

## Demonstrações Financeiras



Geração Paranapanema

Exercício Findo em 31 de Dezembro de

# 2010

R\$ **4.875,5** milhões  
Ativo Total

**13,5** mil GWh  
Energia Gerada

R\$ **964,9** milhões  
Receita Bruta

R\$ **599,6** milhões  
EBITDA

**69,5** %  
Margem EBITDA

R\$ **180,5** milhões  
Lucro Líquido

**3** milhões  
de horas sem acidentes  
com afastamento

### MENSAGEM DO PRESIDENTE

Em 2010, a gestão da Duke Energy International - Geração Paranapanema foi marcada principalmente por uma reestruturação financeira que incluiu a emissão de debêntures no valor de R\$ 500 milhões e a troca de parte da dívida com redução do custo financeiro e alongamento dos prazos. A operação resultou em melhoria do fluxo de caixa e levou a uma redução de capital, com a devolução de R\$ 360 milhões aos nossos acionistas.

Paralelamente, focamos na continuidade de nossa política comercial, que aumentou o preço médio de venda de energia em nosso mix de contratos, e, conseqüentemente, na elevação da receita. A combinação desses fatores, somada à permanente busca de otimização de nossos custos operacionais, está refletida no aumento de 76,4% do lucro líquido em relação ao ano anterior.

A eficácia dessas medidas foi reconhecida pelas agências Standard&Poor's e Moody's ao elevar as classificações de risco de crédito da companhia.

A prioridade absoluta atribuída pela Duke Energy, e por mim pessoalmente, à segurança de nossas atividades nos levou a viabilizar a aspiração de "Zero Acidente" entre empregados e contratados. A excelência nessa área também foi reconhecida externamente com a obtenção da medalha Eloy Chaves, premiação mais conceituada do setor elétrico, concedida às companhias que se destacam na prevenção de acidentes de trabalho. A eficiência de nossos programas de operação e manutenção fica evidenciada ainda nos excelentes indicadores de desempenho das unidades geradoras alcançados em 2010, quando obtivemos o melhor resultado de nossa história.

Alinhados ao conceito de sustentabilidade, demos continuidade ao Programa de Renovação da Mão de Obra, que foi além da usual concessão de benefícios e treinamentos aos profissionais prestes a se aposentar. A iniciativa contemplou a formação de jovens recrutados nas comunidades do entorno de nossas usinas em nossa Escola de Operações. Nos últimos dois anos, capacitamos 38 pessoas, número proposadamente superior ao necessário para atender às nossas necessidades, de forma a oferecer à sociedade jovens com maior preparo profissional. Nosso empenho na gestão de pessoas nos levou também a ocupar a 16ª posição entre as melhores empresas para se trabalhar no Brasil e a figurar entre as 50 melhores da América Latina no levantamento do Great Place to Work.

A dedicação que dispensamos aos colaboradores se estende às comunidades em que estamos inseridos e com as quais buscamos desenvolver um relacionamento cada vez mais próximo e positivo. Para isso, mantemos uma série de ações, entre elas o Cinemagia Duke Energy, que, em 2010, possibilitou que 53 mil pessoas - número três vezes maior do que o registrado em 2009 - assistissem a filmes por meio do cinema itinerante, e estimulamos o programa de voluntariado, que contou com mais de 500 inscritos, com atuação em diversas ações sociais.

Outra ação com impactos positivos para as comunidades é o programa de repovoamento do Rio Paranapanema, com a inclusão anual de 1,5 milhão de alevinos. Ela está alinhada à nossa preocupação com a convivência harmoniosa entre a produção de energia, o meio ambiente e a qualidade de vida da população, tema presente em nossos valores e que teve reconhecimento externo com nossa inclusão, pela quarta vez, no prêmio Benchmarking Ambiental Brasileiro.

Reiteramos o compromisso de seguir avançando para que nossas ações, guiadas por nossos valores e sólida governança, sejam orientadas para atender às necessidades e expectativas de todos os stakeholders.

As conquistas alcançadas em 2010 são motivo de muito orgulho para nós. E só foram possíveis devido ao comprometimento e à excelência de nossos profissionais, bem como à confiança dos clientes, acionistas, da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e demais stakeholders, aos quais agradecemos especialmente.

Armando de Azevedo Henriques  
Presidente

# Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A.

CNPJ nº 02.998.301/0001-81  
Companhia Aberta

## RELATÓRIO ANUAL DA ADMINISTRAÇÃO 2010 (Em R\$ Mil)

### 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 Contábeis relativas ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2010, que são acompanhadas dos pareceres dos auditores independentes e do Conselho Fiscal.

### 1. PERFIL

A Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A. é uma sociedade anônima 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: Jurumirim, Chavantes, Salto Grande, Capivara, Taquaruçu, Rosana, Canoas I e Canoas II - as duas últimas operadas em sistema de consórcio com a Companhia Brasileira de Alumínio - CBA. Mantém sede administrativa na capital paulista e emprega cerca de 280 colaboradores.

A capacidade instalada da Companhia é de 2.307 MW, o que a posiciona entre as maiores geradoras privadas do Brasil, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Em 2010, produziu 13.470,82 GWh e contabilizou receita operacional bruta de R\$ 964.913 e lucro líquido de R\$ 180.505, o que representa crescimentos de 9% e 76,4%, respectivamente, na comparação com 2009. O Ebitda registrado no período foi de R\$ 599.573 e a margem Ebitda, de 69,5%.

#### 1.1. Reconhecimento

Em 2010, a Duke Energy Brasil recebeu uma série de prêmios e títulos, entre os quais se destacam:

**Medalha Eloy Chaves** - Considerada a maior premiação do setor elétrico, é concedida às empresas que atuam no setor e se destacam pela prevenção de acidentes de trabalho. A Duke Energy recebeu a medalha de ouro na categoria Empresas Predominantemente Geradoras/Transmissoras, independentemente do número de empregados próprios.

**Prêmio Benchmarking Ambiental** - Pela quarta vez consecutiva, a Companhia foi classificada entre os finalistas e obteve a terceira colocação. O prêmio reconhece as melhores iniciativas de gestão socioambiental no Brasil. A Duke Energy concorreu com o projeto Restauração de Mata Ciliar - Programa de Promoção Florestal.

**Prêmio Fundação Coge** - O prêmio visa reconhecer e divulgar projetos e práticas bem-sucedidas adotadas por empresas do setor elétrico brasileiro.

**Great Place to Work** - Em sua sexta participação, a Duke Energy ficou entre as 25 melhores empresas para se trabalhar no País pela quarta vez, e é a única geradora de energia a figurar no ranking do instituto Great Place to Work. 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. Ainda 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.

### 2. CENÁRIO

#### 2.1. Ambiente econômico

O cenário econômico internacional de 2010 foi marcado pela tentativa de reestruturação financeira por parte de países europeus e dos Estados Unidos, e pelo crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) em várias nações da América Latina - incluindo o Brasil, cuja taxa foi de 7,5%, a maior desde 1986, o que consolida o País como a oitava economia mundial.

Além desse crescimento, o País vivenciou no período o avanço do crédito e a elevação dos prazos dos financiamentos, fatores que ampliaram o acesso da classe C ao consumo e reduziram a taxa de desemprego - a menor dos últimos oito anos.

Apesar do esforço do Banco Central para conter a inflação, por meio do aumento da taxa básica de juros, que ficou em 10,75% a.a., a inflação medida pelo Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M), da Fundação Getúlio Vargas (FGV), atingiu 11,32% no período. O resultado é o maior desde 2004 e foi registrado após a primeira deflação da história do indicador, registrada em 2009.

Adicionalmente, os ganhos dos investidores em bolsa foram diminuídos em razão de as pressões da crise internacional terem reduzido o índice Bovespa, que fechou o ano com perda real de 9,69%.

O Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) fechou 2010 em 5,91%, 1,60 ponto percentual acima da taxa de 2009 (4,31%), impulsionada pelo aumento dos preços dos alimentos.

As exportações somaram US\$ 201,9 bilhões, crescimento de 32% em relação ao exercício anterior, e as importações cresceram 42,2%, totalizando US\$ 181,6 bilhões e registrando um superávit da balança comercial de US\$ 20,3 bilhões.

	Em 31 de dezembro				
	2010	2009	2008	2007	2006
IGP-M	11,32%	-1,72%	9,81%	7,75%	3,85%
IPCA	5,91%	4,31%	5,90%	4,46%	3,14%
PIB	7,5%	-0,2%	5,1%	5,4%	3,7%
Taxa de câmbio	1,6662	1,7412	2,3370	1,7713	2,1380
Δ Taxa de câmbio	-4,31%	-25,49%	31,94%	-17,15%	-8,66%
Selic (alvo)	10,75%	8,75%	13,75%	11,25%	13,25%

### 3. GOVERNANÇA CORPORATIVA

O rígido cumprimento da legislação e a adoção de melhores práticas são marcas da governança corporativa da Duke Energy. Desde 2004, a Companhia atende às exigências da Lei Sarbanes Oxley - SOX e mantém processos e sistema automatizados de controle. Também oferece treinamento aos seus profissionais sobre aspectos relacionados à Proibição de Práticas de Corrupção no Exterior - FCPEA.

Além disso, acata as instruções da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), informando o mercado sobre atos ou fatos relevantes que envolvam seus negócios e resguardando o sigilo das informações caso seus acionistas controladores, debenturistas ou os integrantes do Conselho de Administração julguem que a divulgação contraria os interesses corporativos.

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; o livre acesso às informações e instalações pelos membros do Conselho de Administração; e a fixação de atribuições e limites de poderes aos diretores e demais executivos da Companhia.

A Companhia também dissemina seus valores entre os colaboradores. Um dos canais para isso é o Código de Ética nos Negócios, que 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, com a garantia de anonimato, por telefone ou e-mail. Por intermédio da ferramenta, os interessados também podem solicitar informações sobre políticas e procedimentos da Companhia.

#### 3.1. Estrutura organizacional

As instâncias permanentes de governança da Duke Energy são o Conselho de Administração e a Diretoria-Executiva. Quando solicitado pelos acionistas, é instalado ainda o Conselho Fiscal, responsável, entre outras tarefas, pela análise das demonstrações financeiras e fiscalização dos atos dos administradores.

O Conselho de Administração é constituído por cinco membros e respectivos suplentes, todos acionistas, 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, conforme designadas pelo Diretor-Presidente, e fiscalizar seu desempenho.

Já a Diretoria-Executiva compete administrar os negócios e executar as deliberações do Conselho de Administração. Ela pode ser composta por no mínimo três e no máximo oito diretores estatutários - em dezembro de 2010 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 2010, por deliberação da Assembleia Geral Ordinária ocorrida em 30 de abril, o Conselho Fiscal foi instalado com três membros efetivos e três suplentes, sendo um efetivo e um suplente representantes dos acionistas minoritários. Autônomo em relação à Administração e aos auditores independentes, o Conselho Fiscal vigorará até a próxima Assembleia Geral Ordinária.

#### 3.2. 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 2010, além de auditar o Balanço Anual e elaborar revisão limitada das informações trimestrais, a PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes foi contratada para prestar serviços de análise, em base amostral, dos conceitos e procedimentos utilizados para determinação das bases de cálculo do IRPJ, CSLL, PIS e Cofins, relacionados ao ano-calendário encerrado em 31 de dezembro de 2009, bem como dos critérios adotados para o cálculo dos valores que porventura tenham sido recolhidos mensalmente. Também revisou os principais procedimentos fiscais observados no preenchimento da Declaração de Informações Econômico-Fiscais da Pessoa Jurídica - DIPJ/10 relativa ao ano-calendário 2009. Os serviços representaram honorários de R\$ 244.

#### 3.3. Rating - Standard&Poors e Moody's

Em razão da forte geração de fluxo de caixa e de sólidas métricas de crédito, em 19 de outubro de 2010 a Standard&Poors elevou os ratings de crédito da Duke Energy de estável para positiva, e os ratings atribuídos na Escala Nacional Brasil, de brAA- para brAA, confirmando o rating na escala global para BB.

A Moody's elevou também para Ba1 de Ba2 o rating na escala global e para Aa2.br de Aa3.br o rating na Escala Nacional Brasileira de BRL 341 milhões de debêntures com vencimento em 2013 e 2015 emitidas pela Companhia.

A elevação dos ratings de crédito pela Moody's reflete as expectativas da agência de que o consistente desempenho operacional da Companhia nos últimos três anos terá continuidade.

### 4. DESEMPENHO DOS NEGÓCIOS

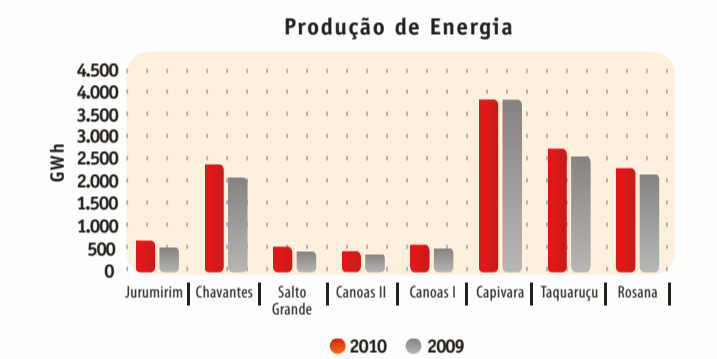
#### 4.1. Geração

A Companhia opera suas usinas hidrelétricas a partir de dois contratos de concessão: o contrato nº 76/1999, que regula os termos de funcionamento de Jurumirim, Chavantes, Salto Grande, Capivara, Taquaruçu e Rosana por período de 30 anos, a ser encerrado em 2029; e o contrato nº 183/1998, por meio do qual opera Canoas I e Canoas II em consórcio com a CBA, com prazo de 35 anos, a se encerrar em 2033. Nesse sistema compartilhado com a CBA, cabe à Companhia 49,7% da energia gerada. A capacidade total das usinas, cujos reservatórios armazenam cerca de 6% de água das Regiões Sudeste e Centro-Oeste do País, é de 2.307 MW.

Em 2010, a Duke Energy gerou 13.470,82 GWh, acréscimo de 6,89% em relação ao exercício anterior. O volume equivale a 2,8% da energia elétrica produzida no País no período. O crescimento decorre das favoráveis sequências hidrológicas (vazões afluentes aos reservatórios) resultantes da precipitação na Bacia do Rio Paranapanema. Também favoreceram o resultado a contribuição da Companhia com o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS na execução da política para otimizar o despacho de geração em suas usinas e o fato do armazenamento de água na Bacia do Rio Paranapanema estar em melhores condições do que em outros reservatórios do sistema elétrico. Ao final do período, os reservatórios continham 52,05% de água armazenada, volume considerado satisfatório, porém inferior à média histórica da Companhia, de 65,38%. A produção superou em 41,5% a energia assegurada/garantia física para o ano, fixada em 9.522,12 GWh.

