA + 11,6% a.a.	15/09/15	111.476	117.623
2ª	única	Variação IGP-M + 8,59% a.a.	16/07/15	571.002	613.790
3ª	única	Variação CDI + 1,15% a.a.	10/01/17	–	155.181
				811.250	950.163

Fator de Correção da Dívida em 2012



A dívida financeira líquida - representada pelo endividamento, deduzidos os recursos em caixa e equivalentes de caixa - aumentou 29,9%, em especial pela terceira emissão de debêntures no valor de R\$ 150,0 milhões, em janeiro de 2012, e pelo menor saldo de caixa em função da redução de capital de R\$ 300,0 milhões ocorrida em agosto de 2012.



Imobilizado

O ativo imobilizado contemplou, no exercício de 2012, adições de R\$ 20,7 milhões (R\$ 15,6 milhões no ano anterior). As principais aquisições foram de equipamentos, visando à maior confiabilidade na capacidade de produção.

GESTÃO DE PESSOAS

No período, foram desligados 23 empregados e 13 estagiários, encerrando 2012 com 311 colaboradores. No mesmo ano, a Duke Energy contratou 40 profissionais - dos quais 65% com curso superior e, entre eles, 19% pós-graduados - e nove estagiários. Todos receberam o Manual de Integração e o Código de Ética dos Negócios, que expõem as diretrizes e os comportamentos desejados pela companhia, além de treinamentos que incluíram temas como a proibição de prática de corrupção e segurança do trabalho.

A Duke oferece salários compatíveis aos de seus segmentos de atuação, além de bônus e participação nos resultados - cuja metodologia de apuração considera o alcance de metas individuais e coletivas. Também concede benefícios que vão além dos determinados pela legislação, como assistência médica e odontológica, alimentação, transporte, seguro de vida e previdência complementar. Por meio do Programa de Saúde e Integração Social, mantém iniciativas de promoção da saúde preventiva e relacionamento com a sociedade. Em 2012, esses benefícios representaram recursos equivalentes a 16% da folha salarial.

Treinamento e desenvolvimento

No ano, a companhia investiu R\$ 1,4 milhão em treinamentos e reciclagens, que representaram 133,3 horas (ou 16,7 dias) por profissional. As iniciativas de capacitação são realizadas no âmbito do Programa de Desenvolvimento Pessoal (PDP) e do Programa de Desenvolvimento Individual (PDI), que incluem avaliação 360º para todos os níveis hierárquicos. Entre os temas abordados estão saúde e segurança, meio ambiente e aspectos técnicos, financeiros e comerciais.

Com o propósito de contribuir para o desenvolvimento profissional, mantém o Programa de Bolsa-Auxílio Educação, por meio do qual arca parcialmente com cursos de graduação, extensão e idiomas que contemplam 25,72% do quadro funcional.

Em 2012, criou a Escola de Negócios com o intuito de desenvolver profissionais em início de carreira para atuação em áreas críticas do negócio. Ao final, parte dos alunos foi contratada e os demais foram devidamente capacitados para concorrer por posições no setor elétrico.

Saúde, segurança e qualidade de vida

A Duke Energy investe no fortalecimento dos conceitos de prevenção, de forma a aperfeiçoar e sedimentar os padrões e processos relacionados a segurança, saúde e qualidade de vida de seus trabalhadores, próprios ou prestadores de serviço. Em razão de diferentes iniciativas, obteve conquistas expressivas no ano, entre elas o alcance da marca de 5 milhões de horas trabalhadas sem ocorrência de acidentes com afastamento, com empregados próprios.

Os programas Fale Comigo e Padrões Comportamentais de Segurança, premissas que regem sua Cultura de Zero Enfermidade e Lesão, foram fortalecidas em 2012 com o complemento do Plano Executivo de Segurança. A iniciativa se baseia em três ações básicas: Programa Usina Segura, com visitas dos executivos para inspeções de segurança; comunicação de segurança por meio das Cipas e Sipats; e Programa Superseguro, que reconhece profissionais que se destacam pelo não envolvimento em acidentes e pela participação em eventos e treinamentos de segurança.

Destacam-se ainda outras iniciativas:

- Programa Fale com o Presidente - Ferramenta mantida no portal interno da companhia, que possibilita ao empregado encaminhar diretamente ao presidente comentários e contribuições sobre saúde e segurança;
- Cartilha dos Padrões de Segurança - *Folhetos* com esclarecimentos sobre os padrões de comportamento que devem ser seguidos por todos;
- Guia de Bolso dos Procedimentos Operacionais do Sistema de Gestão de Meio Ambiente, Saúde e Segurança (SGMASS) - Contém o resumo de todos os procedimentos para fácil consulta, sendo que o mesmo foi distribuído a todos colaboradores da companhia.
- Programa Mova-se: Incentiva a saúde preventiva, por meio de campanhas internas, cursos, palestras e consulta com especialista em nutrição.
- Ops, Quase! - O programa tem por objetivo criar ambiente favorável para o relato de situações de quase acidentes ou incidentes, de forma a identificar causas e tendências de ocorrências e melhorar o desempenho.
- A gestão de assuntos relacionados à segurança no trabalho de contratados foi fortalecida durante encontros com prestadores de serviços, proprietários e gestores das contratadas, com objetivo de abordar a importância dos valores e políticas de segurança.
- A preparação dos profissionais para atuar em situações de emergência também foi reforçada com exercícios simulados sobre temas como derramamentos de produtos químicos, primeiros socorros e evacuação. Além disso, foram aperfeiçoados processos do SGMASS, o que incluiu treinamentos *on-line* dos procedimentos operacionais em todas as instalações, que resultaram na emissão de 1,5 mil certificados de conclusão.
- Em 2012, foi estruturado projeto e definida estratégia para a busca de certificação do SGMASS como Sistema de Gestão Integrado (SGI) considerando as referências: ambiental (ISO 14001); saúde e segurança ocupacional (OSHAS 18001); responsabilidade social (NBR 16001); e qualidade (ISO 9001).

GESTÃO SOCIAL

A Duke Energy atua em várias frentes para fortalecer seu relacionamento com as comunidades próximas de suas unidades, e contribui com o poder público no sentido de ampliar o bem-estar das populações locais. Investimentos em cultura, esporte, educação e desenvolvimento de potencialidades regionais compõem o foco de suas ações sociais.

Em 2012, destacou-se o lançamento do Prêmio Duke Energy - Energia da Inovação, uma realização com o Programa UniSol (Universidade Solidária, ligada à ONG Alfassol). Foram selecionados três projetos universitários de desenvolvimento local de comunidades ao longo do Rio Paranapanema, que receberam recursos financeiros e orientação técnica para sua implementação. Foram vencedoras iniciativas propostas pela Fanorpi (Santo Antonio da Platina/PR), de gestão de resíduos sólidos por catadores de lixo em Andará; Unesp (Rosana/SP), de desenvolvimento de turismo; e Fatec (Presidente Prudente/SP), de capacitação de jovens em gestão e eventos. Detalhes podem ser conhecidos no site www.premioduke-energy.com.br.

Cultura e esportes

Como incentivo à cultura, a companhia apoiou diversas iniciativas com recursos da Lei Rouanet. Uma delas foi o Circuito Cultural Duke Energy, em que uma carreta se transforma em sala de cinema e teatro e leva cultura e entretenimento às áreas de atuação. Mantido há três anos, o projeto itinerante circulou por 55 cidades ao longo do Rio Paranapanema e reuniu mais de 43 mil espectadores, que participaram também de um espetáculo ao ar livre, o Auto de Natal. A empresa ainda aportou recursos para uma exposição sobre a história da UHE Salto Grande, em apoio à ação da Fundação Energia e Saneamento, que compôs o acervo técnico do Centro Cultural Dr. João de Souza, inaugurado em Salto Grande (SP).

Outro patrocínio foi ao projeto Turismo Sustentável em Reservatórios, com a produção e publicação do livro infantil “Um Encontro Muito Especial”, com temática ligada à preservação de cultura, à história e aos valores locais da região do Rio Paranapanema, e um Guia do Professor. Com base nesses materiais foram realizadas oficinas de capacitação para 95 professores de oito municípios das regiões das usinas Chavantes e Jurumirim, com o objetivo de desenvolver e sensibilizar as comunidades para a identificação de potencialidades e prática do turismo sustentável.

Na área musical, o apoio ao Projeto Guri permitiu a adoção de três polos, nas cidades paulistas de Fartura, Mirante do Paranapanema e Rosana. Juntos, representaram um potencial de vagas para até 679 crianças e adolescentes. Também parte do Projeto Guri, a Duke patrocinou o Programa de Bolsistas, estimulando o desenvolvimento de talentos com perspectiva de profissionalização para o mercado musical.

Em esporte, a companhia apoiou, pelo segundo ano, a Corrida e Caminhada Ecológica de Avaré (SP), com a participação de mais de 2 mil pessoas, e a realização de passeio ciclístico em Ourinhos (SP), com aproximadamente 500 participantes. Essas iniciativas contaram com recursos da Lei Federal de Incentivo ao Desporte.

Outra forma de integração com as comunidades é o Programa de Visitas monitoradas às usinas, que envolveu no ano cerca de 10 mil pessoas, entre estudantes e turistas, que tiveram a oportunidade de conhecer o passo a passo do processo de geração. O Programa de Voluntariado contou com a participação de 250 pessoas, entre empregados, contratados e familiares, que atuaram nas cidades de Assis, Cândido Mota, Ourinhos, Piraju, Porecatu, São Paulo, Teodoro Sampaio e Rosana, o que resultou na melhoria das condições de atendimento e serviços a mais de 900 pessoas.

