

LUCRO LÍQUIDO DA AES TIETÊ ATINGE R\$ 737,3 MILHÕES EM 2010 E SERÁ INTEGRALMENTE DISTRIBUÍDO SOB A FORMA DE DIVIDENDOS

Comentários do Sr. Rinaldo Pecchio - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

As demonstrações financeiras consolidadas da Companhia relativas aos anos de 2010 e 2009 foram elaboradas de acordo com as práticas Contábeis adotadas no Brasil, em consonância com as Normas Internacionais de Contabilidade (IFRS).

Em 2010, a receita líquida auferida pela AES Tietê totalizou R\$ 1.754,3 milhões, 5,1% superior àquela de 2009 devido principalmente ao reajuste de 5,17% no preço do contrato bilateral com a AES Eletropaulo em 4 de julho de 2010 e ao aumento do volume de energia vendida por intermédio de outros contratos bilaterais. A Companhia apurou Ebitda de R\$ 1.320,5 milhões em 2010, 5,2% acima quando comparado ao de 2009, enquanto o lucro líquido de R\$ 737,3 milhões representa aumento de 4,4% na comparação com o ano anterior.

O efeito da adoção do IFRS sobre a base de dividendos de 2010 foi positivo em R\$ 47,1 milhões, se comparado aos dividendos que seriam apurados de acordo com as normas contábeis adotadas anteriormente. Seguindo a prática adotada desde 2006, a administração da AES Tietê propõe a distribuição integral da base para pagamento de dividendos (R\$ 862,2 milhões) do ano de 2010, correspondentes a 117% do lucro líquido do ano. Essa destinação será aprovada através de Assembléia Geral que ocorrerá até o dia 29 de abril de 2011. Ao longo de 2010, foram antecipados R\$ 627,6 milhões em dividendos referentes ao resultado dos primeiros nove meses do ano.

↑	Volume de energia gerada 24,9% superior à garantia física	↑	Aumento da Receita Líquida em 5,1%	↓	Aumento de 4,6% nos custos e despesas operacionais (exclusive depreciação)	↑	Aumento de 4,4% no Lucro Líquido
---	---	---	------------------------------------	---	--	---	----------------------------------

R\$ milhões	2009	2010	Var (%)
Receita Bruta	1.754,6	1.844,5	5,1%
Receita Líquida	1.669,9	1.754,3	5,1%
Custos e Despesas Operacionais*	(414,9)	(433,9)	4,6%
EBITDA	1.255,0	1.320,5	5,2%
Margem EBITDA - %	75,2%	75,3%	0,1 p.p.
Lucro Líquido	706,2	737,3	4,4%
Margem Líquida - %	42,3%	42,0%	-0,3 p.p.
Patrimônio Líquido	2.016,0	1.981,0	-1,7%
Dívida Líquida	354,4	357,0	0,7%

*não inclui depreciação

Índices	2009	2010	Var (%)
Lucro Líq* / PL (vezes)	0,4x	0,4x	6,3%
Dívida Líquida/ PL (vezes)	0,2x	0,2x	2,5%
Dívida Líquida/ EBITDA* (vezes)	0,3x	0,3x	-4,3%
EBITDA/ Desp.Financ. (vezes)	11,9x	9,2x	-22,9%

* últimos 12 meses

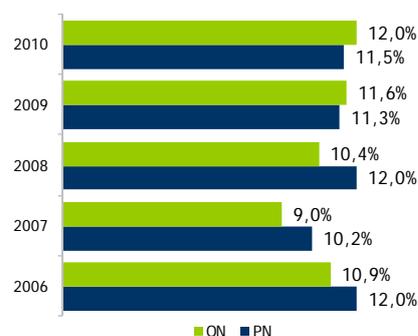
Dados Operacionais	2009	2010	Var (%)
Energia Gerada - GWh	14.581,8	14.005,6	-4,0%
Preço Contrato Bilateral** (R\$/MWh)	152,0	159,9	5,2%
Investimentos - R\$ milhões	56,6	82,2	45,0%
Funcionários	315	313	-0,6%

* últimos 12 meses

** Contrato com AES Eletropaulo

São Paulo, 24 de março de 2011 - A AES Tietê S.A. (BM&FBovespa: GETI3 e GETI4; OTC: AESAY e AESYY) anunciou hoje os resultados referentes ao ano de 2010. As informações operacionais e financeiras da Companhia, exceto se estiverem indicadas de outra forma, são apresentadas com base em números consolidados da AES Tietê S.A. e de suas controladas AES Minas PCH Ltda e AES Rio PCH Ltda.