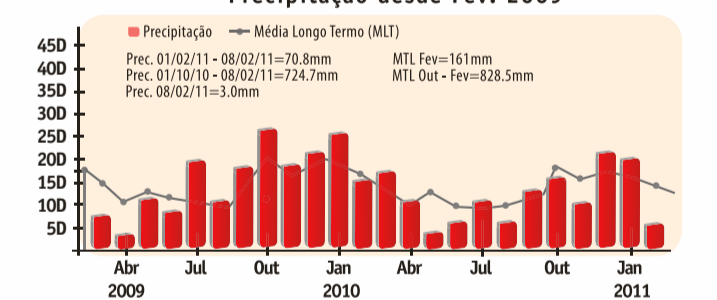
Outro destaque do ano foi o desempenho operacional dos ativos da Companhia, com disponibilidade de 96,5% e baixa taxa de falha nas unidades geradoras. Esse desempenho decorre de experiência acumulada, capacidade técnica, comprometimento dos colaboradores, política consistente de dispêndio de capital - 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 que visam à melhoria de sua capacidade produtiva, com foco na confiabilidade e disponibilidade de suas instalações.



Produção de Energia - GWh Usina	2010	2009	%
Jurumirim	691,19	587,92	17,57
Chavantes	2.393,71	2.097,45	14,12
Salto Grande	519,37	446,76	16,25
Canoas II	431,16	399,56	7,91
Canoas I	589,95	519,52	13,56
Capivara	3.822,53	3.825,06	-0,07
Taquaruçu	2.730,43	2.581,89	5,75
Rosana	2.292,47	2.143,85	6,93
<b>Total</b>	<b>13.470,82</b>	<b>12.602,00</b>	<b>6,89</b>

#### Precipitação desde Fev. 2009

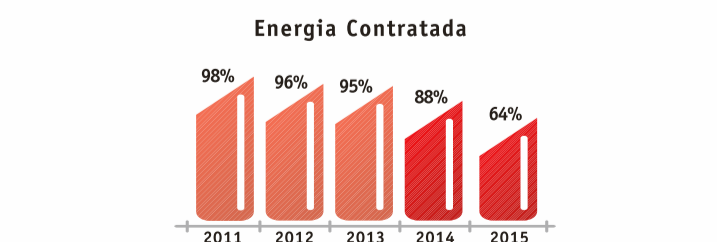


Fonte: Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos - CPTEC

#### 4.2. Comercialização

De acordo com revisão promovida pelo Ministério de Minas e Energia (MME), que vigora até 2014, a energia assegurada/garantia física da Companhia é de 1.087 MW. Desse volume, 52 MW estão alocados para as usinas Canoas I e Canoas II, 35 MW são usados para consumo interno e perdas no sistema e 1.000 MW estão disponíveis para contratação.

Em 2010, em razão de menores perdas de sistema e da estratégia adotada de administração do lastro, a energia disponível foi de 1.008 MW. A Companhia teve 98% 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 possibilitou que até o final do período fossem celebrados contratos de venda com 46 clientes consumidores livres e comercializadores (Ambiente de Contratação Livre - ACL) das Regiões Sudeste e Centro-Oeste, com preço médio superior ao de 2009. Assim, as vendas a esse segmento representaram 57% da receita bruta de energia da Companhia no ano. A Duke Energy mantém atualmente bons níveis de contratação em longo prazo. As vendas aos distribuidores (Ambiente de Contratação Regulada - ACR), por sua vez, representaram 37,2% da receita bruta.



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.

A Companhia celebrou contratos com as principais distribuidoras do País no âmbito dos 1º e 4º leilões de energia, ocorridos, respectivamente, em dezembro de 2004 e outubro de 2005. Assim, comprometeu-se a entregar aproximadamente 500 MW entre 2007 e 2012 e 300 MW entre 2013 e 2014.

Data do leilão	Ano da primeira entrega	Prazo (anos)	LEILÕES		
			Capacidade contratada (MW)	Preço-base médio do MW (R\$)	Número de empresas de distribuição
07/12/2004	2005	8	214	60,00	34
07/12/2004	2006	8	58	70,00	35
07/12/2004	2007	8	218	76,00	31
11/10/2005	2006	3	66	62,80	5

Além dos contratos nesses dois segmentos, a Duke Energy também comercializa energia em operações no Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. Em 2010, a grande quantidade de chuvas em todas as regiões brasileiras resultou em baixa volatilidade de preços Spot no primeiro semestre. Nesse cenário, a Companhia gerou volume bastante superior à sua energia assegurada/garantia física, o que resultou em receitas superiores no MRE em relação ao ano anterior. Já no segundo semestre, em decorrência do fenômeno La Niña, houve um prolongamento do período seco, o que resultou em aumento do despacho térmico e elevação dos preços Spot. Outro destaque foi a adoção da estratégia de sazonalização da garantia física, que proporcionou ganho de receita Spot bastante significativo ao longo do ano.

#### 4.3. Pesquisa e Desenvolvimento

A Duke Energy desenvolve uma série de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, alinhada à regulamentação de seu setor de atuação que estabelece a obrigatoriedade de aplicação de recursos nesse sentido. Assim, a Companhia destina 1% de sua receita operacional líquida a iniciativas inovadoras do ponto de vista tecnológico e a órgãos vinculados ao Ministério de Minas e Energia, para o desenvolvimento de soluções que visem melhorar seu resultado operacional.

A Companhia vem desenvolvendo os seguintes projetos referentes ao ciclo 2007/2008:

- Controle do molusco invasor *Limnoperna Fortunei* (mexilhão-dourado) em sistemas de resfriamento de usinas hidrelétricas com injeção de ozônio;
- Investigação da possibilidade da melhoria do rendimento e da vida útil de equipamentos em unidade de geração de energia elétrica utilizando dinâmica computacional dos fluidos; e
- Mineração de dados (extração de conhecimento de uma base de dados) para as classes Operação e Comercial.

Projetos concluídos em 2010:

- Estudo de metodologias associadas à adoção de medidas emergenciais em situação de cheias;
- Plataforma computacional com metodologias para planejamento integrado gás-eletricidade;
- Simulador de estratégias de participação em leilões de energia para geradores aplicando a Teoria dos Jogos;
- Técnica para validação automática dos dados de pós-operação das usinas da Companhia e aperfeiçoamento dos modelos de suporte à decisão da operação; e
- Novos sistemas de transdução de corrente e de tensão em substituição aos transformadores de corrente (TCs) e transformadores de potência (TPs) convencionais em novos projetos.

Projetos enviados para avaliação inicial da SPE/Aneel em 2010:

- Otimização da produção e distribuição de gás natural considerando efeitos do pré-al 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;
- 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 em R;
- Reservatórios hidrelétricos: métodos de avaliação dos processos, uso de geotecnologias para seu monitoramento e experimentação de técnicas de controle; e
- Método para avaliação de áreas de recrutamento de peixes, para otimização dos programas de conservação e recuperação do estoque pesqueiro.

Também de acordo com as diretrizes de P&D estabelecidas na Resolução Normativa Aneel nº 316/2008, em 2010 a Companhia deu continuidade ao desenvolvimento do projeto Estudo da geração de energia elétrica através da utilização do empuxo.

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

- Tema estratégico 1 (todas as linhas de pesquisa) - Modelo de otimização do despacho hidrotérmico;
- Tema estratégico 3 - Metodologia para alocação dos custos do sistema de transmissão;
- Tema estratégico 9 - Proposta de metodologia para monitoramento e avaliação de gases do efeito estufa em reservatórios de usinas hidrelétricas brasileiras;
- Tema estratégico 10 - Efeitos de mudanças climáticas no regime hidrológico de bacias hidrográficas e na energia assegurada/garantia física de aproveitamentos hidrelétricos (fase de elaboração da proposta); e
- Tema estratégico 12 - Arranjos técnicos e comerciais para um mercado sul-americano de energia elétrica (fase de elaboração da proposta).

### 5. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

#### 5.1 Alteração do padrão contábil

A Companhia passou a adotar, a partir de 1º de janeiro de 2010, retroativamente a 1º de janeiro de 2009 (balanço de abertura), todos os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC aplicáveis às suas operações, os quais estão alinhados às práticas contábeis internacionais - IFRS. Dessa forma, determinados saldos relativos ao exercício de 2009, anteriormente divulgados, foram ajustados de modo a refletir as alterações decorrentes da adoção dos novos pronunciamentos e permitir a comparabilidade entre os períodos apresentados.

Os ajustes resultantes da adoção desses pronunciamentos que afetaram os resultados da Companhia nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2010 e 31 de dezembro de 2009 foram os seguintes:

	Em milhares de R\$	
	2010	2009
<b>Lucro líquido antes da adoção das novas práticas contábeis</b>	<b>254.323</b>	<b>189.417</b>
Ajustes:		
Depreciação sobre ajuste a valor justo do ativo imobilizado	(114.331)	(129.019)
Baixas do ativo imobilizado a valor justo	(251)	(204)
Imposto de renda diferido sobre ajustes acima	38.958	43.935
Outros ajustes	1.806	(1.806)
	(73.818)	(87.094)
<b>Lucro líquido após adoção das novas práticas contábeis</b>	<b>180.505</b>	<b>102.323</b>

A Companhia aplicou o custo atribuído na adoção inicial do IFRS, de acordo com Pronunciamento Técnico CPC 27 (Ativo Imobilizado), e contratou consultoria especializada para elaboração da avaliação do imobilizado. Em consequência dessa avaliação pelo valor justo (custo atribuído), houve acréscimo no imobilizado de R\$ 2.083.565 na adoção inicial do IFRS em 1º de janeiro de 2009 (balanço de abertura), e a despesa com depreciação do imobilizado aumentou em R\$ 114.331 e R\$ 129.019 respectivamente em 2010 e 2009. Os impostos diferidos sobre esses ajustes totalizaram R\$ 38.958 em 2010 e R\$ 43.935 em 2009.

	Principais indicadores (Em milhares de Reais)		
	2010	2009	% Variação
<b>Indicadores econômicos</b>			
Receita operacional bruta	964.913	885.369	9
(-) Deduções à receita operacional	(102.610)	(105.095)	-2,4
Receita operacional líquida	862.303	780.274	10,5
(-) Despesas operacionais	(497.860)	(563.812)	-11,7
Resultado do serviço	364.443	216.462	68,4
Ebitda	599.573	466.445	28,5
Margem Ebitda - %	69,5%	59,8%	-
Resultado financeiro	(102.783)	(64.674)	58,9
Resultado Operacional	261.660	151.788	72,4
Rolúo líquido do exercício	180.505	102.323	76,4
Margem líquida - %	20,9%	13,1%	-
<b>Indicadores financeiros</b>			
Ativos totais	4.875.524	4.977.222	-2
Dívidas em moeda nacional	837.186	845.948	-1
Patrimônio líquido	3.253.807	3.319.366	-2,1

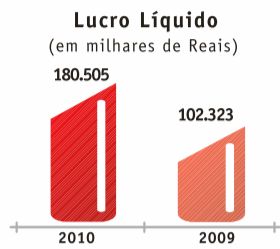
## Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A.

CNPJ nº 02.998.301/0001-81  
Companhia Aberta

### RELATÓRIO ANUAL DA ADMINISTRAÇÃO 2010 (Em R\$ Mil)

#### 5.2. Lucro líquido

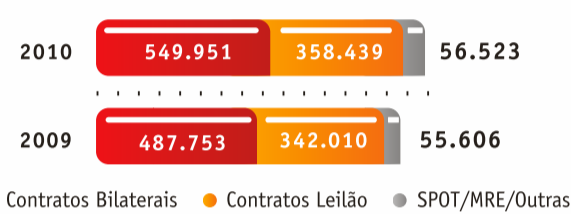
Em 2010, a Companhia alcançou lucro líquido de R\$ 180.505, elevação de 76,4% na comparação com 2009. Os principais fatores que contribuíram para esse desempenho foram o crescimento da receita e a redução das despesas operacionais - obtida em virtude do registro do passivo da TUSD-g em 2009 e de reestruturações internas. Por outro lado, o lucro líquido foi impactado negativamente pela elevação das despesas financeiras, consequência da alta variação do IGP-M, um dos principais indexadores da dívida da Empresa. A Companhia destina 100% do lucro líquido ao pagamento de dividendos, de acordo com seu Estatuto Social, após constituição da Reserva Legal.



#### 5.3. Receita operacional bruta

A receita operacional bruta do ano foi de R\$ 964.913, o que representa crescimento de R\$ 79.544, ou 9%, em relação ao período anterior, em virtude de maiores preços fixados na comercialização nos contratos bilaterais. As vendas de energia nos contratos de leilões aumentaram R\$ 16.429 em relação a 2009, pelo reajuste dos preços. Como efeito da maior geração de energia, a receita cresceu R\$ 5.873 (30,3%) nas operações provenientes do MRE. No entanto, houve queda significativa no preço da energia no mercado spot, cujas vendas reduziram R\$ 4.738 (13,2%).

#### Composição de Receita (em milhares de Reais)



#### 5.4. Deduções à receita operacional

As deduções à receita operacional diminuíram R\$ 2.485, ou 2,4%, em relação a 2009, em especial por conta da redução do Imposto sobre Circularização de Mercadorias e Serviços - ICMS acumulado sobre a venda de energia elétrica como efeito de mudança na legislação do Estado de São Paulo - Decreto nº 54.177/2009. O decréscimo foi parcialmente compensado pelo maior volume de receita.

#### 5.5. Receita operacional líquida

Como resultado de todos esses fatores, a receita operacional líquida do período aumentou 10,5% na comparação com 2009 e alcançou R\$ 862.303.

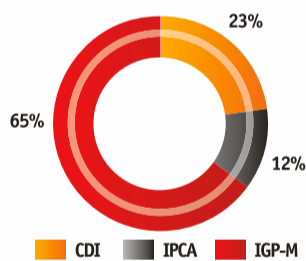
#### 5.6. Despesas operacionais

As despesas operacionais totalizaram R\$ 497.860, decréscimo de 11,7% em relação ao montante do ano anterior (R\$ 563.812) devido, principalmente, ao reconhecimento, em 2009, do ajuste da estimativa da TUSD-g na rubrica Encargos de Uso da Rede Elétrica.

As despesas de pessoal também foram reduzidas, em 10,3%, no ano, principalmente em razão do programa de renovação das equipes e da diminuição dos pagamentos de indenizações. O dissídio de 2010 foi de 6,25%, determinado em acordo coletivo.

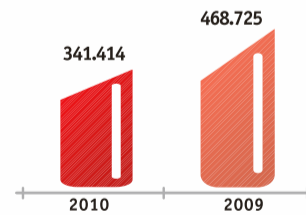
Perfil da dívida	Série	Moeda	Remuneração	Vencimento	2010	2009
Eletrobrás		Reais	IGP-M + 10%	15/05/2013	-	490.870
Debêntures	1ª emissão	Série 1	Varição CDI + 2,15% a.a.	15/09/2013	192.692	256.212
Debêntures	1ª emissão	Série 2	Varição IPCA + 11,6% a.a.	15/09/2015	104.566	98.866
Debêntures	2ª emissão	Série única	Varição IGP-M + 8,59% a.a.	16/07/2015	539.928	-
					<b>837.186</b>	<b>845.948</b>

#### Fator de Correção da Dívida 2010



A dívida líquida - representada pelo endividamento, deduzidos os recursos em caixa e equivalentes de caixa - diminuiu 27,2%, em especial pela geração de caixa das operações, pelas amortizações e pela reestruturação da dívida.