Patrocínios

A política de patrocínios às atividades socioambientais da Duke Energy também tornou viável em 2012 a realização de uma série de eventos, entre eles:

- **Workshop de Restauração Florestal** - Idealizado e realizado por Duke Energy e Universidade Estadual de Londrina (UEL), em Londrina (PR), contou com 155 participantes (estudantes, pesquisadores, professores e profissionais) na discussão e troca de experiências sobre restauração de mata ciliares.
- **X Diálogo Interbacias** - Direcionado a educadores ambientais, o evento congrega os comitês de Bacia Hidrográfica do Estado de São Paulo e é apoiado pela Duke desde sua primeira edição. Com o tema Água e Educação Ambiental, reuniu no mês de setembro cerca de 750 participantes no município de São Pedro (SP).
- **4º Encontro de Topografia da Duke Energy** - Promove a troca de experiências entre profissionais do setor elétrico e de outros segmentos que possuem inter-relação com o georreferenciamento de imóveis rurais. Contou com o apoio da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) e reuniu 110 participantes.
- **V Fórum de Direito Ambiental** - Tradicional evento organizado pela Ordem dos Advogados do Brasil (OAB) e Ministério Público da região de Presidente Prudente, reuniu operadores e estudiosos do Direito Ambiental do Brasil.
- **Torneios de Pesca em Carlópolis, Andará e Avaré** - Tiveram por objetivo estimular a pesca esportiva no Rio Paranapanema. Em Carlópolis e Avaré, foram realizadas solturas de peixes de espécies nativas, como forma de promover a conscientização para o ciclo reprodutivo e o respeito à fauna do rio.
- **Projeto Memória** - O investimento da Duke Energy no resgate da história e das tradições do setor elétrico na região do Rio Paranapanema resultou em um site (www.memoriaduke.com.br) com rico acervo fotográfico, depoimentos de pessoas ligadas aos empreendimentos e informações de interesse público sobre usinas e comunidades no entorno de usinas e reservatórios.
- **Exposição Itinerante Jurumirim 50 anos** - Desenvolvida com o intuito de levar aos municípios banhados pela Represa de Jurumirim um pouco da história da usina e seu papel no desenvolvimento econômico da região, é composta por painéis expositores e fica cerca de 15 dias em em espaços públicos de cada cidade, com acesso gratuito.
- **Patrocínios a eventos setoriais** - Com o objetivo de promover a discussão de melhores práticas no setor elétrico, saúde e segurança, foram patrocinados: Fórum Paulista de Segurança, Saúde e Qualidade de Vida no Trabalho no Setor de Energia Elétrica (Fopase), Simpósio Nacional de Regulação, Economia e Mercados de Energia (Sinrem) e Encontro de P&D dos agentes do Setor Elétrico (Epase).

GESTÃO PATRIMONIAL

Por meio de uma série de iniciativas, a Duke Energy investe na gestão do patrimônio, na preservação de seus ativos e na proteção dos recursos naturais do entorno de suas usinas hidrelétricas.

Entre essas ações destacam-se as inspeções em todos os reservatórios e a troca contínua de informações com órgãos de fiscalização ambiental, para identificar e regularizar o uso e a ocupação nas áreas sob concessão da companhia. Esse trabalho fortalece a relação com promotorias, instituições ambientais e interessados. Com as comunidades envolvidas, a integração se dá por meio da participação em eventos e reuniões específicas.

Em todos os reservatórios, foram desenvolvidas atividades de georreferenciamento dos pontos de divisa das propriedades, de forma a atender tanto à legislação como às solicitações dos confrontantes para a caracterização dos limites das áreas sob concessão da companhia.

Foram realizadas 227 inspeções patrimoniais em áreas das bordas dos reservatórios, envolvendo avaliação de uso, ocupação e respeito de limites. Ocorreu ainda a manutenção de 106 hectares de acieiros - que permitem a proteção de 4.460 hectares de áreas de conservação ambiental já consolidadas e sob responsabilidade da companhia - e de 7.700 metros de cercas para proteção dessas áreas.

No ano, representante da companhia integrou o grupo organizado pela Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica (Abrage) que apresentou propostas técnicas sobre gestão patrimonial durante o processo de audiência pública e emissão da Resolução Normativa Aneel 501/2012, que trata do fornecimento de arquivos georreferenciados de áreas sob concessão.

GESTÃO AMBIENTAL

A companhia obteve, em 2012, importantes conquistas em programas ambientais vinculados a Licenças de Operação (LOs) e processos de gestão ambiental. Destacou-se a obtenção da Licença de Operação da UHE Jurumirim, concedida pela Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental (Cetesb), pelo prazo de dez anos - ante a média de quatro a seis anos normalmente aplicada no setor. A boa condição ambiental, a gestão responsável e a articulação com as comunidades de entorno permitiu conquistar esse prazo mais longo, assim como já ocorrera para a UHE Salto Grande, em 2011.

Foram renovadas as LOs das Estações de Tratamento de Esgoto (ETEs) das usinas de Chavantes e Salto Grande, assim como obtida licença para adequações nas ETEs da UHE Jurumirim e da Pousada de Jurumirim.

As iniciativas de gestão ambiental também contemplaram:

- Repovoamento anual dos reservatórios com 1,5 milhão de alevinos de espécies nativas do Rio Paranapanema;
- Acompanhamento dos processos de assoreamento e solapamentos das bordas dos reservatórios, incluindo o início do Projeto de P&D para estudo de solapamentos;
- Recuperação ambiental de parte das áreas onde se situavam os estoques de argila do Complexo Canoas, já em fase final;
- Continuidade do monitoramento da qualidade da água ao longo da cascata do Rio Paranapanema, demonstrando que ela continua boa e favorece aspectos de turismo e lazer nos reservatórios.

Na UHE Salto Grande, passou de bianual para anual a periodicidade do rebaixamento do nível operacional do reservatório para o controle das plantas aquáticas que causam problemas à balneabilidade, atendendo as expectativas da comunidade. Realizado em período determinado, esse procedimento faz parte do programa da Duke Energy de monitoramento, manejo e controle das macrófitas.

Outro fato relevante foi determinação do lbama para o fechamento definitivo das escadas para peixes das UHEs do Complexo Canoas, e o arquivamento de inquérito civil sobre essas instalações. Pesquisas acadêmicas mostraram que as escadas, construídas para auxiliar na migração dos peixes no período de desova, eram na realidade prejudiciais à reprodução de várias espécies. Foram realizadas palestras de esclarecimento aos públicos locais sobre o fechamento das escadas e os benefícios que essa ação trará na conservação do estoque pesqueiro dos reservatórios.

Reflorestamento

Em 2012, houve continuidade dos programas de reflorestamento, envolvendo: manutenção de reflorestamentos já implantados em 1.212 hectares; consolidação de 440 hectares de projetos do Consórcio Intermunicipal da Bacia Capivara (Cibacap) e aproximadamente 420 hectares de reflorestamentos relativos a processos de licenciamentos ambientais das UHEs.

Por meio do Programa de Promoção Florestal, a companhia doou aproximadamente 290 mil mudas florestais a proprietários rurais das áreas de influência dos reservatórios, sendo que 20 participantes receberam placas de Amigos da Floresta.

Parcerias

Para fortalecer seus programas ambientais, a companhia atua em conjunto com várias universidades, entidades e institutos de pesquisa. Frutos dessas parcerias, dois importantes projetos foram iniciados em 2012:

- **Nascentes Protegidas, Águas para o Futuro** - Realizado com a Emater, que recuperou 101 nascentes em 17 municípios do Estado do Paraná, contemplando 300 famílias e um total de mil pessoas beneficiadas.
- **Corredor Florestal na Fazenda Rosanela** - Desenvolvido com o Instituto de Pesquisas Ecológicas (IPE) e o Grupo Vicar, em Teodoro Sampaio, margem paulista do reservatório da UHE Rosana. Trata-se da restauração florestal de 100 hectares de áreas de preservação permanente (APP) para formar um corredor de biodiversidade que conecta duas Unidades de Conservação da região: Parque Estadual do Morro do Diabo e Estações Ecológicas Mico Leão Preto.

A companhia colabora com a gestão dos recursos hídricos, como representante da Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica (Abrage), nos comitês do Médio Paranapanema e do Alto Paranapanema, em São Paulo. Também é membro titular nos comitês das Bacias Hidrográficas do Piraopnema e do Norte Pioneiro, no Paraná, e do Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio Paranapanema, criado em 2012 em nível federal.

Participa ainda do Grupo de Trabalho de Meio Ambiente (GTMA) da Abrage e Apine, envolvendo-se nas discussões de temas ambientais relacionados ao setor elétrico. Além disso, integra a Câmara Ambiental do Setor de Energia, na Cetesb, que tem como objetivo contemplar a variável ambiental no planejamento e na aplicação de projetos de energia no Estado de São Paulo.

Outras parcerias são mantidas com a Associação de Recuperação Florestal do Médio Paranapanema (Flora Vale), para a produção de mudas e manutenção do viveiro, e com a Fundação do Instituto de Biotecnologia (Fundibio), para consultoria especializada no monitoramento físico e biológico do meio aquático.

Educação ambiental

Com o objetivo de conscientizar as comunidades do entorno dos reservatórios das usinas sobre a necessidade de preservar o meio ambiente, a companhia deu continuidade ao Programa de Comunicação Social e Educação Ambiental, cujas atividades envolveram aproximadamente 4,7 mil pessoas em 2012.