Dividend Yield



DESTAQUES DE 2010

Operacional

- ↑ A geração de energia foi 24,9 % superior à garantia física.

Financeiro

- ↑ A receita líquida auferida totalizou R\$ 1.754,3 milhões, com aumento de 5,1% em relação ao mesmo período do ano anterior.
- ↓ Em 2010, os custos e despesas operacionais somaram R\$ 433,9 milhões, exclusive depreciação e amortização, o que representa incremento de 4,6% em relação a 2009.
- ↑ O Ebitda apresentou elevação de 5,2% quando comparado a 2009, encerrando o ano de 2010 com R\$ 1.320,5 milhões e margem de 75,3%.
- ↑ A totalidade dos recursos obtidos com a 1ª emissão de debêntures foi utilizada para pré-pagar, em 4 de maio de 2010, a dívida da Companhia com a Eletrobrás. Com a troca da dívida, o benefício econômico foi de R\$ 41,4 milhões no ano de 2010.
- ↑ Decisão favorável à Companhia na disputa judicial com Furnas Centrais Elétricas ("Furnas") com impacto positivo não recorrente de R\$ 42,6 milhões no resultado financeiro.
- ↑ Lucro líquido de R\$ 737,3 milhões no exercício, resultado 4,4% superior aos R\$ 706,2 milhões obtidos em 2009.
- ↑ Em 3 de dezembro de 2010, o Conselho de Administração aprovou a distribuição de R\$ 30,1 milhões na forma de juros sobre capital próprio a ser ratificada na Assembleia Geral que ocorrerá até o dia 29 de abril de 2011.

Governança Corporativa

- ↑ Manutenção da AES Tietê pelo quarto ano consecutivo no Índice de Sustentabilidade Empresarial ("ISE") da BM&FBovespa.

Reconhecimento

- ↑ 6ª Melhor Empresa para Investir - Prêmio Destaque Agência Estado Empresas de 2010

EVENTO SUBSEQUENTE

- ↑ O montante de proventos proposto pela Administração da Companhia foi de R\$ 862,2 milhões referente a 2010, a ser ratificado na Assembleia Geral que ocorrerá até o dia 29 de abril de 2011. Com esse montante, a AES Tietê atingirá 117% de distribuição do lucro líquido de 2010.

CONTEXTO OPERACIONAL

GERAÇÃO HIDRELÉTRICA NO BRASIL

A energia produzida pelas usinas geradoras no Brasil é destinada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), formado por usinas geradoras das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do País e de parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do Brasil encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados, localizados principalmente na região amazônica.

Cabe ao Operador Nacional do Sistema (ONS) executar as atividades de coordenação e controle da operação de geração, visando a eliminar as diferenças entre a programação do despacho otimizado e o realizado, utilizando os recursos energéticos disponíveis.

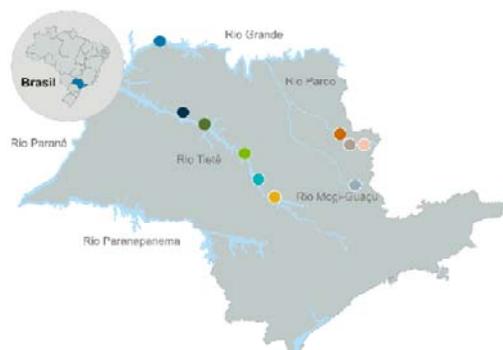
As variações climáticas tendem a ocasionar excedentes ou escassez de produção hidrelétrica em determinadas regiões e em determinados períodos do ano uma vez que a produtividade das usinas hidrelétricas depende do índice pluviométrico para acumulação de água em seus reservatórios. O SIN permite captar toda a energia gerada no sistema e distribuí-la da maneira mais adequada ao longo do País, permitindo a troca de energia entre regiões e obtendo benefícios da diversidade das bacias hidrográficas.