#### Dívida Líquida (em milhares de Reais)



#### 5.10. Imobilizado

O ativo imobilizado contemplou, no exercício, adições de R\$ 9.188 (no ano anterior haviam sido de R\$ 15.153). As principais aquisições foram de equipamentos, visando à maior confiabilidade na capacidade de produção.

Em atendimento ao pronunciamento técnico CPC 27 (Ativo Imobilizado), na adoção inicial do IFRS, o ativo imobilizado foi avaliado para aplicação do custo atribuído em 1º de janeiro de 2009, com acréscimo de R\$ 2.083.565.

### 6. GESTÃO DE PESSOAS

A Duke Energy encerrou 2010 com cerca de 280 colaboradores. Contratou 31 profissionais - dos quais 52% possuem curso superior e, entre eles, 38% são pós-graduados - e quatro 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. Também no período, a Companhia desligou 43 empregados e cinco estagiários.

A todos os seus colaboradores, a Duke oferece salários compatíveis com os 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 assistências médica e odontológica - que no ano beneficiou 904 pessoas -, alimentação, transporte, seguro de vida e plano de previdência complementar. Em 2010, para fazer jus a esse leque de benefícios, a Companhia destinou recursos equivalentes a 19% da folha salarial.

Outros R\$ 1.161 foram investidos no ano em treinamentos e reciclagens que representaram 46,27 horas (ou 5,78 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.

Também com o propósito de contribuir para o desenvolvimento profissional, a Companhia custeia integralmente cursos de idiomas, que no ano beneficiaram 6,05% dos empregados, e mantém o Programa de Bolsa-Auxílio Educação, por meio do qual arca parcialmente com cursos de graduação, extensão e idiomas que contemplam 17,44% do quadro funcional.

Os serviços de terceiros somaram R\$ 42.250, o que representa 11,6% mais do que em 2009, devido à remensuração do montante necessário para a execução dos compromissos estabelecidos no TAC Cibacap. Essa rubrica inclui ainda despesas com consultoria e auditoria externa, manutenção e conservação de instalações, e serviços técnicos e de informática.

Em comparação com 2009, as despesas com energia comprada aumentaram 40,3%, destacando-se a elevação de operações com compra de energia no mercado Spot em decorrência do maior despacho de térmicas no segundo semestre. As operações no mercado Spot totalizaram R\$ 2.476 (R\$ 942 no ano anterior), equivalentes a 21.236 MWh (9.250 MWh em 2009). No período, não ocorreram operações provenientes do MRE.

As despesas com Encargos de Uso da Rede Elétrica apresentaram redução de 45,1% em relação ao exercício anterior em razão do reconhecimento, naquele ano, do ajuste da estimativa da TUSD-g na rubrica Encargos de Uso da Rede Elétrica, estabelecido na Resolução nº 457/2000.

Já a rubrica Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH somou R\$ 56.763, aumento de 11,2% em relação a 2009. O cálculo da compensação financeira é baseado na geração efetiva das usinas, que foi de 12.999.345 MWh, ou seja, 7,2% superior aos 12.130.532 MWh gerados no período anterior. Houve ainda aumento de 3,8% na Tarifa Atualizada de Referência (TAR), que passou de R\$ 62,33/MWh, em 2009, para R\$ 64,69/MWh.

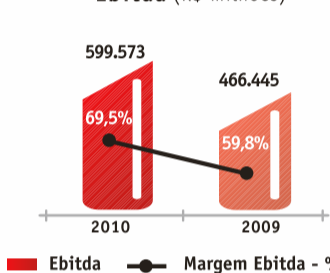
A variação na rubrica de outras despesas é decorrente principalmente do aumento de provisões trabalhistas, compensado parcialmente pela reversão de contingências ambientais. Essa rubrica também é composta pelos custos com aluguel, seguros e impostos e taxas, entre outros.

#### 5.7. Ebitda e margem Ebitda

O Ebitda (lucro antes dos impostos, juros, depreciação e amortização) da Companhia aumentou 28,5% em 2010, na comparação com 2009, em decorrência do aumento das receitas e da redução das despesas operacionais.

	2010	2009
Lucro líquido	180.505	102.323
Imposto de renda e contribuição social	81.155	49.465
Resultado financeiro (líquido)	102.783	64.674
Depreciação e amortização	235.130	249.983
<b>Ebitda (R\$ mil)</b>	<b>599.573</b>	<b>466.445</b>
Margem líquida	69,5%	59,8%

#### Ebitda (R\$ milhões)



#### 5.8. Resultado financeiro

O resultado financeiro apresentado no período foi negativo em R\$ 102.783, o que representa variação de 58,9% na comparação com o ano de 2009 (negativo em R\$ 64.674). As receitas financeiras foram de R\$ 50.655, redução de 14,8% em comparação com os R\$ 59.439 de 2009, principalmente devido à receita de variação monetária apurada em 2009, de R\$ 13.798, em virtude de deflação no Índice Geral de Preços do Mercado - IGP-M. As despesas financeiras aumentaram 23,6%, como efeito da alta do IGP-M em 2010 (11,32%), em comparação à deflação de -1,72% em 2009. Esse índice de preços é um dos principais indexadores da dívida da Companhia.

#### 5.9. Endividamento

Em 31 de dezembro de 2010, a dívida bruta da Duke Energy totalizava R\$ 837.186, redução de 1% em relação aos R\$ 845.948 do final do ano anterior, em consequência da amortização no período, compensada pelo reajuste da dívida.

### 6.1. Saúde, segurança e qualidade de vida

A Duke Energy se empenha para assegurar não somente o cumprimento dos requisitos de saúde e segurança estabelecidos pela legislação. Investe também no fortalecimento dos conceitos de prevenção, de forma a aperfeiçoar e sedimentar os padrões e processos relacionados à segurança, saúde e qualidade de vida de seus trabalhadores, próprios ou prestadores de serviço.

As premissas empresariais que regem sua Cultura de Zero Enfermidade e Lesão, os programas Fale Comigo e o Programa de Padrões Comportamentais de Segurança foram fortalecidas em 2010 com a introdução do Plano Executivo de Segurança. A iniciativa se baseia em três ações básicas: visitas dos executivos às usinas para inspeções de segurança; comunicação de segurança pelos executivos por meio das Cipas e Sipats e o Programa de Reconhecimento de Segurança.

Em sintonia com essas ações, novas iniciativas de segurança foram adotadas, com destaque para as seguintes:

- Programa Fale com o Presidente - Ferramenta de fácil acesso, mantida no portal interno da Companhia, que possibilita ao empregado encaminhar comentários e contribuições sobre saúde e segurança diretamente ao presidente.
- Programa Super Seguro - Busca reconhecer os profissionais que se destacam nas questões de saúde e segurança, como o não envolvimento em acidentes e a participação em eventos e treinamentos de segurança.
- Cartilha dos Padrões de Segurança - Folder com esclarecimentos sobre os padrões de comportamento que devem ser seguidos por todos.

Em razão dessas e de outras iniciativas, a Companhia obteve conquistas expressivas no ano, entre elas o alcance da marca de 3 milhões de horas trabalhadas sem ocorrência de acidentes com afastamento, tanto de empregados próprios como de contratados.

A preparação dos profissionais para atuar em situações de emergência também foi fortalecida com a realização de exercícios simulados práticos de cenários do Plano de Respostas para Emergências. Entre os temas abordados estavam primeiros socorros, inundação por rompimento de tubulações e evacuação de instalações, nos quais foram envolvidos os funcionários das usinas. Também para garantir prontidão e conhecimento dos procedimentos internos foi realizado o simulado de gestão de crise, com a participação de todos os integrantes do Comitê de Gestão de Crise da Companhia.

Além disso, foram aperfeiçoados os processos no âmbito do Sistema de Gestão de Meio Ambiente, Saúde e Segurança (SGMASS), o que incluiu treinamentos on-line dos procedimentos operacionais em todas as instalações, que resultaram na emissão de mais de 1.400 certificados de conclusão.

Outras ações foram ainda desenvolvidas para fortalecer, no dia a dia, a cultura Zero Enfermidade e Lesão, entre elas revisões e melhorias dos procedimentos operacionais, inspeções nas instalações com foco no comportamento dos empregados, instalação de sistemas eletrônicos de gerenciamento de inspeções e auditorias de MASS.

### 7. 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.

Esse compromisso inclui a destinação de 1% de seu Imposto de Renda devido aos Fundos Municipais da Criança e do Adolescente, o que fortalece iniciativas de atenção aos direitos desse público. Em 2010, com o aporte de R\$ 316, apoiou as instituições dos municípios de Assis, Florínea, Teodoro Sampaio, Tejuapá, Piraju e Taquarubá - todos no Estado de São Paulo.

Outra forma de integração com as comunidades é o Programa de Visitas monitoradas às usinas hidrelétricas da Companhia, que envolveu 9,3 mil pessoas no ano, entre estudantes e turistas.

Na área de educação ambiental é desenvolvido ainda, em 15 municípios, o Programa de Manejo Pesqueiro, que envolveu no período mais de 1,7 mil alunos das escolas locais. Já para disseminar a cultura, a Empresa se vale da Lei Rouanet para promover o Cinemágia Duke Energy, cinema itinerante que circula por 34 cidades do Rio Paranapanema e reuniu mais de 53 mil telespectadores, 211% acima do número de 2009. Além disso, tornou viável a apresentação do Auto de Natal Os Mares do Mundo, da companhia Teatro de Tábuas, nas cidades de Diamante do Norte, Itamaracá, Ibirarema, Chavantes, Piraju e Itaí. O espetáculo foi assistido por mais de 10 mil pessoas.

O estímulo à prática do voluntariado entre os colaboradores contempla o envolvimento deles com as comunidades. O Programa de Voluntariado mantido pela Empresa foi integrado por 535 pessoas no ano, entre empregados, contratados e familiares, que atuaram nas cidades de Assis, Euclides da Cunha Paulista, Ourinhos, Piraju, Porecatu, Salto Grande, São Paulo e Teodoro Sampaio, o que resultou no auxílio a mais de 600 pessoas assistidas por entidades locais. A política de patrocínios às atividades socioambientais da Duke Energy também tornou viável em 2010 a realização de uma série de eventos, entre eles:

- Exposição Água em Ourinhos e Porecatu** - Em parceria com a Universidade de São Paulo (USP), a Empresa levou aos municípios exposição que mostrou a importância da água potável e do saneamento básico. Cerca de 13 mil pessoas visitaram a mostra.
- Campanha de Coleta Seletiva do Óleo de Cozinha** - Idealizada pelo Comitê de Recursos Hídricos do Alto Paranapanema, com o patrocínio da Companhia, teve por objetivo conscientizar a população local sobre a importância da destinação correta do óleo de cozinha.
- Torneio de Pesca Esportiva de Carlópolis** - Teve por objetivo estimular a pesca da corvina, espécie exótica e predadora do Rio Paranapanema. A Companhia também montou um estande para orientar moradores locais sobre a necessidade de não lançar essa espécie no rio.
- Virada Cultural de Sarutaíá** - O primeiro evento do gênero na região contou com o patrocínio da Companhia na realização da Caminhada Ecológica de Sarutaíá e Piraju. Já o segundo evento, também patrocinado pela Duke Energy, proporcionou às comunidades locais 33 horas de programação artística e esportiva da região.
- VIII Diálogo Interbacias** - Direcionado a educadores ambientais, foi promovido pelo Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio Paranapanema e reuniu cerca de 700 participantes.
- III Fórum de Direito Ambiental** - Realizado na cidade de Presidente Prudente, foi direcionado ao público jurídico interessado em discutir os caminhos da legislação ambiental e os desafios da relação entre homem, desenvolvimento e meio ambiente na região do Paranapanema.

Outras ações pontuais foram realizadas em 2010, como a doação de equipamentos de informática para APAEs, escolas municipais e hospitais da região do Paranapanema; doação de barco para o Corpo de Bombeiros de Ourinhos; doação de duas vans para o transporte interestadual de doentes à cidade de Chavantes; e doação de equipamentos médicos para as Santas Casas e postos de saúde das cidades de Arandu, Jardim Olinda, Salto do Itararé e Teodoro Sampaio - o que beneficiará diretamente cerca de 23 mil habitantes da região.

### 8. GESTÃO AMBIENTAL E PATRIMONIAL

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 por meio de uma série de iniciativas.

Entre elas destaca-se o programa A Regra é Clara, que inclui inspeções de manutenção em todos os reservatórios e a troca contínua de informações com órgãos de fiscalização ambiental. Entre os frutos desse trabalho está o fortalecimento da relação com Promotorias e instituições ambientais, traduzido em parcerias que buscam o controle de ocupações irregulares. Com as comunidades envolvidas, a integração se dá por meio da participação em eventos e reuniões promovidas por prefeituras e câmaras de vereadores.

Além disso, 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.

Também foram realizadas 450 inspeções para caracterização de ocupações e 405 atendimentos a ocorrências externas, além da manutenção de 15.680 metros de cercas e reconstrução de outros 1.894 metros em 300 hectares de aceiros em Áreas de Conservação Ambiental.

#### 8.1. Meio ambiente

Em 2010, a Companhia obteve avanços importantes relacionados a programas vinculados às Licenças de Operação - LOs e a processos de compensação ambiental. O destaque foi a renovação das Licenças de Operação das UHEs Chavantes e Rosana, pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - Ibama, com validade de seis anos, ou seja, prazo superior ao inicialmente estabelecido, de quatro anos. Foram também obtidas as outorgas de poços para captação de água de uso não industrial das UHEs Jurumirim, Chavantes e Salto Grande, com validade de cinco anos.

Já as iniciativas de compensação ambiental incluíram o repovoamento de reservatórios com 1,5 milhão de alevinos de espécies nativas do Rio Paranapanema, o acompanhamento dos processos de erosão, assoreamento e solapamentos das oito usinas, e a recuperação ambiental dos canteiros das obras do Complexo Canoas e em Rosana.

Os trabalhos de monitoramento envolveram a ictiofauna e a qualidade da água dos reservatórios das UHEs Chavantes, Salto Grande, Canoas I, Canoas II e Rosana, e a produção pesqueira nas UHEs de Jurumirim, Chavantes, Salto Grande, Capivara e Taquarubá, como base para o plano de ação que visa à melhoria das condições de pesca.

Também está sendo realizado o monitoramento da infestação por mexilhão-dourado em todos os reservatórios, bem como nas estruturas civis das barragens, visando suportar pesquisas e desenvolvimento de técnicas para o controle da espécie nas tubulações da água de resfriamento dos equipamentos eletromecânicos das usinas.