Destaques foram a 3ª Semana do Meio Ambiente da Duke Energy e as ações de comemoração ao Dia Mundial da Árvore. Durante a Semana do Meio Ambiente, foram realizadas atividades de educação ambiental com estudantes do ensino fundamental na Estação de Hidrobiologia e Aqüicultura da UHE Salto Grande, e a Duke participou de ações ambientais desenvolvidas com universidades e municípios.

Outro importante destaque, durante o repovoamento dos reservatórios, a soltura de alevinos conta com a participação de estudantes do ensino fundamental dos municípios onde a empresa atua. Em 2012, essa iniciativa envolveu aproximadamente 650 estudantes de 12 municípios.



Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A.

CNPJ: 02.998.301/0001-81
Companhia Aberta

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012

(Valores expressos 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 por ações, 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 Juruimir, UHE Salto Grande, UHE Taquaruçu, UHE Rosana e 49,7% do Complexo Canoas, formado pelas UHEs Canoas I e II.

Em 31/12/2012 a Companhia apresenta Capital Circulante Líquido negativo no montante de R\$ 305.400 decorrente da classificação no passivo circulante, de duas parcelas das debêntures a vencer em julho e setembro de 2013. O plano da Administração para liquidação desta dívida será com recursos oriundos do caixa operacional da empresa a ser gerado no ano e refinanciamento das debentures.

A emissão dessas demonstrações financeiras foi autorizada pelo Conselho de Administração da Companhia em 18 de março de 2013.

1.1. Medida Provisória 579/2012 e Lei 12.783/2013

Em 11 de setembro de 2012, o Governo Federal promulgou a Medida Provisória nº 579, convertida em Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, a redução dos encargos setoriais e a modalidade tarifária, permitindo às companhias com concessões vincendas entre 2015 e 2017, a possibilidade de antecipar a renovação dos contratos mediante condições específicas.

As concessões alcançadas pelo art. 1º da MP 579, posteriormente convertida na Lei 12.783, correspondem a concessões de serviços públicos, outorgadas anteriormente a 14.02.1995. As concessões da Companhia são de uso de bem público, outorgadas posteriormente a 14.02.1995, portanto fora da abrangência da legislação ora citada.

2. RESUMO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS - DFP

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 e estão sendo apresentadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos, orientações e interpretações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”) e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (“CFC”) e pela Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) e de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro, o *International Financial Reporting Standards* (“IFRS”) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (“IASB”).

Não há novos pronunciamentos ou interpretações de CPC/IFRS vigendo a partir de 2012 que poderiam ter um impacto significativo nas demonstrações financeiras da Companhia.

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 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.

2.2. Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários, 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 liquidadas em curto espaço de tempo.

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:

- 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.
- 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 exercício 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 (“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:

- Dificuldade financeira relevante do emitente ou tomador;
- Uma quebra de contrato, como inadimplência ou mora no pagamento dos juros ou principal;
- 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;
- Torna-se provável que o tomador declare falência ou outra reorganização financeira;
- O desaparecimento de um mercado ativo para aquele ativo financeiro devido às dificuldades financeiras; ou
- 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 exercício 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.

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 Pesquisa e Desenvolvimento - 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 de 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 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 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 - 18 anos
Edificações, obras civis e benfeitorias - 17 anos
Máquinas e equipamentos - 14 anos
Móveis e utensílios - 02 anos
Veículos - 04 anos

A Administração da Companhia entende, suportada por seus assessores legais, que não houve alteração nas condições de indenização dos ativos a serem revertidos ao final da Concessão e que existe o direito à indenização do valor residual dos bens vinculados e reversíveis, inclusive dos terrenos, considerando os fatos e circunstâncias disponíveis no momento. Caso haja legislação nova que venha a alterar as condições atuais a Companhia avaliará seus efeitos.

Os valores de depreciação e valores residuais dos ativos são revistos 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 (Unidade Geradora 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 fiscais) 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 refleta 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 n°s 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.

Os custos correntes do plano, incluindo os juros, menos os rendimentos esperados dos ativos, são reconhecidos no resultado do exercício mensalmente. 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 Nota 20.5).

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 lucros e resultados com base em uma fórmula que leva em conta o lucro líquido do exercício, conforme Acordo Coletivo vigente.

2.16.5. Capital Social

Ações Ordinárias (ON) e Preferenciais (PN) 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

2.17.1. Receita de comercialização de energia

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 são 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 PLD 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.

2.17.2. Receita diferida

A Companhia possui contratos de longo prazo de venda de energia contendo, além da cláusula de atualização monetária por índices de preços, a previsão de redução do preço contratado na energia a ser fornecida no futuro. Em consonância com o OCPC 05 (Orientação sobre Contratos de Concessão), para fins de linearização da receita ao longo do tempo, a Companhia difere a parcela da receita obtida entre o preço de venda e o preço médio de venda no decorrer do contrato.

2.17.3. Receita financeira

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 impostos diferidos

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 tem 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 especializada 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.

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

</



NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

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 tem 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 23.1).

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 restritivas (“*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 possui 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

A Companhia, em complemento ao disposto no item 40 do CPC 40 (R1) - Instrumentos Financeiros: Evidenciação, divulga quadro demonstrativo de análise de sensibilidade para cada tipo de risco de mercado considerado relevante pela Administração, originado por instrumentos financeiros, compostos por debêntures e caixa e equivalentes de caixa, ao qual a Companhia está exposta na data de encerramento do exercício.

O cálculo da sensibilidade para o cenário provável foi realizado considerando a variação entre as taxas e índices vigentes em 31 de dezembro de 2012 e as premissas disponíveis no mercado para os próximos 12 meses (fonte: Focus Banco Central do Brasil) e considerou ainda outros dois cenários, com variações de de risco 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 para os próximos 12 meses:

Risco de variação dos índices flutuantes			2012	Cenário Δ Provável	Cenário Δ 25%	Cenário Δ 50%
Debêntures	Emissão					
IGP-M	2ª	Alta do IGP-M	613.790	(11.636)	7.595	14.539
IPCA	1ª S2	Alta do IPCA	117.623	(646)	1.092	2.323
CDI	1ª S1 e 3ª	Alta do CDI	218.750	(7.031)	1.453	2.472
			950.163	(19.313)	10.140	19.335
Caixa e equivalente e caixa		Baixa do CDI	169.552	17.818	13.363	8.909
				(1.495)	23.503	28.244
		Projeção próximos 12 meses				
Variação dos índices	Índices 2012			Cenário Δ Provável	Cenário Δ 25%	Cenário Δ 50%
IGPM	7,82%	5,42%		-2,40%	6,77%	8,13%
IPCA	5,61%	5,48%		-0,12%	6,85%	8,22%
CDI - Debêntures	8,45%	7,25%		-1,20%	9,06%	10,88%
CDI - Caixa e equivalentes de caixa	8,45%	7,25%		-1,20%	5,44%	3,63%

4.2. Gestão de capital

	2012	2011
Total das debêntures	950.163	811.250
Caixa e equivalentes de caixa	(169.552)	(210.371)
Dívida líquida	780.611	600.879
Patrimônio líquido	2.467.554	2.825.265
Total do capital	3.248.165	3.426.144
Índice de alavancagem financeira (%)*	24,0	17,5

*Dívida líquida/total do capital.

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.

4.3. Estimativa do valor justo

Pressupõe-se que os saldos das contas a pagar aos fornecedores e as contas a receber de clientes reconhecidos pelo valor contábil, menos a perda (*impairment*), estejam próximos 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	
Standard & Poor's		Moody's	
A-3		BR-1	2012 126.977
A-2		BR-1	2011 163.129
A-2		–	3.365
A-1		–	3
–		BR-1	5
			43.279
			169.552
			210.371

6. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	2012	2011
Caixa e bancos	493	1.296
Aplicações financeiras		
Certificado de depósito bancário - CDB	164.939	204.226
Fundo renda fixa	4.120	4.849
	169.552	210.371

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 exercício em que ocorrem (vide Nota 24).

7. CLIENTES

	2012	2011
Circulante		
Clientes de contratos bilaterais	67.118	66.177
Clientes de contratos de leilão	48.544	44.708
Energia de curto prazo (MRE/PLD)	3.643	11.455
	119.305	122.340
	(2.936)	(10.630)
	116.369	111.710

Movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa:

(10.630)	Saldo em 31/12/2011
(5.054)	Provisão
10.181	Reversão
5.127	Efeito no resultado
2.567	Baixas pelo acordo de recuperação de título
2.567	Efeito no ativo circulante
(2.936)	Saldo em 31/12/2012

Composição do contas a receber:

	2012	2011
A vencer	116.369	110.712
Vencidas		
Até 30 dias	–	1.026
De 31 dias a 60 dias	–	573
De 61 dias a 90 dias	–	418
Mais de 90 dias	2.936	9.611
	2.936	11.628
	119.305	122.340

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 2012, a Companhia apresentava o valor de R\$ 2.936 (R\$ 11.628 em 31 de dezembro de 2011) nas contas a receber de clientes vencidas. No segundo trimestre de 2012, a Companhia negociou e recuperou parcialmente os valores faturados que estavam vencidos. Dessa forma, a provisão para créditos de liquidação duvidosa correspondente a esses valores recuperados foi revertida.