De acordo com as regras do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), caso determinadas geradoras tenham produzido acima de seus respectivos níveis de garantia física, o adicional da energia gerada será alocado a outras geradoras do MRE que não tenham atingido seus níveis de garantia física. Esta alocação do adicional da energia gerada visa assegurar que todos os membros do MRE atinjam seus respectivos níveis de garantia física. Se, após a etapa acima ter sido cumprida, todos os membros do MRE atingirem seus níveis de garantia física e houver saldo de energia produzida, o adicional da geração, designada "energia secundária", deve ser alocado entre tais membros. A garantia física, calculada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Aneel para cada usina hidrelétrica, é definida como a quantidade de energia que uma usina tem o direito de comercializar por meio de contratos de longo prazo.

PERFIL

Uma das mais eficientes geradoras de energia elétrica do Brasil, a AES Tietê possui um parque de usinas composto por 17 hidrelétricas, com capacidade instalada de 2.657 MW e garantia física de 1.280 MW médios.

As hidrelétricas mostradas abaixo fazem parte da AES Tietê (Controladora). O complexo envolve 10 usinas hidrelétricas, com capacidade instalada de 2.651 MW e garantia física de 1.275 MW médios, localizadas nos rios Tietê, Grande, Pardo e Mogi-Guaçu, nas regiões central e noroeste do Estado de São Paulo.



Usinas da AES Tietê:

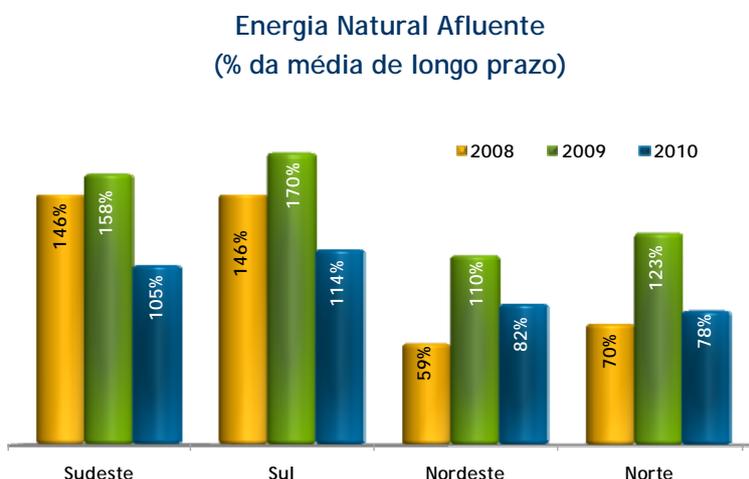
- | | |
|-----------------------------|------------------------------|
| ● Água Vermelha (1.396 MW) | ● Ibitinga (132 MW) |
| ● Nova Avanhandava (347 MW) | ● Euclides da Cunha (109 MW) |
| ● Promissão (264 MW) | ● Caconde (80 MW) |
| ● Bariri (143 MW) | ● Limoeiro (32 MW) |
| ● Barra Bonita (141 MW) | ● Mogi-Guaçu (7 MW) |

A Companhia controla a AES Minas PCH Ltda (PCH Minas), uma empresa detentora de 7 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) no Estado de Minas Gerais, sendo que uma está desativada em estudo de modernização. A capacidade instalada das PCHs operacionais somadas é de 5,4 MW, com garantia física de 4,9 MW médios.

RESERVATÓRIOS

O 4T10 foi marcado pelo início do período de chuvas, com a verificação de afluências levemente acima da média, porém em baixo volume se comparadas às do 4T09. O segundo semestre de 2010 foi mais seco do que o usual em função dos efeitos do fenômeno La Niña, o qual acarretou o atraso do período chuvoso que iniciou somente na segunda quinzena de novembro. O ano de 2009 foi influenciado pelo fenômeno El Niño, que garantiu maior volume de chuvas mesmo no inverno, caracterizado como um período seco.

A energia natural afluente¹ na região Sudeste em 2010 ficou em 105% da média de longo prazo comparado com 158% em 2009. Em 2010, as demais regiões também se mantiveram abaixo na comparação com 2009, conforme demonstra o gráfico abaixo.