A Companhia conduziu ainda estudos sobre macrófitas aquáticas e promoveu o monitoramento da ictiofauna no reservatório da UHE Capivara.

#### 8.2. Reflorestamento

No ano, a Duke Energy reflorestou 468 hectares distribuídos nos reservatórios de Salto Grande, Capivara e Rosana, o que resultou em cerca de 6.600 hectares totais reflorestados na Bacia do Rio Paranapanema. Além disso, realizou tratamentos culturais para a consolidação de aproximadamente 1.600 hectares, formados nos anos anteriores, também em áreas dos reservatórios de Chavantes, Complexo Canoas e Taquarubá.

Essas ações são desenvolvidas no âmbito do Programa de Revegetação apoiado por empresas contratadas, que gerou cerca de 110 postos de empregos diretos no período.

Já o Programa de Promoção Florestal envolve proprietários rurais, que recebem mudas florestais de boa qualidade e orientação técnica para recuperarem áreas de preservação em suas propriedades, o que contribui para a conservação ambiental da Bacia do Rio Paranapanema. Foram distribuídas no ano 321.858 mudas florestais nativas regionais para propriedades localizadas em 28 municípios vizinhos aos reservatórios.

#### 8.3. Parcerias

Na busca do fortalecimento e da consolidação de seus programas ambientais e na ampliação da participação nas iniciativas que envolvem a Bacia do Rio Paranapanema, a Companhia mantém contatos e parcerias com organizações e instituições, entre elas a Universidade de São Paulo (USP), Universidade Estadual Paulista (Unesp), Universidade Estadual de Londrina, Universidade Estadual de Maringá, Faculdades Luiz Meneghel e Coordenadoria de Assistência Técnica Integral - Cati.

Por meio de Termo de Cooperação Técnico celebrado com o Instituto Grupo Integrado de Aquicultura e Estudos Ambientais (GIA), a Duke Energy tem auxiliado na realização dos estudos para instalação de Parques Aquícolas nos reservatórios do Rio Paranapanema, contratado pelo Ministério de Pesca e Aquicultura (MPA).

Também colabora com a gestão dos recursos hídricos por meio da Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica - Abrage, da qual é membro titular dos comitês do Médio Paranapanema e do Pontal do Paranapanema, em São Paulo, e dos comitês das Bacias Hidrográficas do Piraponeia e do Norte Pioneiro, no Paraná. Em 2010, passou a integrar também o Grupo de Coordenação para a formação do Comitê da Bacia Hidrográfica do Paranapanema em nível federal. Além disso, participa do Grupo de Trabalho de Meio Ambiente (GTMA) da Abrage, envolvendo-se nas discussões de temas ambientais relacionados ao setor elétrico, e das Forças Tarefas de Ecossistemas Aquáticos e de Áreas de Preservação Permanente. Com a Cetesb, faz parte da Câmara Ambiental do Setor de Energia, cujos objetivos são contemplar a variável ambiental no planejamento e aplicação de projetos de energia no Estado de São Paulo.

#### 8.4. Comunidades

Com o objetivo de conscientizar as comunidades do entorno dos reservatórios de suas usinas para a necessidade de preservar o meio ambiente, a Companhia desenvolve o Programa de Comunicação Social e Educação Ambiental, cujas atividades envolvem mais de 19,6 mil pessoas em 2010. Entre elas destacou-se o projeto Água - Uma viagem ao mundo do conhecimento, realizado em Ourinhos (SP) e Porecatu (PR) em parceria com as prefeituras locais e o Museu de Ciências da USP, finalizando o ciclo itinerante iniciado em 2009 no município de Taquarubá.





# Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A.

CNPJ nº 02.998.301/0001-81  
Companhia Aberta

## NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 (Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

### 1. INFORMAÇÕES GERAIS

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

A capacidade instalada em operação da Companhia é de 2.237 MW, composta pelo seguinte parque gerador em operação no Estado de São Paulo: UHE Capivara, UHE Chavantes, UHE Jurumirim, UHE Salto Grande, UHE Taquaruçu, UHE Rosana e 49,7% do Complexo Canoas, formado pelas UHEs Canoas I e II.

A emissão dessas demonstrações financeiras foi autorizada pelo Conselho de Administração da Companhia, em 22 de março de 2011.

### 2. RESUMO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

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

#### 2.1. Base de preparação

As demonstrações financeiras foram preparadas considerando o custo histórico como base de valor e ajustadas para refletir o "custo atribuído" de barragens, edificações, máquinas, móveis e veículos na data de transição 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. As demonstrações financeiras individuais foram preparadas e estão sendo apresentadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs) e conforme os Padrões Internacionais de Relatórios Financeiros (*International Financial Reporting Standards - IFRS*), emitidos pelo *International Accounting Standards Board - IASB*.

Estas são as primeiras demonstrações financeiras apresentadas de acordo com o IFRS pela Companhia. As principais diferenças entre as práticas contábeis adotadas anteriormente no Brasil (BR GAAP antigo) e o IFRS, incluindo as reconciliações do patrimônio líquido e do resultado abrangente, estão descritas na Nota 29.

#### 2.2. Caixa e equivalentes de caixa

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

#### 2.3. Instrumentos financeiros

##### 2.3.1. Classificação

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

##### i. Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado

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

##### ii. Empréstimos e recebíveis

Os empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis, que não são cotados em um mercado ativo. São incluídos como ativo circulante, exceto aqueles com prazo de vencimento superior a 12 meses após a data de emissão do balanço (estes são classificados como ativos não circulantes). Os empréstimos e recebíveis da Companhia compreendem "Contas a receber de clientes e demais contas a receber" (vide Nota 6).

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

##### 2.3.2. Reconhecimento e mensuração

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

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

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

##### 2.3.3. Compensação de instrumentos financeiros

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

##### 2.3.4. Impairment de ativos financeiros

###### Ativos negociados ao custo amortizado

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

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

- Dificuldade financeira relevante do emissor 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 do prejuízo é mensurado como a diferença entre o valor contábil dos ativos e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados (excluindo os prejuízos de crédito futuro que não foram incorridos) descontados à taxa de juros em vigor original dos ativos financeiros. O valor contábil do ativo é reduzido e o valor do prejuízo é reconhecido na demonstração do resultado. Se um empréstimo ou investimento tiver uma taxa de juros variável, a taxa de desconto para medir uma perda por *impairment* é a atual taxa de juros efetiva determinada de acordo com o contrato. Como um expediente prático, a Companhia pode mensurar o *impairment* com base no valor justo de um instrumento utilizando um preço de mercado observável.

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

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

##### 2.4. Contas a receber de clientes

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

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

##### 2.5. Provisão para créditos de liquidação duvidosa

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

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

##### 2.6. Estoques

Os materiais e equipamentos em estoque, classificados na rubrica ("outros ativos") no ativo circulante (almoxxarifeado 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. Ativos intangíveis

###### 2.8.1. 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 ser 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 *softwares* identificáveis e exclusivos, controlados pela Companhia, são reconhecidos como ativos intangíveis.

###### 2.8.2. Utilização do bem público - UBP

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

##### 2.9. Imobilizado

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

Os custos subsequentes aos valores históricos são incluídos no valor contábil do ativo ou reconhecidos como um ativo separado, conforme apropriado, somente quando for provável que fluam benefícios econômicos futuros associados ao item e que o custo do item possa ser mensurado com segurança. O valor contábil de itens ou peças substituídos é baixado. Todos os outros reparos e manutenções são lançados em contrapartida ao resultado do exercício, quando incorridos. Os terrenos não são depreciados. A depreciação de outros ativos é calculada usando o método linear para alocar seus custos aos seus valores residuais durante a vida útil econômica remanescente estimada de acordo com laudo de avaliação, como segue:

###### Vida útil média:

Reservatórios, barragens e adutoras	27 anos
Edificações, obras civis e benfeitorias	27 anos
Máquinas e equipamentos	18 anos
Móveis e utensílios	07 anos
Veículos	03 anos

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

O valor contábil de um ativo é imediatamente baixado para seu valor recuperável se o valor contábil do ativo for maior do que seu valor recuperável estimado (vide Nota 9). Os ganhos e as perdas de alienações são determinados pela comparação dos resultados com o valor contábil e são reconhecidos em "Outros ganhos(perdas), líquidos" na demonstração do resultado.

##### 2.10. Impairment de ativos não financeiros

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

##### 2.11. Contas a pagar aos fornecedores

As contas a pagar aos fornecedores 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 classificadas 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, as contas a pagar são apresentadas como passivo não circulante.

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

##### 2.12. Empréstimos e debêntures

Os empréstimos e as debêntures são reconhecidos, 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 os empréstimos estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros.

As taxas pagas no estabelecimento do empréstimo e debêntures são reconhecidas como custos da transação do empréstimo, 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.

Os empréstimos e as debêntures são classificados 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.

##### 2.13. Provisões

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

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

##### 2.14. Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido

As despesas de imposto de renda e contribuição social do período 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 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.

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

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

Para o cálculo de imposto de renda e contribuição social sobre o lucro corrente, a Companhia adota o Regime Tributário de Transição - RTT, que permite expurgar os efeitos decorrentes das mudanças promovidas pelas Leis nº 11.638/2007 e 11.949/2009, da base de cálculo desses tributos.

##### 2.15. Benefícios a empregados

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

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

##### 2.15.2. 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 Controladora, por outro lado, opera um plano de remuneração baseado em ações, liquidado com seus instrumentos patrimoniais, para o qual elege alguns executivos da Companhia a participar.

A Companhia recebe os serviços dos executivos elegíveis como contraprestação à remuneração baseada em ações da Controladora, sendo estes valores calculados pelo valor justo das ações da Controladora na data da concessão, e reconhecido como despesa, em contrapartida do aumento do patrimônio líquido da Companhia, em conformidade com o CPC 10 - (Pagamento baseado em ações) (vide Notas 12 e 20.6).

##### 2.15.3. 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.

##### 2.15.4. Participação nos lucros

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

##### 2.15.5. Capital Social

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

##### 2.16. Reconhecimento da receita

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

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

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

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

##### 2.17. Distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio - JSCP

A distribuição de dividendos para os acionistas da Companhia é reconhecida como um passivo nas demonstrações financeiras da Companhia ao final do exercício, com base no estatuto social da Companhia.

Os dividendos de 2009 e os dividendos intermediários de 2010 foram calculados a partir do lucro apurado antes dos efeitos das novas normas do IFRS (vide Nota 20.4). O Estatuto Social da Companhia prevê que o pagamento de JSCP, pode ser deduzido do montante de dividendos a pagar. O montante calculado está em conformidade com a legislação vigente e o benefício fiscal gerado é reconhecido na demonstração do resultado.

### 3. ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CONTÁBEIS CRÍTICOS

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

#### 3.1. Estimativas e premissas contábeis críticas

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

##### 3.1.1. Imposto de renda, contribuição social e outros impostos

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

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

##### 3.1.2. Vida útil de ativos de longa duração

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

##### 3.2. Julgamentos críticos na aplicação das políticas contábeis da Companhia

Foi aplicado o custo atribuído na adoção inicial do IFRS e a Companhia, com base em laudo de avaliação elaborado por Ernst & Young Terco, acresceu o Ativo Imobilizado em R\$ 2.083.565 em contrapartida de Ajustes de Avaliação Patrimonial no grupo do Patrimônio Líquido, no montante de R\$ 1.375.153, líquido dos efeitos fiscais. A despesa com depreciação aumentou em cerca de R\$ 114.331, em decorrência do acréscimo no Ativo Imobilizado.

### 4. GESTÃO DE RISCO FINANCEIRO

#### 4.1. Fatores de risco financeiro

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

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

##### 4.1.1. Risco de mercado

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

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

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

A primeira emissão de debêntures da Companhia tem encargos financeiros correspondentes a variação do CDI + 2,15% a.a. e variação IPCA + 11,6% a.a. (série 1 e série 2 respectivamente) e a segunda emissão de debêntures tem encargos financeiros correspondentes a variação IGP-M + 8,59% a.a. Consequentemente, o resultado da Companhia é afetado pela variação desses índices de preços. O impacto causado pela variação do CDI, IPCA e IGP-M sobre as debêntures é minimizado pelo aumento dos preços nos contratos bilaterais e de leilão que também estão indexados à variação dos índices IPCA ou IGP-M.

# Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A.

CNPJ nº 02.998.301/0001-81  
Companhia Aberta

## NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 (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 têm linguagem padronizada e outros tipos de suportes de créditos podem ser fornecidos por iniciativa do comprador, como garantia bancária e cessão do Certificado de Depósito Bancário - CDB. A maioria das distribuidoras tem fornecido os suportes de crédito baseado em seus recebíveis.

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

### 4.1.3. Risco de liquidez

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

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

### 4.1.4. Risco de aceleração de dívidas

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

### 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.

### 4.2. Gestão de capital

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade da Companhia 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 pelo valor contábil, menos a perda (*impairment*), esteja próxima de seus valores justos. O valor justo dos passivos financeiros, para fins de divulgação, é estimado mediante o desconto dos fluxos de caixa contratuais futuros pela taxa de juros vigente no mercado, que está disponível para a Companhia para instrumentos financeiros similares.

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

## 5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
<b>Caixa e bancos</b>			
Moeda nacional	836	1.043	5.080
Moeda estrangeira	128	133	126
<b>Aplicações financeiras</b>			
Moeda nacional			
Certificado de depósito bancário - CDB	435.655	321.673	284.343
Fundo de investimento em renda fixa	-	7.669	-
Fundo de investimento exclusivo			
Renda fixa	58.035	42.526	23.122
Renda variável	1.177	4.229	472
Outros valores a pagar/receber	(59)	(50)	(36)
	<b>495.772</b>	<b>377.223</b>	<b>313.107</b>

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 Certificado de Depósito Interbancário - CDI. Os ganhos ou perdas decorrentes de variações no valor justo desses ativos são apresentados na demonstração do resultado em "Resultado Financeiro" no período em que ocorrem.

## 6. CLIENTES

	31/12/2010		31/12/2009		01/01/2009	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Clientes de contratos iniciais	-	-	-	-	6.762	-
Clientes de contratos bilaterais	52.894	-	40.765	-	37.379	68
Clientes de leilão	42.248	-	40.500	-	41.695	-
Energia de curto prazo (MRE/Spot)	8.931	-	14.695	-	2.297	-
Recomposição tarifária extraordinária - RTE	-	1.653	293	2.554	1.594	2.068
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(7.643)	(1.653)	(3.001)	(2.554)	-	(1.158)
	<b>96.430</b>	<b>-</b>	<b>93.252</b>	<b>-</b>	<b>89.727</b>	<b>978</b>

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.

A RTE tem por finalidade fazer frente aos impactos financeiros a que ficou submetida à Companhia, dentre outras empresas do setor, 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, implantado em face das condições hidrológicas desfavoráveis e do baixo nível de armazenamento dos reservatórios de várias regiões do país.