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 (arrecadadoras 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. TRIBUTOS A RECUPERAR/RECOLHER

Ativo	2012		2011	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
IRPJ e CSLL	22.404	–	21.853	–
PIS e COFINS	254	–	276	–
ICMS	17	318	34	398
ISS	21	–	21	–
INSS	39	–	39	–
	22.735	318	22.223	398
Passivo				
IRPJ e CSLL	–	–	–	–
PIS e COFINS	8.351	–	7.877	–
ICMS	741	–	472	–
IRRF sobre JSCP	12.879	–	14.611	–
Outros	229	–	117	–
	22.200	–	23.077	–

Ativo de imposto diferido				
Diferenças temporárias	–	(9.939)	–	(11.646)
Benefício fiscal	–	(41.194)	–	(46.120)
Passivo de imposto diferido				
Ajuste de avaliação patrimonial	–	482.895	–	522.844
Passivo de imposto diferido (líquido)	–	431.762	–	465.078

A Companhia optou pelo RTT de apuração do lucro real, que trata dos ajustes tributários decorrentes dos métodos e critérios contábeis introduzidos pela Lei nº 11.638/2007, e pelos arts. 36 e 37 da MP 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 ICP 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 2012, 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\$ 2.569 (R\$ 1.665 em 31 de dezembro de 2011).

Em 31 de dezembro de 2012, as diferenças intertemporais representadas por despesas dedutíveis no futuro, apresentam o montante de R\$ 29.232 (R\$ 34.254 em 31 de dezembro de 2011). 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 (vide Nota 20.2).

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:

	2012		2011	
	Ágio	Provisão	Valor Líquido	Valor Líquido
Saldos oriundos da incorporação	305.406	(201.568)	103.838	103.838
Realização	(184.234)	121.590	(62.644)	(57.718)
Saldos no final do exercício	121.172	(79.978)	41.194	46.120

Saldo oriundos da incorporação
Realização
Saldo no final do exercício

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 instrução CVM nº 319/1999, não há efeitos no resultado no exercício conforme demonstrado a seguir:

									2012	2011
Amortização do ágio									(14.489)	(15.214)
Reversão da provisão									9.563	10.041
Benefício fiscal									4.926	5.173
Efeito líquido no exercício									<u>-</u>	<u>-</u>
Realização do benefício fiscal referente ágio incorporado da Duke Sudeste.										
	2013	2014	2015	2016	2017	2018 - 2019	2020 - 2023		2023 em diante	Total
Realização estimada	4.676	4.334	4.002	3.695	3.299	5.576	6.317		9.295	41.194

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:

	2012	2011		
	Imposto	Contrib.	Imposto	Contrib.
	Renda	Social	Renda	Social
Lucro contábil antes do IRPJ e CSLL	441.723	441.723	373.271	373.271
Ajustes decorrentes do RTT	110.043	110.043	112.269	112.269
Lucro antes do IRPJ e CSLL e após ajuste do RTT	551.766	551.766	485.540	485.540
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL	25%	9%	25%	9%
IRPJ e CSLL a alíquotas da legislação	137.918	49.659	121.361	43.699
Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva				
Amortização encargo credor inflacionário	(2.231)	75	(2.443)	79
(Provisão para crédito de liquidação duvidosa)/reversão de provisão	(1.922)	(692)	333	120
Benefício fiscal - ágio incorporado (Res. Aneel nº 02/2002)	(3.621)	(1.305)	(3.804)	(1.369)
Despesas indedutíveis	1.299	393	2.754	892
Juros sobre o capital próprio	(21.673)	(7.802)	(24.554)	(8.839)
Outros	631	240	297	121
IRPJ e CSLL correntes	110.401	40.568	93.945	34.703
Lei Incentivo ao Esporte	—	(477)	(179)	—
Lei Rouanet e Fundo da Criança	(2.671)	—	(2.618)	—
Total IRPJ e CSLL correntes com efeito no resultado	107.253	40.568	91.148	34.703
Base de cálculo tributável das diferenças temporárias no resultado	(90.430)	(90.430)	(99.533)	(99.533)
Alíquota aplicável	25%	9%	25%	9%
IRPJ e CSLL diferidos com efeito no resultado	(22.607)	(8.139)	(24.884)	(8.957)
Base de cálculo tributável das diferenças tributárias no patrimônio líquido	(7.558)	(7.558)	(4.899)	(4.899)
Alíquota aplicável	25%	9%	25%	9%
IRPJ e CSLL diferidos com efeito no patrimônio líquido	(1.890)	(680)	(1.224)	(441)

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 2012, os totais de IRPJ e CSLL corrente e diferido com efeito no resultado foram de R\$ 147.821 e R\$ 30.746, respectivamente (R\$ 125.851 e R\$ 33.841 respectivamente em 2011).

9. DEPÓSITOS JUDICIAIS

	2012	2011
Ambiental	3.846	2.752
Fiscal:		
IPTU (Município de Primeiro de Maio)	1.206	1.134
Multa de mora sobre IRRF, IRPJ e CSLL	851	800
Multa de mora sobre PIS, COFINS, IRPJ, CSLL e IOF	6.095	5.632
Cide	–	579
	8.152	8.145
	11.998	10.897

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 os órgãos públicos, a Companhia efetuou o depósito judicial em 2005. Em setembro de 2012, o depósito judicial referente à



Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A.

CNPJ: 02.998.301/0001-81
Companhia Aberta

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

b) Movimentação do ativo imobilizado

	Valor líquido em 31/12/2011	Adições	Deprec.	Baixas	Reclass. e transf.	Valor líquido em 31/12/2012
Terrenos	215.246	—	—	—	—	215.246
Reservatórios, barragens e adutoras	3.027.403	519	(155.065)	—	(44.975)	2.827.882
Edificações, obras civis e benfeitorias	361.393	609	(19.589)	—	(2.105)	340.308
Máquinas e equipamentos	594.407	17.236	(43.503)	(1.892)	51.614	617.862
Veículos	2.625	1.384	(822)	(160)	—	3.027
Móveis e utensílios	5.083	919	(335)	(4)	(4.534)	1.129
(–) Reserva usinas Canoas I e II	(200.675)	—	—	—	—	(200.675)
	4.005.482	20.667	(219.314)	(2.056)	—	3.804.779
	(6.748)	(43)	98	34	(21)	(6.680)
(–) Obrigações vinculadas à concessão	3.998.734	20.624	(219.216)	(2.022)	(21)	3.798.099

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 uma consultoria especializada 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 31/12/2012 e 31/12/2011 foi de R\$ 103.423 e R\$ 110.894, 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.

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.

10.2. Taxas de depreciação

A Companhia calcula sua depreciação pelo método linear, por componente, cuja taxa de depreciação leva em consideração o tempo de vida útil-econômica estimada dos bens de acordo com estabelecido pelo órgão regulador. Os terrenos não são depreciados.

10.3. Bens vinculados à concessão

De acordo com os contratos de concessão 76/1999 e 183/1998, 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 pendente na Aneel a definição sobre a audiência pública nº 39/2010, que trata da revisão da resolução supramencionada.

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 prorrogado por até 20 anos a critério do Poder Concedente.

Em 14 de janeiro de 2000, através da Resolução Aneel 14/2000, 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 prorrogado por até 20 anos a critério do Poder Concedente.

Concessões em 31/12/2012								
Contrato de Concessão ANEEL	Usina	Tipo	UF	Rio	Potência Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW médio)	Início da Concessão	Vencimento Concessão
76/1999	Jurumirim	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	101	47	22/09/1999	21/09/2029
76/1999	Chavantes	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	414	172	22/09/1999	21/09/2029
76/1999	Salto Grande	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	73	55	22/09/1999	21/09/2029
76/1999	Capivara	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	619	330	22/09/1999	21/09/2029
76/1999	Taquaruçu	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	525	201	22/09/1999	21/09/2029
76/1999	Rosana	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	354	177	22/09/1999	21/09/2029
183/1998	Canoas I	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	83	57	30/07/1998	29/07/2033
183/1998	Canoas II	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	72	48	30/07/1998	29/07/2033
					2.241	1.087		

Em 27 de dezembro de 2012 foi publicada portaria do MME nº 184/2012, que prevê a redução de 1,4 (MW médio) no total de garantia física da Companhia, alterando o valor referente a UHE - Taquaruçu de 201 MW médios para 200,6 MW médios e referente a UHE - Rosana de 177 MW médios para 176 MW médios. Estas reduções foram motivadas por um processo de revisão extraordinária da garantia física, previsto na portaria do MME nº 861/2010, e estão sendo objeto de discussão na esfera administrativa no sentido de revertê-las.

10.5. Expansão 15%

A Companhia informa que a Ação de Obrigação de Fazer movida pelo Estado de São Paulo referente à expansão de 15% da sua capacidade instalada tramita em segredo de justiça.

11. INTANGÍVEL

O saldo em 31 de dezembro de 2012 é constituído por direitos de uso de *software*, servidão de passagem e pela UBP.

a) Composição

			2012	2011	
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido	Taxa média anual de amortização
Em serviço					
UBP	53.494	(22.047)	31.447	33.284	3%
<i>Software</i>	21.022	(19.293)	1.729	3.569	9%
Servidão de passagem	75	—	75	75	—
	74.591	(41.340)	33.251	36.928	

			2012	2011	
	1.416	—	1.416	798	
Em curso	76.007	(41.340)	34.667	37.726	
<i>Software</i>	(320)	85	(235)	(299)	
(–) Obrigações vinculadas à concessão (vide Nota 18)	75.687	(41.255)	34.432	37.427	

b) Movimentação intangível

	Valor líquido em 31/12/2011	Adições	Amortiz.	Baixas	Reclass. e transf.	Valor líquido em 31/12/2012
UBP	33.284	—	(1.837)	—	—	31.447
<i>Software</i>	4.367	966	(1.840)	(348)	—	3.145
Servidão de passagem	75	—	—	—	—	75
	37.726	966	(3.677)	(348)	—	34.667
(–) Obrigações vinculadas à concessão	(299)	(50)	44	49	21	(235)
	37.427	916	(3.633)	(299)	21	34.432

12. FORNECEDORES

	2012	2011
	Circulante	Circulante
Suprimento de energia elétrica	36.236	72
Materiais e serviços contratados	4.609	5.158
Encargos de uso da rede elétrica	7.630	7.646
Tust	7.614	7.630
Encargos de conexão	16	16
	48.475	12.876
Tusd-g	1.321	50.709
(–) Depósito judicial ref. Tusd-g	—	(42.846)
	1.321	7.863
	49.796	20.739

A rubrica de suprimento de energia elétrica refere-se ao processo de compra de energia no mercado de curto prazo - PLD no âmbito da CCEE.

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 de Proteção para anulação 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 assinados 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 efetuou as últimas parcelas dos depósitos judiciais no primeiro trimestre de 2012, cujo montante atualizado em 31 de dezembro de 2012 é de R\$ 47.524 (R\$ 42.846 em 31 de dezembro de 2011). O passivo é apresentado líquido dos depósitos judiciais e foi transferido do passivo circulante para o passivo não circulante no segundo trimestre de 2012, cujo montante líquido em 31 de dezembro de 2012 é de R\$ 3.469.

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 2012 foram de R\$ 3.816 e de R\$ 696 respectivamente. O saldo a receber de partes relacionadas em 31 de dezembro de 2012 é de R\$ 391 (R\$ 847 em 31 de dezembro de 2011), sendo que, deste montante, R\$ 73 (R\$ 49 em 31 de dezembro de 2011) referem-se a pequenas despesas reembolsadas pela Controladora Duke Brasil.

Na medida 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 2012 é de R\$ 115.489 (R\$ 103.384 em 31 de dezembro de 2011). As demais transações relevantes com partes relacionadas referem-se à distribuição dos dividendos.

13.2. Contrato de cessão de uso de bens imóveis a título oneroso

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 tinha como objeto a cessão de imóveis não vinculados à concessão da Companhia, localizados no Município de Pederneras, 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 comprometia as atividades desenvolvidas pela Companhia. A remuneração mensal disposta no Instrumento pela cessão do imóvel era de R\$ 18, corrigida anualmente pela variação positiva do IPCA, sendo que o prazo de vigência do contrato era de 24 meses.

Entretanto, o Instrumento passaria a ter validade e o início dos pagamentos ocorreria somente se a Duke Comercial fosse vencedora do Leilão A-3.

Em nova RCA, realizada em 21 de outubro de 2011, foi aprovado Primeiro Termo Aditivo que tinha 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.

Ocorre que, em 06 de novembro de 2012, foi aprovada a assinatura do Termo de Distrato do Instrumento, vez que foi verificado pela Duke Commercial a inviabilidade do desenvolvimento e implantação de Usina Termelétrica (“Usina”) nos citados imóveis, em razão da existência de restrições intransponíveis, tais como: (i) ambientais; (ii) tributárias; e (iii) falta de disponibilidade de gás. Desta forma, a relação entre a Duke Commercial e a Companhia foi encerrada, passando a posse dos imóveis novamente à Companhia.

13.3. Contrato de desenvolvimento de projetos

Em 21 de dezembro de 2012, foi aprovada, em AGE, a assinatura do Contrato de Desenvolvimento de Projetos (“Contrato”), tendo como contraparte empresa do mesmo grupo econômico da Companhia, denominada Duke Energy International, Brasil Ltda. (“Duke Brasil”), acionista controladora da Companhia, que tem por objeto a participação em licitações e/ou leilões realizados no âmbito do setor elétrico, obtendo as correspondentes concessões, permissões ou autorizações.

Este acordo trata-se da iniciativa da Companhia e da Duke Brasil de negociarem a celebração de documento para reger os procedimentos de estudos, desenvolvimento e aquisição de projetos no setor elétrico, o qual possui princípios básicos, dentre os quais, a Duke Brasil assumirá todos os custos para estudos de novos projetos, bem como os riscos associados a desenvolvimento, até a obtenção da fase de operação comercial, bem como obteria todas as licenças e autorizações necessárias para o desenvolvimento, construção e/ou operação de cada projeto e a Companhia fornecerá suporte para a Duke Brasil, em conexão com o desenvolvimento de projetos.

O objeto do Contrato é estabelecer: (a) as diretrizes gerais e a forma de execução da cooperação entre a Duke Brasil e a Companhia para o desenvolvimento dos projetos com o suporte da Companhia; (b) os direitos e obrigações gerais de cada Parte em relação ao desenvolvimento e aquisição dos projetos; e (c) os direitos, as obrigações e a forma de execução da Opção de Compra e da Opção de Venda, outorgada às Partes respectivamente, para comprar ou vender (conforme o caso) qualquer projeto a ser desenvolvido nos termos do Contrato.

A celebração de tais instrumentos pela Companhia entre as empresas do grupo, Duke Brasil e Duke Commercial, estão de acordo com os termos da Resolução Normativa da Aneel nº 334/2008 e com as Políticas Internas da Companhia.

13.4. Remuneração do pessoal-chave da Administração

Resultado aprovada em AGO, realizada em 27 de abril de 2012, o valor da remuneração anual da Administração da Companhia no montante global de até R\$ 9.900 para 2012, sendo distribuído da seguinte forma: (a) R\$ 3.000 para o Conselho de Administração; (b) R\$ 6.000 para a Diretoria e (c) R\$ 900 para o Conselho Fiscal (R\$ 641 no ano de 2011).

Segue detalhe da remuneração relacionada às pessoas chaves da Administração:

	2012	2011
Benefícios de curto prazo a empregados e administradores	5.751	5.345
Benefícios pós-emprego	181	165
	5.932	5.510
	102	197
	6.034	5.707

Remuneração baseada em ações (vide Nota 20.5)

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 2012, a Companhia reconheceu como despesas relativas ao plano baseado em ações da Controladora o montante de R\$ 102 (R\$ 197 no ano de 2011) (vide Nota 20.6).

14. DEBÊNTURES

14.1. Composição e vencimento das debêntures

a) Composição

		Principal + Encargos em			
		2012		2011	
Emissão	Série	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
1ª Emissão	Série 1	63.569	—	66.719	62.053
1ª Emissão	Série 2	57.212	60.410	3.352	108.124
2ª Emissão	Única	219.592	394.198	20.085	550.917
3ª Emissão	Única	5.766	149.416	—	—
		346.139	604.024	90.156	721.094



Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A.

CNPJ: 02.998.301/0001-81
Companhia Aberta

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

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.

14.4. Terceira emissão de debêntures

Em 10 de janeiro de 2012, a Companhia procedeu com a captação de R\$ 150.000 (cento e cinquenta milhões de reais) no mercado na forma de dívida, por meio da 3ª emissão pública de debêntures simples, não conversíveis em ações, emitidas sob a forma nominativa, escritural, sem emissão de certificados, da espécie quirográfaria, no mercado local, coordenada pelo Banco BTG Pactual S.A. (coordenador líder) as quais foram distribuídas com esforços restritos, nos termos da Instrução CVM nº 476/2009, sob o regime de garantia firme de colocação para o valor total da emissão, destinadas exclusivamente a investidores qualificados, conforme definidos na Instrução CVM nº 476/2009.

A oferta foi emitida com base nas deliberações: (i) da Assembleia Geral Extraordinária - AGE da Companhia realizada em 27 de dezembro de 2011, cuja ata foi registrada na JUCESP em 04 de janeiro de 2012; sob o nº 22.800/12-8 (ii) da Reunião do Conselho Fiscal - RCF realizada em 30 de novembro de 2011 que emitiu parecer favorável à captação de recursos através da terceira emissão de debêntures; (iii) das RCA da Companhia realizadas em 22 de novembro de 2011 e 09 de dezembro de 2011, cujas atas foram arquivadas na JUCESP em 02 de janeiro de 2012, sob o nº 21.836/12-7 e em 03 de janeiro de 2012, sob o nº 21.881/12-1, respectivamente, que aprovaram proposta apresentada pelo Banco BTG Pactual S.A. na 189ª Reunião de Diretoria, realizada em 17 de novembro de 2011 e arquivada na JUCESP em 02 de janeiro de 2012, sob nº 21.835/12-3, para captação de recursos pela Companhia. Todas as atas das deliberações supracitadas foram publicadas no Diário Oficial do Estado de São Paulo e no jornal Valor Econômico em 28 de dezembro de 2011.

Os recursos líquidos, obtidos da captação de R\$ 150.000 (cento e cinquenta milhões de reais) foram integralmente destinados ao refinanciamento do valor principal e juros incidentes sobre a segunda e terceira amortizações da primeira série da 1ª Emissão de Debêntures da Companhia, nos termos do "Instrumento Particular de Escritura de Emissão Pública de Debêntures Quirográficas e Não Conversíveis em Ações da Primeira Emissão da Companhia", celebrado em 15 de setembro de 2008 entre a Companhia e Planner Trustee DTVM Ltda.