Foi elaborado, no âmbito do Acordo Geral do Setor Elétrico, pelos agentes do mercado para equacionar os impactos oriundos do racionamento, Acordo de Reembolso de Energia Livre, em que está estabelecido o compromisso de ressarcimento pelas distribuidoras (arrecadoras da RTE) da Companhia, bem como das demais empresas afetadas pela compra da energia livre. Os recursos via RTE 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 e 2010 baixou respectivamente os valores de R\$ 40.572, de R\$ 32.827 e de R\$ 1.255, 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, sem prejuízo do direito que a Companhia se reserva, de vir a recuperar o devido recebimento de 100% do valor baixado correspondente à recomposição de receitas relativas ao período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica.

Em dezembro de 2009, a Aneel publicou a Resolução nº 387/2009, estabelecendo a metodologia de cálculo dos saldos da Energia Livre e da Perda de Receita, após o encerramento da cobrança da RTE nas tarifas de fornecimento. As empresas geradoras envolvidas tiveram prazo até 15 de abril de 2010 para confirmarem os saldos remanescentes apresentados pelas distribuidoras. Em 26 de agosto de 2010, a Aneel publicou o Despacho nº 2.517, fixando os montantes finais dos repasses de Energia Livre atualizados até julho de 2010, considerando as conciliações encaminhadas pelas Distribuidoras e Geradoras, signatárias do Acordo Geral do Setor Elétrico. De acordo com o despacho, os pagamentos deveriam ser realizados até 29 de setembro de 2010. Em 24 de setembro de 2010, a Aneel publicou Ofício nº 938/2010 suspendendo as transações financeiras decorrentes do despacho até o julgamento dos recursos administrativos interpostos pela Companhia Luz e Força Santa Cruz - CLFSC, Eletropaulo, Companhia Energética de Brasília - CEB-D, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf e Eletronorte.

Em 28 de setembro de 2010, o poder judiciário deferiu ação impetrada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - Abradee, levando à suspensão das transações financeiras decorrentes do despacho para outras distribuidoras. Diante do exposto, a Companhia não reconheceu o saldo dos valores a receber no montante de R\$ 8.239 decorrentes do Despacho nº 2.517/2010 por ter característica de ativo contingente.

## 7. IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES

	31/12/2010		31/12/2009		01/01/2009	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
<b>ATIVO</b>						
IRPJ e CSLL a recuperar	7.066	-	6.549	-	5.670	-
PIS e COFINS a recuperar	260	-	428	-	422	-
ICMS a recuperar	411	436	298	248	276	2.896
ISS	21	-	21	-	13	-
INSS	39	-	39	-	15	-
	<b>7.797</b>	<b>436</b>	<b>7.335</b>	<b>248</b>	<b>6.396</b>	<b>2.896</b>
<b>PASSIVO</b>						
IRPJ e CSLL	5.693	-	7.751	-	7.845	-
PIS e COFINS	6.380	-	5.782	-	5.807	-
ICMS	1.227	-	1.045	-	3.881	-
Outros	2.969	-	174	-	184	-
	<b>16.269</b>	<b>-</b>	<b>14.752</b>	<b>-</b>	<b>17.717</b>	<b>-</b>
Ativo de imposto diferido						
Diferenças temporárias	-	(10.737)	-	(10.055)	-	(8.812)
Passivo de imposto diferido						
Benefício fiscal	-	(51.293)	-	(56.734)	-	(62.467)
Ajuste de avaliação patrimonial	-	562.615	-	602.158	-	641.001
<b>Passivo de imposto diferido (líquido)</b>	<b>-</b>	<b>500.585</b>	<b>-</b>	<b>535.369</b>	<b>-</b>	<b>569.722</b>

A Companhia optou pelo RTT de apuração do lucro real, que trata dos ajustes tributários decorrentes dos novos métodos e critérios contábeis introduzidos pela Lei nº 11.638/2007, e pelos arts. 36 e 37 da Medida Provisória nº 449/2008 (convertida na Lei nº 11.941/2009).

As alterações introduzidas pela Lei nº 11.638/2007 e Medida Provisória nº 449/2008 (convertida na Lei nº 11.941/2009) que modificam o critério de reconhecimento de receitas, custos e despesas computadas na apuração do lucro líquido do exercício definido no Art. 191 da Lei nº 6.404/1976, não terão efeitos para fins de apuração do lucro real da pessoa jurídica sujeita ao RTT, devendo ser considerados, para fins tributários, os métodos e critérios contábeis vigentes em 31 de dezembro de 2007.

### 7.1. 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 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 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, no montante de R\$ 708.412 (R\$ 43.935 em 31 de dezembro de 2009 e R\$ 38.958 em 31 de dezembro de 2010).

Em 1º de janeiro de 2009, a Companhia efetuou provisão para imposto de renda e contribuição social diferidos sobre reserva referente saldo residual ao final da concessão das usinas Canoas I e II reconhecida em contrapartida do patrimônio líquido, na conta "Ajuste de Avaliação Patrimonial" conforme previsto no CPC 32 (Tributos sobre o lucro) no montante de R\$ 68.230.

Em 1º de janeiro de 2009, 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\$ 7.013 (R\$ 1.101 em 31 de dezembro de 2009 e R\$ 586 em 31 de dezembro de 2010).

Em 31 de dezembro de 2010, as diferenças intertemporais representadas por despesas dedutíveis no futuro, apresentam o montante de R\$ 31.578 (R\$ 29.574 em 31 de dezembro de 2009 e R\$ 25.918 em 1º de janeiro de 2009). 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).

### 7.2. Benefício fiscal - Ágio incorporado

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

	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
	Ágio	Provisão	Valor Líquido
Saldos oriundos da incorporação	305.406	(201.568)	103.838
Realização	(154.531)	101.986	(52.545)
<b>Saldos no final do período</b>	<b>150.875</b>	<b>(99.582)</b>	<b>51.293</b>

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

	31/12/2010	31/12/2009
Amortização do ágio	(16.003)	(16.860)
Reversão da provisão	10.562	11.127
Benefício fiscal	5.441	5.733
<b>Efeito líquido no período</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Realização do benefício fiscal referente ágio incorporado da Duke Sudeste.

	2011	2012	2013	2014	2015 em diante	Total
Efeito líquido do benefício fiscal no período	5.173	4.926	4.676	4.334	32.184	51.293

### 7.3. Demonstrações da apuração do imposto de renda e contribuição social

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

	2011	2012	2013	2014	2015 em diante	Total
Efeito líquido do benefício fiscal no período	5.173	4.926	4.676	4.334	32.184	51.293

	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009	
	Imposto Renda	Contrib. Social	Imposto Renda	Contrib. Social
Lucro contábil antes do IRPJ e CSLL	261.660	261.660	146.055	146.055
Ajustes decorrente do RTT	93.577	93.577	131.029	131.029
Lucro antes do IRPJ e CSLL e após ajuste do RTT	355.237	355.237	277.084	277.084
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL	25%	9%	25%	9%
<b>IRPJ e CSLL a alíquotas da legislação</b>	<b>88.785</b>	<b>31.971</b>	<b>69.247</b>	<b>24.938</b>
Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva				
Amortização encargo credor Inflacionário	(9.772)	882	(9.772)	882
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	3.742	3.742	4.466	4.466
Benefício fiscal - ágio incorporado (Res. Aneel nº 02/2002)	(10.726)	(10.562)	(11.300)	(11.127)
Despesas indedutíveis	6.208	4.977	8.283	7.331
Utilização de base negativa de CSLL	-	-	-	(69.011)
Outros	(1.738)	(1.738)	(7.450)	(7.450)
<b>Base de cálculo tributável</b>	<b>342.951</b>	<b>352.538</b>	<b>261.311</b>	<b>202.175</b>
Alíquota aplicável	25%	9%	25%	9%
<b>IRPJ e CSLL correntes</b>	<b>85.714</b>	<b>31.728</b>	<b>65.304</b>	<b>18.196</b>
Ajustes de IRPJ e CSLL de anos anteriores	-	-	154	297
Incentivos fiscais				
Lei de Incentivo ao Esporte	(168)	-	-	-
Lei Rouanet e Fundo da Criança	(1.652)	-	(1.172)	-
Ajustes ref. incentivo a Projetos Tec. de anos anteriores	(232)	(37)	(59)	(4)
<b>Total IRPJ e CSLL correntes com efeito no resultado</b>	<b>83.662</b>	<b>31.691</b>	<b>64.227</b>	<b>18.489</b>
Movimentação das diferenças temporárias no resultado	(100.583)	(100.583)	(116.017)	(116.204)
Utilização de base negativa	-	-	-	69.016
<b>Base de cálculo tributável</b>	<b>(100.583)</b>	<b>(100.583)</b>	<b>(116.017)</b>	<b>(47.188)</b>
Alíquota aplicável	25%	9%	25%	9%
<b>IRPJ e CSLL diferidos com efeito no resultado</b>	<b>(25.146)</b>	<b>(9.052)</b>	<b>(29.004)</b>	<b>(4.247)</b>
Movimentação das diferenças temporárias no patrimônio líquido	(1.722)	(1.722)	(3.237)	(3.237)
<b>Base de cálculo tributável</b>	<b>(1.722)</b>	<b>(1,722)</b>	<b>(3,237)</b>	<b>(3,237)</b>
Alíquota aplicável	25%	9%	25%	9%
<b>IRPJ e CSLL diferidos com efeito no patrimônio líquido</b>	<b>(431)</b>	<b>(155)</b>	<b>(809)</b>	<b>(292)</b>

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).

## 8. DEPÓSITOS JUDICIAIS

	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Ambiental	2.562	-	-
Fiscal	1.790	1.067	910
Fiscal - Cide	546	517	419
	<b>4.898</b>	<b>1.584</b>	<b>1.329</b>

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

- Ambiental** - Em Setembro de 2010, foi deferido o pedido de depósito judicial apresentado pela Companhia nos autos da ação anulatória nº 6/2010 referente multa ambiental imposta pelo Instituto Ambiental do Paraná - IAP correspondente à usina Rosana.
- Fiscais** - A Companhia ajuizou ação anulatória de débitos fiscais relativos ao Imposto Predial Territorial Urbano - IPTU incidente sobre os imóveis que correspondem à parte do reservatório da bacia de Capiwara pleiteado pelo município de Primeiro de Maio e mandado de segurança que objetiva concessão de segurança para reconhecer a quitação de valores de Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF sem a exigência de multa moratória, face à denúncia espontânea praticada.
- Fiscais - Cide** - A Companhia ajuizou mandado de segurança com o objetivo de ver reconhecido seu direito líquido e certo de efetuar pagamento do contrato firmado com uma empresa estrangeira para prestação de serviço de consultoria financeira, sem a obrigação do recolhimento da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico - Cide, incidente sobre a remessa das divisas ao exterior, conforme determina a Lei nº 10.332/2001. Desta forma, visando manter sua regularidade fiscal perante aos órgãos públicos, a Companhia efetu

## Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A.

CNPJ nº 02.998.301/0001-81  
Companhia Aberta

### NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 (Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Valor líquido em 31/12/2009	Adições	Deprec.	Baixas	Reclass.	Valor líquido em 31/12/2010
Terrenos	215.064	—	—	—	—	215.064
Reservatórios, barragens e adutoras	3.335.911	17	(158.217)	—	19	3.177.730
Edificações, obras civis e benfeitorias	419.987	—	(31.512)	(20)	8	388.463
Máquinas e equipamentos	665.889	7.014	(39.758)	(1.711)	246	631.680
Veículos	3.446	643	(911)	(530)	4	2.652
Móveis e utensílios	4.629	1.514	(599)	(345)	(277)	4.922
(-) Reserva usinas Canoas I e II	(200.675)	—	—	—	—	(200.675)
	<u>4.444.251</u>	<u>9.188</u>	<u>(230.997)</u>	<u>(2.606)</u>	—	<u>4.219.836</u>
(-) Obrigações vinculadas à concessão	(6.693)	(5)	52	—	—	(6.646)
	<u>4.437.558</u>	<u>9.183</u>	<u>(230.945)</u>	<u>(2.606)</u>	—	<u>4.213.190</u>

#### 9.1. Custo atribuído no ativo imobilizado

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

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

A despesa incremental de depreciação, calculada sobre os ajustes ao custo atribuído nos exercícios findos em 31/12/2009 e 31/12/2010 foi de R\$ 129.019 e R\$ 114.331, respectivamente.

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

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

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

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

Para todos os outros ativos aos quais não foi aplicado o método do custo direto, utilizou-se o método indireto. Neste método, o CRN de cada ativo ou grupo de ativos foi determinado atualizando o custo contabilizado original tendo em conta as idades e tipos de cada ativo. Esses custos geralmente incluem o custo-base do ativo e quaisquer custos adicionais considerando sua instalação. Devido ao fato dos ativos estarem em uso há certo tempo, é razoável assumir que seu custo atribuído é menor do que seu CRN. Portanto, devem-se considerar obsolescências físicas e funcionais assim como diversos fatores econômicos que podem afetar sua utilidade e valor.

Adicionalmente, foram considerados fatores residuais para os ativos partindo-se do pressuposto de que, se um ativo está em uso, ele possui valor para a empresa independente de sua vida transcorrida. Para as contas "Barragem", "Máquinas" e "Móveis", aplicou-se um fator residual de 5% incidindo sobre seu valor de reposição. Para a conta de veículos, o fator atribuído foi de 10%. Vale lembrar que no caso de veículos avaliados a valor de mercado, não há necessidade de utilização de fator residual. Os terrenos foram mantidos a custo histórico devido a Companhia entender que correspondem aos seus valores residuais, isto é, são os valores aceitos pelo órgão regulador para fins de indenização ao final da concessão.

#### 9.2. Taxas de depreciação

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

#### 9.3. Bens vinculados à concessão

De acordo com o inciso XI da cláusula 6ª do contrato de concessão, é vedada à Companhia alienar ou ceder a qualquer título os bens e instalações considerados servíveis à concessão sem a prévia e expressa autorização da Aneel. A Resolução Aneel nº 20/1999 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação. Encontra-se na Aneel a audiência pública nº 39/2009, que trata da revisão da resolução supramencionada.

#### 9.4. 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 Uso do Bem Público 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 Uso de Bem Público, por um período de 5 anos. O prazo de duração da concessão e do contrato é de 30 anos a partir da data de assinatura do mesmo, podendo ser renovado por período adicional de 20 anos.