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 terceira emissão das debêntures são similares às constantes na escritura de primeira e segunda emissões (vide Nota 14.2 das demonstrações financeiras anuais do exercício de 2011).

A emissão foi realizada em série única, composta por 15.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, com valor nominal unitário de R\$ 10 (dez mil reais) e prazo de vencimento em 5 (cinco) anos.

O valor nominal de cada uma das debêntures não será atualizado monetariamente e sobre o saldo devedor do valor nominal de cada uma das debêntures incidirão juros remuneratórios correspondentes a 100% da variação acumulada do CDI, acrescida exponencialmente de sobretaxa de 1,15% 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.

	2012	2011
Circulante	2.278	3.521
Não circulante	7.368	8.432
	9.646	11.953

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 pensão e aposentadoria.

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

	2012	2011
Valor presente das obrigações atuariais total ou parcialmente cobertas	(216.479)	(159.126)
Valor justo dos ativos	234.514	198.819
Potencial ativo a ser reconhecido no balanço patrimonial antes do ajuste	18.035	39.693
Efeito do limite do ativo devido (parágrafo 58 do CPC 33)	(18.035)	(39.693)
(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 do Conselho de Gestão da Previdência Complementar - CGPC nº 26/2009, e com base nos resultados locais da avaliação atuarial na Fundação CESP, não houve constituição de Reserva Especial em 31/12/2012 e, portanto, a empresa não pode se beneficiar do superávit do Plano neste momento.

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

	2012	2011
(Despesa)/receita do exercício	6.924	4.330
Contribuições da empresa realizadas no exercício	634	569
Ganho/(perda) reconhecido imediatamente - efeito no patrimônio líquido	(29.216)	600
Variação do efeito do limite do ativo - efeito no patrimônio líquido	21.658	(5.499)
(Passivo)/ativo a ser reconhecido no final do exercício	—	—

Evolução do valor presente das obrigações no final do exercício

	2012	2011
Valor presente das obrigações no início do exercício	159.126	152.742
Custo do serviço corrente	2.251	2.356
Da companhia	1.496	1.714
Contribuições dos empregados	755	642
Custo dos juros	15.300	14.492
Benefícios pagos no exercício	(8.414)	(8.356)
(Ganho)/perda no passivo	48.216	(2.108)
Valor presente das obrigações no final do exercício	216.479	159.126

Evolução do valor justo dos ativos no final do exercício

	2012	2011
Valor justo dos ativos no início do exercício	198.819	185.111
Rendimento real dos ativos	42.720	20.815
Rendimento esperado	23.720	20.536
Ganho/(perda)	19.000	279
Contribuições no exercício	1.389	1.250
Benefícios pagos no exercício	(8.414)	(8.357)
Valor justo dos ativos no final do exercício	234.514	198.819

Despesa/(Receita) anual reconhecida no resultado do exercício

	2012	2011
Custo do serviço corrente	2.251	2.356
Custo dos juros	15.300	14.492
Rendimento esperado do ativo do plano	(23.720)	(20.536)
Contribuições dos empregados	(755)	(642)
Total	(6.924)	(4.330)

Premissas utilizadas nas avaliações atuariais

Hipóteses Econômicas

	2012	2011
Taxa de desconto*	8,16% a.a.	9,72% a.a.
Taxa de retorno esperado dos ativos	8,16% a.a.	12,13% 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%

(*) Utilização de taxas nominais

Hipóteses Demográficas

	2012	2011
Tábua de Mortalidade	AT-1983	AT-1983
Tábua de Mortalidade de Inválidos	AT-1949	AT-1949
Tábua de Entrada em Invalidez	Light Fraca	Light Média
Tábua de Rotatividade	Experiência Fundação Cesp	Experiência Fundação Cesp

Idade de Aposentadoria	os benefícios integrais	os benefícios integrais
% 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

O contrato de Confissão de Dívida para financiamento de déficit atuarial, referente ao Benefício Suplementar Proporcional Saldao - 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 retrorreferida 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 2012.

16.2. Deliberação CVM 600

A Companhia é copatrocinadora 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 do 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. PROVISÕES PARA RISCOS FISCAIS, TRABALHISTAS E AMBIENTAIS

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 consultores jurídicos externos, 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 provisões para riscos trabalhistas e fiscais, sendo que os demais depósitos são demonstrados em nota específica (vide Nota 9).

17.1. Provisões para riscos ficiais, trabalhistas e ambientais

	Valor atualizado	Provisão	Depósito judicial	2012	2011
				<i>Provisões líquidas</i>	<i>Provisões líquidas</i>
Trabalhistas	4.719	4.719	(1.469)	3.250	5.789
Fiscais	12.301	12.301	(609)	11.692	9.681
Ambientais	2.862	2.862	—	2.862	2.769
	19.882	19.882	(2.078)	17.804	18.239

Movimentação das provisões para riscos fiscais, trabalhistas e ambientais

	Trabalhista	Fiscal	Ambiental	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2012	5.789	9.681	2.769	18.239
Provisões no exercício	1.995	1.764	26	3.785
Reversões no exercício	(2.173)	—	—	(2.173)
	(178)	1.764	26	1.612
Atualizações no Exercício	(99)	851	149	901
Depósitos judiciais	(707)	(604)	—	(1.311)
Pagamentos/acordos do exercício	(1.555)	—	(82)	(1.637)
	(2.361)	247	67	(2.047)
	(2.539)	2.011	93	(435)
	3.250	11.692	2.862	17.804

Total da movimentação no exercício

Saldo em 31 de dezembro de 2012

a) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2012, as contingências trabalhistas líquidas somam R\$ 3.250 (R\$ 5.789 em 31 de dezembro de 2011), referem-se a ações movidas por ex-empregados e terceirizados, envolvendo horas extras, periculosidade, equiparação salarial, vínculo empregatício, entre outras.

As constituições referem-se a novas ações e reavaliações por parte dos assessores jurídicos da Companhia. As baixas do exercício referem-se a encerramentos de ações no curso normal dos processos e mediante celebração de acordos judiciais.

b) Fiscais

Em 31 de dezembro de 2012, as provisões para riscos fiscais com expectativa de perda provável são referentes:

- Auto de infração referente à destinação para incentivo fiscal do Fundo de Investimentos da Amazônia - Finam dos recolhimentos do imposto sobre lucro inflacionário, efetuados nos meses de janeiro, fevereiro e março de 2000. A Companhia protocolou o processo administrativo nº 11831.000528/2002-92 junto à Receita Federal, que julgou procedente os recolhimentos dos meses de janeiro e fevereiro, permanecendo provisionado o montante relativo a março de 2000, atualizado para 31 de dezembro de 2012, no montante de R\$ 2.465 (R\$ 2.394 em 31 de dezembro de 2011);
- Processo administrativo nº 10880.723970/2011-33, 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 31 de dezembro de 2012, totalizam R\$ 7.915 (R\$ 7.287 em 31 de dezembro de 2011);
- Processo administrativo nº 16349.720107/2011-38, que trata de pedidos eletrônicos de restituição ou ressarcimento de créditos de COFINS do ano de 2001. Foi apresentada Manifestação de Inconformidade em razão de parte dos valores não terem sido homologados pela Receita Federal, valores estes que, atualizados para 31 de dezembro de 2012, totalizam R\$ 557;
- Mandado de Segurança Preventivo nº 2006.61.00.012067-7 impetrado pela Companhia visando obtenção de liminar para que o Delegado da Receita Federal em São Paulo se abstenha de exigir quaisquer penalidades, inclusive multa moratória, sobre os débitos de Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF (2006) quitados, através de denúncia espontânea. Em agosto de 2012, o Superior Tribunal de Justiça não admitiu o processamento de Recurso Especial interposto pela Companhia, fato que ocasionou a necessidade de reavalição de risco. O valor atualizado do débito, para 31 de dezembro de 2012, totaliza R\$ 755 e;
- Mandado de Segurança nº 0900033-03.2005.4.03.6100 impetrado pela Companhia visando afastar a incidência da Contribuição de Intervenção do Domínio Econômico - CIDE, imposta pela Lei nº 10.168/2002, e posteriores alterações, sobre os pagamentos efetuados ao exterior em razão de contrato firmado para prestação de serviços de consultoria financeira. Em julho de 2012, foi proferida decisão desfavorável à Companhia pelo Tribunal Regional Federal da 3ª Região, fato que ocasionou a necessidade de reavalição de risco. O valor atualizado do débito, para 31 de dezembro de 2012, totaliza R\$ 609. Esta provisão é apresentada líquida de seu respectivo depósito judicial (vide Nota 9).

c) Ambientais

Em 31 de dezembro de 2012, as provisões relativas aos riscos ambientais com expectativas de perda provável são referentes:

- Ação para compensação de impactos ambientais movida pelo Município de Santo Inácio no montante atualizado de R\$ 2.401 (R\$ 2.275 em 31 de dezembro de 2011);
- Ações movidas por pescadores referentes a danos ambientais no montante de R\$ 395 (R\$ 346 em 31 de dezembro de 2011) e;
- Provisão para compensação de impactos ambientais referente a terreno localizado no Município de Pederneiras no montante de R\$ 66 (R\$ 148 em 31 de dezembro de 2011).

17.2. Contingências possíveis

	2012	2011
Trabalhistas	9.892	10.138
Fiscais	48.553	39.976
Ambientais	30.679	53.007
Regulatórias	42.225	16.371
	131.349	119.492

a) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2012, as contingências trabalhistas com expectativa de perda possível estão avaliadas no montante de R\$ 9.892 (R\$ 10.138 em 31 de dezembro de 2011).

b) Fiscais

Em 31 de dezembro de 2012, as principais contingências fiscais com expectativa de perda possível são:

- 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 Código Tributário Nacional - CTN, não se sujeitar à multa de mora na quitação de seus débitos de PIS, COFINS, IRPJ, CSLL e IOF mediante pagamentos e compensações. Débitos com exigibilidade suspensa por depósitos judiciais e perda possível avaliada em R\$ 6.095 (R\$ 5.470 em 31 de dezembro de 2011);
- 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 protocolou processos administrativos junto à Fazenda Estadual do Paraná. Todos os processos estão aguardando decisão definitiva na esfera administrativa, no montante de R\$ 8.976 (R\$ 8.502 em 31 de dezembro de 2011);
- 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\$ 15.600 (R\$ 11.475 em 31 de dezembro de 2011) e;
- Processos administrativos oriundos de pedidos de compensação de tributos pagos a maior pela Companhia (CSLL, IRPJ e COFINS), no montante de R\$ 14.909 (R\$ 10.851 em 31 de dezembro de 2011).

c) Ambientais

Em 31 de dezembro de 2012, as contingências ambientais com expectativas de perda possível referem-se 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. Em um dos recursos administrativos apresentados, a Companhia obteve decisão parcialmente favorável, ocasionado redução do valor classificado como perda possível.

O valor atualizado para 31 de dezembro de 2012 é de R\$ 30.679 (R\$ 53.007 em 31 de dezembro de 2011).

d) Regulatórias

Em 31 de dezembro de 2012, as principais contingências regulatórias com expectativa de perda possível são:

- 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\$ 17.769, classificado como perda possível (R\$ 16.371 em 31 de dezembro de 2011) e;
- Em 2002, uma distribuidora de energia elétrica ingressou com ação judicial visando não se sujeitar a aplicação retroativa da Resolução 288 da Aneel. A Companhia pode ser impactada por eventual decisão favorável à distribuidora e o valor atualizado em 31 de dezembro de 2012 é de R\$ 24.456.

18. OBRIGAÇÕES ESPECIAIS

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Provenientes do ativo imobilizado (vide Nota 10)		
Reserva global de reversão - RGR	4.947	4.947
Doações de equipamentos - ONS	1.574	1.632
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	159	169
	<u>6.680</u>	<u>6.748</u>



NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

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 específico dos projetos de P&D para avaliação final da Aneel, para fins de reconhecimento dos investimentos realizados.

20. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

20.1. Capital Social

Em 31 de dezembro de 2012, 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\$ 1.339.138 (R\$ 1.639.138 em 31 de dezembro de 2011) 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.

Acionistas	Posição Acionária em 31/12/2012 em milhares de ações					
	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

A redução de capital de R\$ 300.000, aprovada pela Aneel através do despacho nº 107 em 13 de janeiro de 2012 e em Assembleia Geral Extraordinária - AGE de 21 de maio de 2012, foi paga aos acionistas da Companhia em 10 de agosto de 2012 após 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. A redução de capital não acarretou no 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. 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		2012	2011
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		1.544	1.442
		99.432	99.330

Em conformidade 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 independente.

20.3. Reservas de Lucros

Em 31 de dezembro de 2012, o saldo de reservas de lucros no montante de R\$ 90.211 (R\$ 71.863 em 31 de dezembro de 2011) é constituído pela reserva legal, no montante de R\$ 88.094 e pelo valor referente aos efeitos do plano de pensão e aposentadoria reclassificados de "outros resultados abrangentes", no montante de R\$ 2.117, conforme determinado pelo CPC 33, parágrafo 93d.

20.4. Dividendos e JSCP

a) Destinação do lucro líquido do exercício		2012	2011
Base de cálculo dos dividendos ajustada		324.648	281.261
Constituição da reserva legal		(16.231)	(14.063)
Depreciação (custo atribuído)		103.423	110.894
Baixas (custo atribuído)		1.208	1.177
IR/CSLL diferidos		(35.575)	(38.104)
Lucro líquido do exercício ajustado para fins de dividendos		377.473	341.165
Dividendos/JSCP propostos		2012	2011
Dividendos intermediários		(206.814)	(144.286)
Juros sobre capital próprio		(86.690)	(98.211)
Dividendos propostos		(83.969)	(98.668)
Total		(377.473)	(341.165)

b) Composição de dividendos e JSCP a pagar		2012	2011
Dividendos propostos		83.969	98.668
Juros sobre capital próprio a pagar		73.879	83.611
Dividendos, juros sobre capital próprio e redução de capital em custódia		1.078	840
		158.926	183.119

c) Valor por ação dos dividendos, JSCP e Redução de Capital		Valor por ação - R\$		
Deliberação	Provento	Montante	PN	ON
AGE de 21/12/2012	Juros sobre capital próprio	86.690	0,91800	0,91800
AGE de 31/10/2012	Dividendos intermediários	206.814	2,19005	2,19005
AGE de 21/05/2012	Restituição de capital	300.000	3,17685	3,17685
AGO de 27/04/2012	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

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:

- 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;
- 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
- distribuição do saldo remanescente às ações ordinárias e preferenciais, em igualdade de condições.

Os dividendos intermediários, aprovados em AGE realizada em 31 de outubro de 2012, resultou aprovada proposta da Administração da Companhia quanto à declaração de dividendos intermediários no montante global de R\$ 206.814, debitado integralmente à conta de lucro líquido do exercício, e alocado às ações preferenciais ou ordinárias à razão de R\$ 2,190050242 por ação, em cumprimento ao disposto no item (ii), do Artigo 5º, do Estatuto Social da Companhia e pago em 23 de novembro de 2012 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 AGE de 2012, conforme previsão estatutária e legal.

20.5. 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 31/12/2011			7.429
Exercidas			(3.000)
Vencidas/Canceladas			(3.875)
Grupamento de ações			(369)
Saldo em 31/12/2012			185

No exercício de 2012, a Controladora remunerou os executivos elegíveis em R\$ 102 (R\$ 197 no exercício de 2011) referente ao 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 13.4).

20.6. Ajustes de avaliação patrimonial

	Custo atribuído	Plano de pensão	Total
Saldo em 31/12/2011			
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial			
Depreciação	(103.423)	—	(103.423)
Baixa	(1.208)	—	(1.208)
	(104.631)	—	(104.631)
	35.575	—	35.575
	(69.056)	—	(69.056)

Resultado abrangente			
Perdas atuariais com plano de pensão de benefício definido	—	(7.558)	(7.558)
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre perdas atuariais	—	2.570	2.570
	—	(4.988)	(4.988)
	—	(2.117)	(2.117)

Reclassificação para reserva de lucros - CPC 33 parágrafo 93d

Saldo em 31/12/2012	938.773	—	938.773
----------------------------	----------------	----------	----------------

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).

Adicionalmente, 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 93D 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 (vide Nota 16).

21. RECEITA LÍQUIDA

	2012	2011
Suprimento de energia elétrica		
Contratos bilaterais	726.299	637.285
Contratos de leilões	394.126	379.444
PLD	78.499	35.631
MRE	19.912	11.103
	1.218.836	1.063.463
	65	93
	1.218.901	1.063.556

Deduções à receita operacional		
PIS e COFINS	(99.120)	(88.271)
ICMS	(5.529)	(8.078)
P&D	(11.084)	(9.204)
	(115.733)	(105.553)
	1.103.168	958.003

Receita operacional líquida

22. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

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

	2012	2011
Custo da energia vendida	Despesas gerais e adm.	Total
Pessoal	29.564	66.336
Material	140	3.560
Serviços de terceiros	18.068	41.883
Taxa de fiscalização da Aneel	—	4.475
Energia comprada para revenda	61.640	61.640
Encargos de uso da rede elétrica	—	83.263
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	—	59.011
Depreciação e amortização	2.415	222.849
Provisão para riscos fiscais, trabalhistas e ambientais	1.703	1.612
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(5.127)	(5.127)
Aluguéis	3.507	3.525
Seguros	—	3.686
Outras	900	10.413
	497.343	60.683
	558.026	492.164

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

23.1. Energia elétrica vendida		2012	2011
Suprimento	MWh (*)	R\$	MWh (*)
Contratos bilaterais	4.978.115	726.299	4.671.725
Contratos de leilões	4.064.153	394.126	4.138.390
PLD	821.618	78.499	1.342.560
MRE	2.084.735	19.912	1.242.300
	11.948.621	1.218.836	11.394.975

(*) Não auditados pelos auditores independentes

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 2012.

	MW (*)		
	2011	2012	2013
Energia disponível para venda	1.010	1.010	1.011
ACR	472	463	256
2005 (8 anos)	199	195	—
2006 (8 anos)	55	54	53
2007 (8 anos)	218	214	203
ACL	530	545	719
Contratos bilaterais com consumidores livres	530	545	719
Subtotal	1002	1.008	975
Energia livre para contratação	8	2	36
Percentual de energia contratada	99,2%	99,8%	96,4%

(*) Não auditados pelos auditores independentes

23.2. Energia elétrica comprada para revenda		2012	2011
	MWh (*)	R\$	MWh (*)
Energia comprada - Bilateral	175.680	15.999	—
Energia comprada - PLD	147.332	45.605	732
Energia comprada - MRE	3.137	36	570
	326.149	61.640	63.168

(*) Não auditados pelos auditores independentes

Em decorrência da adequação do lastro durante o ano de 2012, efetuou-se compra de energia (Energia comprada - Bilateral) no exercício.