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

#### Concessões em 31/12/2010

Contrato de Concessão *	Usina	Tipo	UF	Rio	Energia Assegurada		Início da Concessão	Vencimento Concessão
					Potência Instalada	(MW MII)		
ANEEL								
76/1999	Jurumirim	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	98	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	74	55	22/09/1999	21/09/2029
76/1999	Capivara	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	640	330	22/09/1999	21/09/2029
76/1999	Taquaruçu	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	554	201	22/09/1999	21/09/2029
76/1999	Rosana	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	372	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
					<b>2.307</b>	<b>1.087</b>		

#### 9.5. Expansão 15%

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

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

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

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

Adicionalmente, a Companhia - em conjunto com a empresa AES Tietê S.A., a Aneel, a Fazenda Pública do Estado de São Paulo e a União Federal - figura como ré em ação popular ajuizada por Wilson Marques de Almeida e outros cidadãos, com o objetivo de aplicação das penalidades expressas nas cláusulas 9ª, 10ª e 11ª do Contrato de Concessão, baseado no descumprimento dessa obrigação de expansão da capacidade produtiva. Em 21 de setembro de 2010, foi proferida sentença extinguindo o feito sem a resolução de mérito por falta de pressuposto de constituição e desenvolvimento válido e regular do processo, com fundamento do artigo 267, inciso IV, do Código de Processo Civil. A Companhia está acompanhando a eventual interposição de recurso contra a sentença por parte dos Autores. Pela avaliação dos assessores legais da Companhia, responsáveis por esse processo, a chance da Companhia ser penalizada de acordo com o estabelecido no Contrato de Concessão foi considerada possível.

#### 10. INTANGÍVEL

O saldo em 31 de dezembro de 2010 é constituído por direitos de uso de *software*, servidão de passagem e pela UBP.

##### a) Composição

		31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
	Custo	Amortização Acumulada	Valor Líquido	Valor Líquido
<b>Em serviço</b>				
Utilização do Bem Público - UBP	53.494	(18.373)	35.121	36.959
Software	20.426	(15.227)	5.199	6.873
Servidão de passagem	75	—	75	75
	<u>73.995</u>	<u>(33.600)</u>	<u>40.395</u>	<u>43.907</u>
<b>Em curso</b>				
Software	283	—	283	498
	<u>74.278</u>	<u>(33.600)</u>	<u>40.678</u>	<u>38.872</u>

##### b) Movimentação intangível

	Valor Líquido em 01/01/2009	Adições	Amortiz.	Reclass.	Valor Líquido em 31/12/2009
Utilização do Bem Público - UBP	38.797	—	(1.837)	—	36.960
Software	75	300	(384)	7.454	7.370
Servidão de passagem	—	—	—	—	75
	<u>38.872</u>	<u>300</u>	<u>(2.221)</u>	<u>7.454</u>	<u>44.405</u>
	Valor Líquido em 31/12/2009	Adições	Amortiz.	Baixas	Valor Líquido em 31/12/2010
Utilização do Bem Público - UBP	36.959	—	(1.838)	—	35.121
Software	7.371	675	(2.347)	(217)	5.482
Servidão de passagem	75	—	—	—	75
	<u>44.405</u>	<u>675</u>	<u>(4.185)</u>	<u>(217)</u>	<u>40.678</u>

#### 11. FORNECEDORES

	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
	Circulante	Não Circulante	Circulante
Suprimento de energia elétrica	7	—	128
Materiais e serviços	4.374	—	6.206
Encargos de uso da rede elétrica	—	—	—
Tust	6.677	—	7.061
Tusd-g	23.353	22.617	21.357
Encargos de conexão	14	—	14
	<u>34.425</u>	<u>22.617</u>	<u>34.766</u>
			<u>55.699</u>
			<u>29.961</u>

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

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

#### Encargos de uso da rede elétrica

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Desta forma, diante da obrigação de pagar tais valores, em 30 de junho de 2009, a Companhia reconheceu em seu resultado o montante de R\$ 71.262 (R\$ 59.311 registrado na rubrica Encargos do Uso da Rede Elétrica e R\$ 11.951 registrado na rubrica Despesas Financeiras), sendo, R\$ 30.534 no Passivo Circulante e R\$ 40.728 no Passivo Não Circulante, ajustando o valor registrado ao montante estabelecido pela Resolução Homologatória Aneel nº 497/2007, respeitando decisão proferida em 29 de junho de 2009. Segundo o parecer dos assessores jurídicos da Companhia, as chances de êxito na Ação Ordinária não são alteradas em razão do indeferimento da petição de depósito, permanecendo classificadas como possíveis.

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

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

Não ocorreram novos eventos referentes à discussão judicial da revisão dos valores a serem pagos por conta da Tusd-g, sendo que a Companhia continua efetuando mensalmente o depósito judicial, cujo montante atualizado em 31 de dezembro de 2010 é de R\$ 21.871 (R\$ 5.116 em 31 de dezembro de 2009) apresentado líquido na rubrica "encargos de uso da rede - Tusd-g" no passivo não circulante.

#### 12. PARTES RELACIONADAS

##### 12.1. Transações e saldos

A Companhia possui contrato de compartilhamento de despesas com a coligada DEB - Pequenas Centrais Hidrelétricas Ltda. O valor estimado deste contrato para o ano de 2010 é de R\$ 2.242, cujo saldo a receber em 31 de dezembro de 2010 é de R\$ 218 (R\$ 188 em 31 de dezembro de 2009).

Adicionalmente, a Duke Energy International, Brasil Ltda. fornece garantias para clientes da Companhia, cujo montante em 31 de dezembro de 2010 é de R\$ 45.877. As demais transações relevantes com Partes Relacionadas referem-se à distribuição dos dividendos e de equivalência patrimonial.

##### 12.2. Remuneração do pessoal-chave da Administração

Foi aprovada em Assembleia Geral Ordinária - AGO, realizada em 30 de abril de 2010, o valor da remuneração anual da Administração da Companhia no montante global de até R\$ 7.850 para 2010, sendo distribuído da seguinte forma: (i) R\$ 2.050 para o Conselho de Administração; (ii) R\$ 5.500 para a Diretoria e (iii) R\$ 300 para o Conselho Fiscal. O valor de remuneração do Conselho Fiscal no ano de 2010 foi de R\$ 277 (R\$ 217 no ano de 2009).

Em Assembleia Geral Extraordinária - AGE realizada em 21 de março de 2011, resultou aprovada a ratificação do valor da remuneração global anual dos membros da Administração da Companhia para até R\$ 7.850 para o exercício de 2010, reafirmando a distribuição por órgão, sendo: (i) R\$ 3.050 para o Conselho de Administração; (ii) R\$ 4.500 para a Diretoria e (iii) R\$ 300 para o Conselho Fiscal (vide Nota 28.1).

Segue detalhe da remuneração relacionada às pessoas-chaves da administração:

	31/12/2010	31/12/2009
Benefícios de curto prazo a empregados e administradores	5.795	7.043
Benefícios pós-emprego	151	176
Benefícios de rescisão de contrato de trabalho	939	705
	<u>6.885</u>	<u>7.924</u>
Remuneração baseada em ações	370	875
	<u>7.255</u>	<u>8.799</u>

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

Alguns administradores da Companhia são elegíveis ao Programa de Incentivo de Longo Prazo (*Long Term Incentive Program* - LTI), estabelecido pela Duke Energy Corporation e composto por ações da controladora indireta (a Companhia não possui plano local envolvendo suas ações). No ano de 2010, a Companhia reconheceu como despesas relativas ao plano baseado em ações da Controladora o montante de R\$ 370 (R\$ 875 no ano de 2009) (vide Nota 20.6).

#### 13. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
	Circulante	Não Circulante	Circulante
Moeda Nacional	—	—	—
Eletróbrás	—	—	128.340
			362.530
			116.006
			498.828

Contrato de financiamento junto à Eletróbrás - Centrais Elétricas Brasileiras S.A., originário do repasse de energia de Itaipu/Furnas, que prevê atualização com base na variação do IGP-M, acrescida de juros de 10% a.a., vencível mensalmente

# Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A.

CNPJ nº 02.998.301/0001-81  
Companhia Aberta

## NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 (Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

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

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

### 14.2. Segunda emissão de debêntures

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

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

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

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

As cláusulas restritivas ("covenants") previstas na escritura de segunda emissão das debêntures são similares às constantes na escritura de primeira emissão (vide Nota 14.1).

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 Índice Geral de Preços - Mercado (IGP-M), acrescidos de juros de 8,59% a.a.

### 14.3. Composição e vencimento das debêntures

#### a) Composição

Emissão	Série	31/12/2010		31/12/2009		Principal + Encargos em 01/01/2009	
		Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
1ª Emissão	Série 1	68.746	123.946	69.834	186.378	11.046	248.462
1ª Emissão	Série 2	3.185	101.381	3.061	95.805	3.017	91.865
2ª Emissão	Única	19.151	520.777	-	-	-	-
		<b>91.082</b>	<b>746.104</b>	<b>72.895</b>	<b>282.183</b>	<b>14.063</b>	<b>340.327</b>

#### b) Vencimento

	2012	2013	2014	2015	Total
Não circulante	60.597	269.697	207.644	208.166	746.104

### 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.

	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Circulante	4.718	4.319	2.145
Não circulante	9.398	6.445	8.459
	<b>14.116</b>	<b>8.964</b>	<b>10.604</b>

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

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

### 16. PLANO DE PENSÃO E APOSENTADORIA

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

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

	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Valor presente das obrigações atuariais total ou parcialmente cobertas	(152.742)	(125.640)	(138.694)
Valor justo dos ativos	185.111	159.531	143.716
Ativo a ser reconhecido no balanço patrimonial antes do ajuste	32.369	33.891	5.022
Efeito do limite do ativo devido (parágrafo 58)	(32.369)	(33.891)	(5.022)
<b>(Passivo)/ativo a ser reconhecido no balanço patrimonial após o ajuste</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

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

Em conformidade com a Resolução CGPC nº 26, de 29 setembro de 2009, e com base nos resultados locais da avaliação atuarial na Fundação CESP, não houve constituição de Reserva Especial em 31/12/2008 e 31/12/2009 e, portanto, a empresa não poderia se beneficiar do superávit do Plano.

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

	31/12/2010	31/12/2009
(Despesa)/receita do exercício	1.180	2.665
Contribuições da empresa realizadas no exercício	544	568
Ganho/(perda) reconhecido imediatamente - efeito no Patrimônio Líquido	(3.246)	25.636
Variação do efeito do limite do ativo - efeito no Patrimônio Líquido	1.522	(28.869)
<b>(Passivo)/ativo a ser reconhecido no final do exercício</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

iii. Evolução do valor presente das obrigações no final do exercício

	31/12/2010	31/12/2009
Valor presente das obrigações no início do exercício	125.640	138.694
Custo do serviço corrente	1.762	2.203
Da companhia	1.149	1.440
Contribuições dos empregados	613	763
Juros sobre obrigação atuarial	13.207	12.507
Benefícios pagos no exercício	(7.922)	(5.954)
(Ganho)/perda no passivo	20.055	(21.810)
<b>Valor presente das obrigações no final do exercício</b>	<b>152.742</b>	<b>125.640</b>

iv. Evolução do valor justo dos ativos no final do exercício

	31/12/2010	31/12/2009
Valor justo dos ativos no início do exercício	159.531	143.716
Rendimento real dos ativos	32.286	20.588
Rendimento esperado do ativo do plano	15.536	16.612
Contribuições dos empregados	613	763
Retorno dos investimentos diferente do esperado	12.351	3.213
Contribuições pagas pela companhia	1.186	1.181
Benefícios pagos	(7.892)	(5.954)
<b>Valor justo dos ativos no final do exercício</b>	<b>185.111</b>	<b>159.531</b>

v. Despesa anual reconhecida no resultado do exercício

	31/12/2010	31/12/2009
Custo do serviço corrente	1.762	2.203
Juros sobre obrigação atuarial	13.207	12.507
Rendimento esperado do ativo do plano	(15.536)	(16.612)
Contribuições dos empregados	(613)	(763)
<b>Total</b>	<b>(1.180)</b>	<b>(2.665)</b>

vi. Premissas utilizadas nas avaliações atuariais

Hipóteses Econômicas	2010	2009
Taxa de desconto	9,72% a.a.	10,77% a.a.
Taxa de retorno esperado dos ativos	11,28% a.a.	9,89% a.a.
Crescimento salariais futuros	7,12% a.a.	5,55% a.a.
Crescimento dos benefícios da previdência social e dos limites	4,0% a.a.	4,5% a.a.
Inflação	4,0% a.a.	4,5% a.a.
Fator de capacidade		
Salários	100%	100%
Benefícios	100%	100%

#### Hipóteses Demográficas

	2010	2009
Tábua de Mortalidade	AT-1983	AT-1983
Tábua de Mortalidade de Invalídios	AT-1949	RRB 1944
Tábua de Entrada em Invalidez	Light Média	RRB 1944
Tábua de Rotatividade	Experiência Fundação Cesp	(2/Idade do Participante) - 0,04
Idade de Aposentadoria	Idade com direito a todos os benefícios integrais	Idade com direito a todos 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

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

De acordo com a cláusula 10ª, após a publicação anual do Demonstrativo dos Resultados da Avaliação Atuarial do Plano de Benefícios - DRAA, relativo ao exercício anterior, será comparado ao saldo da dívida. Sempre que o saldo remanescente for maior que o valor apontado no DRAA como passivo a descoberto do plano, as prestações estipuladas na cláusula 8ª do presente instrumento serão reduzidas na mesma proporção. Caso da comparação retro referida resulte, ao contrário, um valor menor do que o apontado no DRAA, as prestações estipuladas na cláusula 8ª serão revistas de modo a manter na íntegra a obrigação prevista neste contrato, observada os termos da cláusula 9ª, parágrafo único. Em virtude da apresentação de superávit, o saldo foi reduzido a zero em janeiro de 2007, superávit este verificado até 31 de dezembro de 2010.

#### 16.2. Deliberação CVM 600

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

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

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

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

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

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

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

### 17. CONTINGÊNCIAS LÍQUIDAS

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

Os depósitos judiciais apresentados de forma dedutiva referem-se somente aos depósitos com contingência passiva provisionada, sendo que os demais depósitos são demonstrados em nota específica (vide Nota 8).

#### a) Composição

Processos	Expectativa de perda	31/12/2010		Depósito judicial	Contingência líquida	31/12/2009	Contingência líquida	01/01/2009
		Valor atualizado	Provisão					
Trabalhistas	Provável	6.918	6.918	3.061	3.857	-	(778)	1.554
Trabalhistas	Possível	6.183	-	-	-	-	-	-
Fiscais	Provável	2.301	2.301	-	2.301	2.224	-	2.141
Fiscais	Possível	28.276	-	-	-	-	-	-
Ambientais	Provável	1.970	1.970	-	1.970	5.438	-	5.233
Ambientais	Possível	25.915	-	-	-	-	-	-
Regulatórias	Possível	16.669	-	-	-	-	-	-
		<b>88.232</b>	<b>11.189</b>	<b>3.061</b>	<b>8.128</b>	<b>6.884</b>	<b>8.928</b>	<b>8.928</b>

#### b) Movimentação

	Trabalhista	Fiscal	Ambiental	Total
Saldo em 31/12/2009	5.017	2.224	5.438	12.679
Constituição/atualização	4.601	77	3.093	7.771
Baixa e reversão	(2.700)	-	(6.561)	(9.261)
<b>Saldo em 31/12/2010</b>	<b>6.918</b>	<b>2.301</b>	<b>1.970</b>	<b>11.189</b>

#### 17.1. Trabalhistas

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

#### 17.2. Fiscais

Auto de infração referente à destinação para incentivo fiscal (Finam) dos recolhimentos do imposto sobre lucro inflacionário, efetuados nos meses de janeiro, fevereiro e março de 2000. A Companhia protocolou o processo administrativo nº 11831.000528/02-92 junto à Receita Federal, que julgou procedente os recolhimentos dos meses de janeiro e fevereiro, permanecendo provisionado o montante relativo a março de 2000.

#### 17.3. Ambientais

Em 31 de dezembro de 2010, as provisões referentes às contingências ambientais com expectativas de perda provável são referentes:

- Ações para compensação de impactos ambientais movidas pelos municípios de Santo Inácio no montante de R\$ 1.300;
- Ações movidas por pescadores referentes a danos ambientais no montante de R\$ 320 e;
- Contingência para compensação de impactos ambientais referente a terreno localizado no município de Pedemeiras no montante de R\$ 350.

### 18. OBRIGAÇÕES ESPECIAIS

	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Reserva Global de Reversão - RGR	4.947	4.947	4.947
Doações de equipamentos - ONS	1.690	1.740	1.806
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	9	6	-
	<b>6.646</b>	<b>6.693</b>	<b>6.753</b>

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

**Doações de equipamentos:** Equipamentos operacionais cedidos pelo Operador Nacional do Sistema - ONS.

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

### 19. ENCARGOS SETORIAIS

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

	31/12/2010		31/12/2009		01/01/2009	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	8.849	-	11.399	-	7.182	-
Taxa de fiscalização da Aneel	338	-	311	-	282	-
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	6.359	10.852	13.842	-	13.197	-
Juros sobre reserva global de reversão - RGR	12	-	12	-	12	-
	<b>15.558</b>	<b>10.852</b>	<b>25.564</b>	<b>-</b>	<b>20.673</b>	<b>-</b>

#### Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH

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

#### Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica - TFSEE

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

#### Pesquisa e Desenvolvimento - P&D

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

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

A Resolução Normativa nº 233/2006, que entrou em vigor em 1º de janeiro de 2007, estabeleceu em seu Art. 2º que o fato jurídico necessário e suficiente para a constituição das obrigações legais referidas em seu Art. 1º é o reconhecimento cont

# Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A.

CNPJ nº 02.998.301/0001-81  
Companhia Aberta

## NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 (Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

### 20.2. Reservas de Capital

	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Ágio na subscrição de ações	468	468	468
Conta Cisão	(6.418)	(6.418)	(6.418)
Ágio na incorporação de sociedade controladora	103.838	103.838	103.838
Pagamento baseado em ações	1.245	875	-
	<b>99.133</b>	<b>98.763</b>	<b>97.888</b>

Ágio na Incorporação de Sociedade Controladora - De acordo com a Instrução CVM nº 319/1999 e Resolução Aneel nº 28/2002, a Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A foi autorizada a realizar a incorporação de sua controladora Duke Sudeste, nos termos do Laudo de Avaliação da consultoria Ernst & Young Auditores Independentes S/C.

### 20.3. Reservas de Lucros

	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Reserva legal	57.800	48.775	39.304
Reserva estatutária	5.601	5.601	5.601
	<b>63.401</b>	<b>54.376</b>	<b>44.905</b>

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

### 20.4. Dividendos

#### a) Destinação do lucro líquido do exercício

	31/12/2010	31/12/2009
Lucro líquido do exercício	180.505	102.323
Constituição da reserva legal	(9.025)	(9.471)
<b>Lucro líquido ajustado</b>	<b>171.480</b>	<b>92.852</b>
Depreciação (custo atribuído)	114.331	129.019
Baixas (custo atribuído)	251	204
IR/CSLL Diferidos sobre ajustes acima	(38.958)	(43.935)
Distribuição a maior referente ao ano de 2009 (Lucros acumulados)	(1.806)	-
	<b>73.818</b>	<b>85.288</b>

#### (=) Base para distribuição de dividendos e JSCP

	31/12/2010	31/12/2009
Dividendos intermediários	245.298	178.140
Juros sobre capital próprio	(106.500)	(78.050)
Juros sobre capital próprio	(18.887)	-
Dividendos propostos	(119.911)	(101.896)
	<b>-</b>	<b>(1.806)</b>

#### b) Composição de dividendos e JSCP a pagar

	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Dividendos em custódia	469	316	274
Juros sobre capital próprio a pagar	16.039	-	-
Dividendos propostos	119.911	101.896	107.436
	<b>136.419</b>	<b>102.212</b>	<b>107.710</b>

#### c) Valor por ação dos dividendos e JSCP

Deliberação	Provento	Montante	Valor por Ação	
			PN	ON
RCA de 22/03/2011	Dividendos propostos	119.911	0,70591	2,39758
RCA de 22/03/2011	Dividendos propostos (Reserva de lucros)	5.601	0,05932	0,05932
AGE de 30/12/2010	Juros sobre capital próprio	18.887	0,20000	0,20000
AGE de 29/10/2010	Dividendos	106.500	1,69167	-
AGO de 30/04/2010	Dividendos	101.896	0,87722	1,48263
AGE de 30/10/2009	Dividendos	78.050	1,30426	-
AGO de 20/04/2009	Dividendos	107.436	1,60731	0,32524

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.

Em Reunião do Conselho de Administração realizada em 10 de agosto de 2010, foi aprovada a Proposta de Dividendos intermediários da Companhia no montante de R\$ 106.500 debitado integralmente à conta de lucro líquido do respectivo exercício, e alocado às ações preferenciais à razão de R\$ 1,691670509 por ação, em cumprimento ao disposto no item (ii), do Artigo 5º, do Estatuto Social da Companhia, sendo que nenhum valor creditado às ações ordinárias representativas do capital social da Companhia.

### 20.5. Juros sobre capital próprio

Em AGE de 30 de dezembro de 2010, resultado aprovada, por unanimidade, a proposta da Administração de pagamento de JSCP aos acionistas da Companhia, correspondente ao montante total de R\$ 18.887, imputáveis aos dividendos a serem pagos pela Companhia relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2010, atendendo aos limites fiscais apurados com base no balanço patrimonial levantado em 31 de dezembro de 2009, de acordo com o artigo 9º da Lei nº 9.249/1995, cabendo aos acionistas o valor bruto de R\$ 0,20 (vinte centavos de reais) por ação ordinária ou ação preferencial. Os montantes brutos declarados acima foram pagos aos acionistas líquidos de impostos, conforme legislação em vigor (vide Nota 28.3).

### 20.6. Pagamento baseado em ações

Não há plano de remuneração baseado em ações de emissão da Companhia aos membros do Conselho de Administração e Diretoria estatutária ou seus empregados. No entanto, alguns administradores da Companhia são elegíveis ao Programa de Incentivo de Longo Prazo (*Long Term Incentive Program - LTI*), o qual é estabelecido pela Duke Energy Corporation 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 Duke Energy Corporation (a Companhia não possui plano local envolvendo suas ações), o qual é definido e pago pela Duke Energy Corporation, 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 Duke Energy Corporation (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 Duke Energy Corporation e suas respectivas movimentações:

	Em quantidade de ações	
<b>Saldo em 01/01/2009</b>		<b>95.608</b>
Concedidas		46.550
Exercidas		(34.318)
Vencidas/Canceladas		(51.336)
<b>Saldo em 31/12/2009</b>		<b>56.504</b>
Concedidas		7.315
Exercidas		(13.169)
Vencidas/Canceladas		(6.146)
<b>Saldo em 31/12/2010</b>		<b>44.504</b>

Em 2010 a Duke Energy Corporation remunerou os executivos elegíveis em R\$ 370 (R\$ 875 em 2009) referente pagamento baseado em ações que a Companhia reconheceu como despesa em seu resultado em contrapartida de reservas de capital, em consonância com o CPC 10 (R1) (Pagamento baseado em ações) (vide Nota 12.2).

### 21. RECEITA BRUTA

	31/12/2010	31/12/2009
<b>Suprimento de energia elétrica</b>		
Contratos bilaterais	549.951	487.753
Contratos de leilões	358.439	342.010
Spot	31.211	35.949
MRE	25.266	19.393
Outras receitas	46	264
	<b>964.913</b>	<b>885.369</b>
<b>Deduções à receita operacional</b>		
PIS e COFINS	(76.000)	(65.477)
ICMS	(17.992)	(31.785)
P&D	(8.618)	(7.833)
	<b>(102.610)</b>	<b>(105.095)</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>862.303</b>	<b>780.274</b>

### 22. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

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

	31/12/2010		31/12/2009	
	Custo de bens e serviços vendidos	Despesas gerais e administrativas	Total	Total
Pessoal	32.617	24.587	57.204	63.754
Material	2.832	172	3.004	3.891
Serviços de terceiros	25.299	16.951	42.250	37.868
Taxa de fiscalização da Aneel	4.051	-	4.051	3.737
Energia comprada para revenda	2.807	-	2.807	2.001
Encargos de uso da rede elétrica	74.274	-	74.274	135.167
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	56.763	-	56.763	51.036
Depreciação e amortização	232.723	2.407	235.130	249.983
Provisão para contingências	30	1.479	1.509	1.445
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	-	5.003	5.003	4.466
Aluguéis	13	2.996	3.009	2.954
Seguros	3.138	-	3.138	4.605
Outras receitas/despesas operacionais	273	9.445	9.718	2.905
	<b>434.820</b>	<b>63.040</b>	<b>497.860</b>	<b>563.812</b>

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

#### 23.1. Energia Elétrica Vendida

Suprimento	31/12/2010		31/12/2009	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos bilaterais	4.551.956	549.951	4.607.652	487.753
Contratos de leilões	4.142.086	358.439	4.142.086	342.010
Spot	997.088	31.211	801.504	35.949
MRE	2.981.019	25.266	2.352.761	19.393
	<b>12.672.149</b>	<b>964.867</b>	<b>11.904.003</b>	<b>885.105</b>

(\*) Não auditados  
A tabela a seguir resume os volumes em MW de Energia Assegurada contratadas/expectativa de realização de contratos pela Companhia no Ambiente de Contratação Livre - ACL e Ambiente de Contratação Regulada - ACR em 31 de dezembro de 2010.

	MW (*)		
	2009	2010	2011
Energia disponível para venda	1008	1.008	1.004
<b>ACR</b>	<b>472</b>	<b>473</b>	<b>473</b>
2005 (8 anos)	199	200	200
2006 (8 anos)	55	55	55
2007 (8 anos)	218	218	218
<b>ACL</b>	<b>525</b>	<b>514</b>	<b>514</b>
Contratos bilaterais com consumidores livres	525	514	514
<b>Subtotal</b>	<b>997</b>	<b>987</b>	<b>987</b>
Energia livre para contratação	11	21	17
Percentual de energia contratada	99%	98%	98%

#### (\*) Não auditados

O acionamento de usinas térmicas para atender a demanda de energia elétrica no país durante o período de escassez de chuvas resultou numa maior compra de energia no mercado Spot, bem acima do patamar observado no mesmo período do ano anterior, por outro lado, a maior geração reduziu a necessidade de compra no mercado MRE em comparação com o ano anterior.

#### 23.2. Energia Elétrica Comprada para Revenda

	31/12/2010		31/12/2009	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Energia Comprada	13.460	331	-	-
Energia Comprada - Spot	21.236	2.476	9.250	942
Energia Comprada - MRE	-	-	119.560	1.059
	<b>34.696</b>	<b>2.807</b>	<b>128.810</b>	<b>2.001</b>

#### (\*) Não auditados

O acionamento de usinas térmicas para atender a demanda de energia elétrica no país durante o período de escassez de chuvas resultou numa maior compra de energia no mercado Spot, bem acima do patamar observado no mesmo período do ano anterior, por outro lado, a maior geração reduziu a necessidade de compra no mercado MRE em comparação com o ano anterior.

#### 23.3. Encargos de Uso da Rede

	31/12/2010	31/12/2009
Tust	62.306	68.230
Tusd-g	11.841	66.774
Encargos de conexão	127	163
	<b>74.274</b>	<b>135.167</b>

As tarifas devidas pela Companhia e estabelecidas pela Aneel são: Tust, Tusd-g e Encargos de Conexão (vide Nota 11).

A Tust remunera o uso da Rede Básica, que é composta por instalações de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV. A parte de cada empresa do total do encargo é calculada com base em: (i) valor comum a todos os empreendimentos (selo), referente a 80% do encargo Tust, e (ii) valor que considera a proximidade do empreendimento de geração em relação aos grandes centros consumidores no caso da geração ou a proximidade em relação aos grandes centros geradores no caso das distribuidoras ou consumidores livres (locacional), referente a 20% do encargo Tust.

#### Instrumentos financeiros no balanço patrimonial:

- 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.
- Empréstimos e Financiamentos e Debêntures (vide Notas 13 e 14).

### 27. SEGUROS

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

Descrição	Cobertura em milhares de reais	
	31/12/2010	31/12/2009
Danos Materiais e Lucros Cessantes	867.135	1.518.530
Responsabilidade Civil (Concessionária)	8.331	8.706

### 28. EVENTOS SUBSEQUENTES

**28.1. Remuneração global anual dos membros da Administração da Companhia**  
Em AGE realizada em 21 de março de 2011, resultou aprovada a ratificação do valor da remuneração global anual dos membros da Administração da Companhia para até R\$ 7.850 para o exercício de 2010, conforme disposto na ata de AGO da Companhia, realizada em 30 de abril de 2010, arquivada na Junta Comercial do Estado de São Paulo sob o nº 162.365/10-0, em sessão de 14 de maio de 2010, bem como ratificação da distribuição de referido valor por órgão social.

#### 28.2. Redução de capital

A redução de capital, aprovada em AGE de 11 de novembro de 2010, foi paga aos acionistas da Companhia em 24 de janeiro de 2011, 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.

#### 28.3. Juros sobre capital próprio

Os JSCP, aprovados em AGE de 30 de dezembro de 2010, foram pagos aos acionistas da Companhia em 24 de janeiro de 2011 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 2010.

### 29. ADOÇÃO DO IFRS E DOS CPCs PELA PRIMEIRA VEZ

#### 29.1. Base da transição

##### 29.1.1. Aplicação dos CPCs 37 e 43 e do IFRS 1

As demonstrações financeiras individuais da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010 são as primeiras demonstrações individuais anuais em conformidade com os CPCs. A Companhia aplicou os CPCs 37 e 43 na preparação destas demonstrações financeiras individuais.

A data de transição é 1º de janeiro de 2009. A administração preparou os balanços patrimoniais de abertura segundo os CPCs e o IFRS nessa data. Na preparação dessas demonstrações financeiras, a Companhia aplicou as exceções obrigatórias relevantes e certas isenções opcionais em relação à aplicação completa retrospectiva.