Durante o ano de 2012, a Companhia registrou uma despesa de compra de energia no mercado PLD no montante de R\$ 45.605 (R\$ 732 em 31 de dezembro de 2011), sendo que R\$ 45.399 referem-se à exposição no mercado de curto prazo em dezembro de 2012, cujo volume é de 147.332 MWh e R\$ 206 referem-se ao processo de recontabilização promovido pela CCEE, para o qual os volumes de energia correspondentes não são discriminados.

Adicionalmente, no decorrer do exercício de 2012, 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 referente ao mes de janeiro.

23.3. Encargos de uso da rede elétrica		2012	2011
Túst		69.434	64.804
Tusd-g		13.684	12.645
Encargos de conexão		145	136
		83.263	77.585

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

A Túst 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 Túst, 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 Túst.

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

	2012	2011
Receitas		
Aplicações financeiras	30.135	28.367
Receitas plano de pensão (vide Nota 16)	6.924	4.330
Variações monetárias		
Depósitos judiciais	3.501	3.618
Outras	6	838
Juros sobre RTE	261	590
Juros e descontos obtidos	1.421	1.772
	42.248	39.515

Despesas		
Juros debêntures	(90.982)	(84.994)
Variações monetárias		
Debêntures	(46.733)	(36.425)
Tusd-g	(4.158)	(6.495)
Provisões p/riscos fiscais, trabalh. e ambientais	(1.004)	(424)
Outras	(1.642)	(2.173)
Despesas financeiras CCEE	(151)	(148)
Outras despesas financeiras	(997)	(1.424)
	(145.667)	(132.083)
	(103.419)	(92.568)



Duke Energy International,
Geração Paranapanema S.A.

CNPJ: 02.998.301/0001-81
Companhia Aberta

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

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

Instrumentos financeiros no balanço patrimonial:

a) Caixa e equivalentes de caixa (vide Nota 6)

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)

	2012		2011	
	Valor Contábil	Valor a Mercado	Valor Contábil	Valor a Mercado
Debêntures	950.163	1.049.724	811.250	940.651

A Companhia não realizou operações com derivativos nos exercícios de 2012 e 2011, assim como não possui operações com derivativos na data destas demonstrações financeiras. Também não há exposição a variações cambiais e em moeda estrangeira, por não possuir tais operações.

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da Duke Energy International, Geração Paranapanema S/A. (“Companhia”), sociedade por ações de capital aberto, com sede na Avenida das Nações Unidas, nº 12.901, 30º andar, Torre Norte, Bairro Brooklin, na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ sob nº 02.998.301/0001-81, no exercício de suas funções legais e estatutárias, em reunião realizada em 20.3.2013, examinou as Demonstrações Financeiras da Companhia (e Notas Explicativas), o Relatório Anual da Administração, a Proposta para Distribuição do Resultado e o Parecer dos Auditores Independentes, referentes ao exercício social encerrado em 31.12.2012. Com base nos exames efetuados, observadas as análises levadas a efeito e os esclarecimentos apresentados pelos administradores da Companhia, o Conselho Fiscal, por unanimidade de seus membros, opina favoravelmente, sem qualquer ressalva, às Demonstrações Financeiras da Companhia (e Notas Explicativas), ao Relatório Anual da Administração e à Proposta

27. SEGUROS

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

Descrição	Cobertura em R\$ milhares	
	2012	2011
	914.200	825.500
Danos Materiais e Lucros Cessantes		
Responsabilidade Civil (Concessionária)	9.142	8.255

28. EVENTOS SUBSEQUENTES

28.1. Juros sobre capital próprio - JSCP

Os juros sobre capital próprio, aprovados em AGE de 21 de dezembro de 2012, foram pagos aos acionistas da Companhia em 29 de janeiro de 2013 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 2012.

para Distribuição do Resultado, determinando o encaminhamento do presente parecer à assembleia geral ordinária, para os devidos fins de direito.

São Paulo, 20 de março de 2013.		
Jarbas Tadeu Barsanti Ribeiro Presidente	François Moreau Conselheiro Efetivo	Edmundo Falcão Koblitz Conselheiro Suplente
Marcelo Curti Conselheiro Efetivo	Ary Waddington Conselheiro Suplente	Marcello Joaquim Pacheco Conselheiro Suplente

DECLARAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Os membros do Conselho de Administração da Duke Energy International, Geração Paranapanema S/A. (“Companhia”), sociedade por ações de capital aberto, com sede na Avenida das Nações Unidas, nº 12.901, 30º andar, Torre Norte, Bairro Brooklin, na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ sob nº 02.998.301/0001-81, declaram que:

- (i) examinaram e discutiram o Relatório da Administração e as demais Demonstrações Financeiras da Companhia, relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012; e
- (ii) manifestaram sua inteira concordância, por unanimidade, quanto aos referidos documentos.

Face ao exposto, é manifestação do Conselho de Administração que os citados documentos merecem a aprovação da Assembleia Geral Ordinária dos Acionistas, a realizar-se em abril de 2013.

São Paulo, 18 de março de 2013.		
Jairo de Campos Presidente		
Andréa Elizabeth Bertone Membro Efetivo		Gláucio João Agostinho Membro Efetivo
Elizabeth Christina DeLaRosa Membro Efetivo		Maurício Lotufo Maudonnet Membro Efetivo

DECLARAÇÃO DA DIRETORIA

Em atendimento ao disposto nos incisos V e VI do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, os membros da Diretoria da Duke Energy International, Geração Paranapanema S/A. (“Companhia”), sociedade por ações de capital aberto, com sede na Avenida das Nações Unidas, nº 12.901, 30º andar, Torre Norte, Bairro Brooklin, na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ sob nº 02.998.301/0001-81, declaram que:

- (i) reviram, discutiram e concordam com o Relatório Anual da Administração e com as Demonstrações Financeiras da Companhia do exercício social findo em 31 de dezembro de 2012; e
- (ii) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, auditores independentes da Companhia, relativamente às Demonstrações Financeiras da Companhia do exercício social findo em 31 de dezembro de 2012.

São Paulo, 18 de março de 2013.		
Armando de Azevedo Henriques Diretor Executivo Presidente		
Angela Aparecida Seixas Diretora Executiva Financeira e de Controles Internos e Diretora Executiva de Relações com Investidores		César Teodoro Diretor Executivo de Meio Ambiente, Saúde e Segurança
Carlos Alberto Dias Costa Diretor Executivo de Operações		Jairo de Campos Diretor Executivo de Recursos Humanos, Administração, Compras e Informática

MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	CONSELHO FISCAL	DIRETORIA EXECUTIVA
Jairo de Campos Presidente	Jarbas Tadeu Barsanti Ribeiro Presidente	Armando de Azevedo Henriques Diretor Executivo Presidente
Andréa Elizabeth Bertone Membro Efetivo	Marcelo Curti Conselheiro Efetivo	Angela Aparecida Seixas Diretora Executiva Financeira e de Controles Internos e Diretora Executiva de Relações com Investidores
Elizabeth Christina DeLaRosa Membro Efetivo	François Moreau Conselheiro Efetivo	Carlos Alberto Dias Costa Diretor Executivo de Operações
Maurício Lotufo Maudonnet Membro Efetivo	Ary Waddington Conselheiro Suplente	César Teodoro Diretor Executivo de Meio Ambiente, Saúde e Segurança
Gláucio João Agostinho Membro Efetivo	Edmundo Falcão Koblitz Conselheiro Suplente	Jairo de Campos Diretor Executivo de Recursos Humanos, Administração, Compras e Informática
Paulo Nicácio Júnior Membro Suplente	Marcello Joaquim Pacheco Conselheiro Suplente	

Jacqueline Ribeiro Gerente Geral de Controladoria	Claudio Herrans Contador - CRC 1SP200641/O-5
--	---

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A.
São Paulo - SP
Examinamos as demonstrações financeiras da Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A. (“Companhia”), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2012 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.
Responsabilidade da Administração sobre as demonstrações financeiras
A Administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRSs), emitidas pelo “International Accounting Standards Board - IASB”, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.
Responsabilidade dos auditores independentes
Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante.
Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações

financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela Administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.
Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.
Opinião sobre as demonstrações financeiras
Em nossa opinião as demonstrações financeiras anteriormente referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A. em 31 de dezembro de 2012, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as IFRSs emitidas pelo IASB.
Ênfase
Conforme descrito nas notas explicativas nº 2.10. e nº 3.1.2., os bens do imobilizado da atividade de geração de energia no regime de produção independente são depreciados pelo seu prazo estimado de vida-útil, considerando-se os fatos e as circunstâncias que estão mencionados na referida nota. À medida que novas informações ou decisões do órgão regulador ou do poder concedente sejam conhecidas, o atual prazo de

depreciação desses ativos poderá ou não ser alterado. Nossa opinião não contém ressalva relacionada a esse assunto.
Outros assuntos
Demonstrações do valor adicionado
Examinamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012, preparada sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e como informação suplementar pelas IFRSs que não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, está adequadamente apresentada, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.
Auditoria dos valores correspondentes ao exercício anterior
As informações e os valores correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011, apresentados para fins de comparação, foram anteriormente auditados por outros auditores independentes, que emitiram relatório datado de 21 de março de 2012, o qual não conteve nenhuma modificação.

São Paulo, 18 de março de 2013

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC nº 2 SP 011609/O-8
Iara Pasian
Contadora - CRC nº 1 SP 121517/O-3