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

	31/12/2010	31/12/2009
<b>Receitas</b>		
Aplicações financeiras	43.433	36.359
Variação monetária - Eletrobrás	-	13.798
Dividendos prescritos	-	125
Outras variações monetárias	2.555	3.591
Juros sobre RTE	764	1.068
Juros e descontos obtidos	3.903	4.498
	<b>50.655</b>	<b>59.439</b>

#### Despesas

Juros Eletrobrás	(25.794)	(53.545)
Juros Debêntures	(59.963)	(41.311)
Variação monetária - Eletrobrás	(25.453)	(2.343)
Variação monetária - Tusd-g	(6.901)	(15.500)
Variação monetária - Debêntures	(30.589)	(3.857)
Outras variações monetárias	(1.701)	(3.135)



## Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A.

CNPJ nº 02.998.301/0001-81  
Companhia Aberta

### NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 (Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	De acordo com BR GAAP antigo											De acordo com IFRS	
	31/dez/09	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)	(h)	(i)	(j)	(k)	31/dez/09
<b>Circulante</b>													
Fornecedores	13.409	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.409
Encargos de Uso da Rede - TUSD-g	21.357	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21.357
Salários e encargos sociais	8.997	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.997
Empréstimos	128.340	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	128.340
Debêntures	72.895	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	72.895
Impostos, taxas e contribuições	14.752	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.752
Dividendos e JSCP	102.212	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	102.212
Obrigações estimadas	8.505	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.505
Cibacap	4.319	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.319
Encargos setoriais	25.564	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.564
Créditos Diversos	2.855	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.855
	<b>403.205</b>												<b>403.205</b>
<b>Não circulante</b>													
Empréstimos	362.530	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	362.530
Debêntures	282.183	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	282.183
Plano de pensão e aposentadoria	16.456	-	(16.456)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos de Uso da Rede - TUSD-g	60.815	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.116)	55.699
Obrigações especiais	6.607	-	-	-	99	-	(13)	-	-	-	-	-	6.693
Contingências líquidas	12.679	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.795)	6.884
Cibacap	4.645	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.645
Tributos diferidos	-	(66.790)	-	5.912	-	664.477	-	-	-	(68.230)	-	-	535.369
Outros passivos	648	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	648
	<b>746.563</b>	<b>(66.790)</b>	<b>(16.456)</b>	<b>5.912</b>	<b>99</b>	<b>664.477</b>	<b>(13)</b>			<b>(68.230)</b>	<b>(10.911)</b>		<b>1.254.651</b>
<b>Patrimônio líquido</b>													
Capital Social	1.999.138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.999.138
Reserva de capital	97.888	-	-	-	-	-	-	-	875	-	-	-	98.763
Reserva de lucros	54.376	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	54.376
Lucos acumulados	-	-	(931)	-	-	-	-	-	-	(875)	-	-	(1.806)
Ajustes de avaliação patrimonial	-	-	17.387	(5.912)	2.083.565	(664.477)	(129.019)	(204)	-	(200.675)	68.230	-	1.168.895
	<b>2.151.402</b>		<b>16.456</b>	<b>(5.912)</b>	<b>2.083.565</b>	<b>(664.477)</b>	<b>(129.019)</b>	<b>(204)</b>		<b>(200.675)</b>	<b>68.230</b>		<b>3.319.366</b>
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>3.301.170</b>	<b>(66.790)</b>	<b>(16.456)</b>	<b>(5.912)</b>	<b>2.083.664</b>	<b>(664.477)</b>	<b>(129.032)</b>	<b>(204)</b>		<b>(200.675)</b>	<b>(10.911)</b>		<b>4.977.222</b>

- a) Os impostos diferidos do ativo circulante foram transferidos para o ativo não circulante conforme CPC 26 (Apresentação das demonstrações contábeis). Os saldos de impostos diferidos foram transferidos do ativo para o passivo, com o objetivo de serem apresentados no balanço de forma líquida dos valores passivos em decorrência da constituição de provisão para imposto de renda e contribuição social diferidos sobre os ajustes de avaliação patrimonial pela aplicação do custo atribuído na adoção inicial do IFRS.
- b) Considerando as opções de reconhecimento de ganhos e perdas atuariais apresentadas pelo CPC 33 (Benefícios a empregados), a Companhia elegeu reconhecer os ganhos e perdas atuariais imediatamente via outros resultados abrangentes, com efeito imediato no patrimônio líquido da Companhia. É importante ressaltar que caso seja apurado um ativo no exercício e o mesmo fique acima do limite estabelecido no parágrafo 58, o ajuste no ativo devido a esse limite terá impacto no patrimônio líquido da Companhia via outros resultados abrangentes.
- c) Constituição de provisão para imposto de renda e contribuição social sobre reconhecimento de ganhos e perdas atuariais via outros resultados abrangentes, com efeito imediato no patrimônio líquido da Companhia.
- d) 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 investimentos dos pronunciamentos técnicos CPCs 27, 28, 37 e 43), a Companhia reconheceu o ajuste do 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 ajuste a valor justo do imobilizado é reconhecida no resultado da Companhia.
- e) Em decorrência da aplicação do custo atribuído na adoção inicial do IFRS, foi constituída provisão de imposto de renda e contribuição social diferidos sobre o montante reconhecido na conta "Ajuste de Avaliação Patrimonial" conforme previsto no CPC 32 (Tributos sobre o lucro).
- f) Depreciação sobre o acréscimo no ativo imobilizado em decorrência da aplicação do custo atribuído na adoção inicial do IFRS conforme previsto no CPC 27 (Ativo imobilizado).
- g) Impacto em outras despesas em decorrência da baixa de ativos durante o ano de 2009 ajustados pelo custo atribuído na adoção inicial do IFRS em 1º de janeiro de 2009 em conformidade com CPC 27 (Ativo imobilizado).
- h) 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 reconhecidos como despesa, em contrapartida do aumento do patrimônio líquido da Companhia, em conformidade com o CPC 10 (Pagamento baseado em ações).
- i) Nos termos do item 111 do OCPC 05 (Contratos de concessão), ao optar pela utilização do conceito de custo atribuído (letra (d) acima), foi levado em consideração os valores justos limitados aos valores de recuperação. Nesse caso, a Companhia contabilizou o valor do acréscimo patrimonial de R\$ 2.083.565, menos o montante de R\$ 200.675 referente ao valor residual apurado para as usinas de Canoas I e II, o que representou um acréscimo patrimonial líquido de R\$ 1.882.890.
- j) Constituição de provisão para imposto de renda e contribuição social diferidos sobre reserva referente saldo residual ao final da concessão das usinas Canoas I e II reconhecida em contrapartida do patrimônio líquido, na conta "Ajuste de Avaliação Patrimonial" conforme previsto no CPC 32 (Tributos sobre o lucro).
- k) Em conformidade com o CPC 26 (Apresentação das demonstrações contábeis), os depósitos judiciais vinculados às contingências passivas prováveis e ao passivo TUSD-g foram apresentados líquidos nos passivos contingentes e passivo TUSD-g.

### 31.3. Conciliação do lucro líquido no exercício findo em 31 de dezembro de 2009

	De acordo com BR GAAP antigo											De acordo com IFRS	
	31/12/2009	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)	(h)	(i)	(j)	(k)	31/12/2009
<b>Receita líquida de vendas</b>	<b>780.274</b>												<b>780.274</b>
<b>(Despesas) receitas operacionais</b>													
Pessoal	(62.879)	(875)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(63.754)
Material	(3.891)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.891)
Serviços de terceiros	(37.868)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(37.868)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(51.036)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(51.036)
Taxa de fiscalização da Aneel	(3.737)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.737)
Energia comprada para revenda	(2.001)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.001)
Encargos de uso da rede elétrica	(135.167)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(135.167)
Depreciação e amortização	(120.964)	-	(129.019)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(249.983)
Amortização do ágio	(16.859)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.859	-	-
Reversão da provisão do ágio	11.127	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(11.127)	-	-
Provisão para contingências	(1.445)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.445)
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(4.466)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.466)
Arrendamentos e alugueis	(2.954)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.954)
Seguros	(4.605)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.605)
Outras despesas	(2.701)	-	-	(204)	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.905)
	<b>(439.446)</b>	<b>(875)</b>	<b>(129.019)</b>	<b>(204)</b>							<b>5.732</b>		<b>(563.812)</b>
<b>Lucro operacional</b>	<b>340.828</b>	<b>(875)</b>	<b>(129.019)</b>	<b>(204)</b>							<b>5.732</b>		<b>216.462</b>
<b>Resultado financeiro</b>													
Receitas	60.370	-	-	-	(931)	-	-	-	-	-	-	-	59.439
Despesas	(124.113)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(124.113)
	<b>(63.743)</b>				<b>(931)</b>								<b>(64.674)</b>
<b>Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social</b>	<b>277.085</b>	<b>(875)</b>	<b>(129.019)</b>	<b>(204)</b>	<b>(931)</b>						<b>5.732</b>		<b>151.788</b>
<b>Imposto de renda e contribuição social</b>													
Corrente	(82.716)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(82.716)
Diferido	(4.952)	-	-	-	-	-	-	-	43.935	(5.732)	-	-	33.251
	<b>(87.668)</b>								<b>43.935</b>	<b>(5.732)</b>			<b>33.251</b>
<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>189.417</b>	<b>(875)</b>	<b>(129.019)</b>	<b>(204)</b>	<b>(931)</b>				<b>43.935</b>				<b>102.323</b>
<b>Atribuível a</b>													
<b>Acionistas controladores</b>	<b>179.439</b>												<b>179.439</b>
<b>Acionistas não controladores</b>	<b>9.978</b>												<b>9.978</b>

- a) 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 reconhecidos como despesa, em contrapartida do aumento do patrimônio líquido da Companhia, em conformidade com o CPC 10 (Pagamento baseado em ações).
- b) Depreciação sobre o acréscimo no ativo imobilizado em decorrência da aplicação do custo atribuído na adoção inicial do IFRS conforme previsto no CPC 27 (Ativo imobilizado).
- c) Impacto em outras despesas em decorrência da baixa de ativos durante o ano de 2009 ajustados pelo custo atribuído na adoção inicial do IFRS em 1º de janeiro de 2009 em conformidade com CPC 27 (Ativo imobilizado).
- d) Reversão de amortização de ganhos não reconhecidos considerando as opções de reconhecimento de ganhos e perdas atuariais apresentadas pelo CPC 33 (Benefícios a empregados).
- e) Em decorrência da aplicação do custo atribuído na adoção inicial do IFRS, foi constituída provisão para imposto de renda e contribuição social diferidos sobre o acréscimo no montante reconhecido em despesas com depreciação e baixas do ativo imobilizado, conforme previsto no CPC 32 (Tributos sobre o lucro).
- f) Reclassificação para melhor apresentação do benefício fiscal referente ao ágio na incorporação da Duke Sudeste em conformidade com CPC 32 (Tributos sobre o lucro).

### PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A., no exercício de suas funções legais e estatutárias, em reunião realizada em 23/03/2011, 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 31/12/2010. 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 para Distribuição do Resultado, determinando o encaminhamento do presente parecer à Assembleia Geral Ordinária, para os devidos fins de direito. São Paulo, 23 de março de 2011.

**Jarbas T. Barsanti Ribeiro**  
Conselheiro Efetivo

**Marcelo Curti**  
Conselheiro Efetivo

**François Moreau**  
Conselheiro Efetivo

### 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 Demonstrações Financeiras da Companhia, relativos ao exercício social encerrado

em 31 de dezembro de 2010; 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 2011. São Paulo, 22 de março de 2011.

**Jairo de Campos**  
Presidente

**Maurício Lotufo Maudonnet**  
Membro Efetivo

**Autair Carrer**  
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 as Demonstrações Financeiras da Companhia do exercício social findo em 31 de dezembro de 2010; e (ii) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer da PricewaterhouseCoopers, auditores independentes, relativamente às Demonstrações Financeiras da Companhia do exercício social findo em 31 de dezembro de 2010. São Paulo, 21 de março de 2011.

**Armando de Azevedo Henriques:** Diretor Executivo Presidente e de Relações com Investidores

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

**Angela Aparecida Seixas:** Diretora Executiva Financeira e Controles Internos

**Carlos Alberto Dias Costa:** Diretor Executivo de Operações

**Cesar Teodoro:** Diretor Executivo de Meio Ambiente, Saúde e Segurança

### MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	CONSELHO FISCAL	DIRETORIA EXECUTIVA
<p><b>Jairo de Campos</b> Presidente</p> <p><b>Andréa Elizabeth Bertone</b> Membro Efetivo</p> <p><b>Maurício Lotufo Maudonnet</b> Membro Efetivo</p> <p><b>Stacey Grace Schrader</b> Membro Efetivo</p>	<p><b>Jarbas T. Barsanti Ribeiro</b> Conselheiro Efetivo</p> <p><b>Marcelo Curti</b> Conselheiro Efetivo</p> <p><b>François Moreau</b> Conselheiro Efetivo</p> <p><b>Edgard Massao Raffaelli</b> Conselheiro Suplente</p> <p><b>Marcelo Joaquim Pacheco</b> Conselheiro Suplente</p>	<p><b>Armando de Azevedo Henriques</b> Diretor Executivo Presidente e de Relações com Investidores</p> <p><b>Angela Aparecida Seixas</b> Diretora Executiva Financeira e Controles Internos</p> <p><b>Carlos Alberto Dias Costa</b> Diretor Executivo de Operações</p> <p><b>César Teodoro</b> Diretor Executivo de Meio Ambiente, Saúde e Segurança</p> <p><b>Jairo de Campos</b> Diretor Executivo de Recursos Humanos, Administração, Compras e Informática</p> <p><b>Claudio Herrans</b> Contador - CRC 1SP200641/O-5</p>

### PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Aos Administradores e Acionistas  
**Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A.**  
Examinamos as demonstrações financeiras da Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A. (a "Companhia") que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2010 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.  
**Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras:** A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standard Board* (IASB) e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou por erro.  
**Responsabilidade dos auditores independentes:** Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelo auditor e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante. Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e das divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou por erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui também a

# Um olhar para o futuro

é assim que a **Duke Energy International, Geração Paranapanema**, administra suas oito usinas hidrelétricas na região do Paranapanema, entre os Estados de São Paulo e Paraná. Há 11 anos, a empresa gera energia suficiente para iluminar a vida de 3 milhões de brasileiros, e tem contribuído para o meio ambiente e as comunidades de seu entorno, levando geração de energia, cultura e desenvolvimento.

Todo este resultado é fruto da excelência operacional e da transparência que, aliados a valores como integridade e respeito à diversidade, fazem com que a companhia esteja pronta para os desafios de hoje e as oportunidades de amanhã.



 **Duke  
Energy**<sup>®</sup>

Geração Paranapanema

[www.duke-energy.com.br](http://www.duke-energy.com.br)