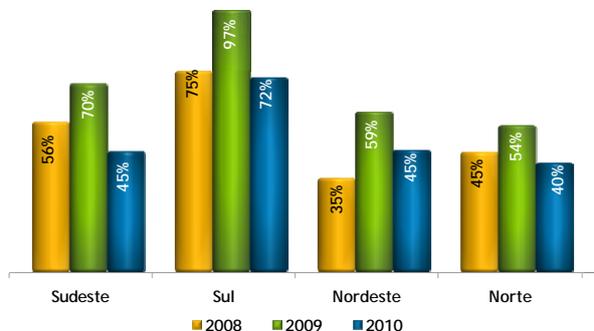


Fonte: ONS (Dez/10)

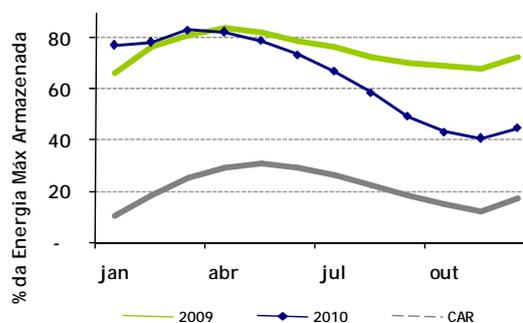
Ao final de 2010, devido aos fenômenos meteorológicos mencionados anteriormente, os níveis de armazenamento dos reservatórios em todas as regiões do Brasil estavam abaixo do verificado em 2009, como pode ser observado no gráfico a seguir. Na Região Sudeste, onde estão localizadas as usinas da AES Tietê, os níveis chegaram ao final de 2010 a um volume 28% superior à CAR - curva de aversão ao risco, calculada pelo ONS.

¹ Energia que pode ser produzida com a vazão de água de um determinado rio em um reservatório de uma usina hidrelétrica.

Níveis de Reservatórios (%)

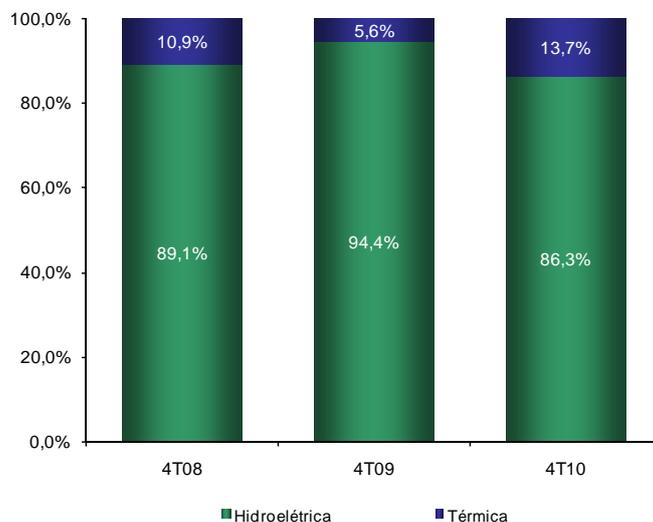


Curva de Aversão ao Risco - Submercado SE



De forma a manter os reservatórios do sistema em níveis seguros, o ONS reduziu o despacho de usinas hidrelétricas no 4T10 e elevou o despacho de energia térmica, que representou aproximadamente 13,7% da energia gerada no sistema. No 4T08, quando também se observou o fenômeno La Niña, ainda que em menor intensidade, o volume de energia térmica chegou a 10,9% do total do SIN - Sistema Interligado Nacional.

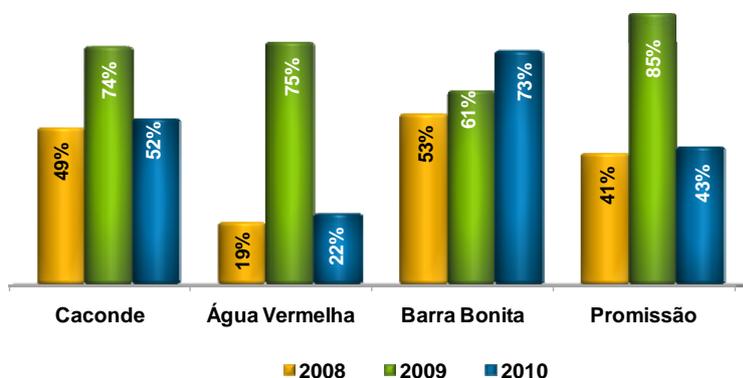
Geração de energia hidroelétrica e térmica - SIN



Fonte: ONS (Dez/10)

O nível dos reservatórios das usinas da AES Tietê acompanhou a evolução dos reservatórios em todo o Brasil. Mesmo com os efeitos do fenômeno La Niña, o ano de 2010 se encerrou com níveis de armazenamento semelhantes aos verificados em 2008 e à média histórica, mas abaixo do nível registrado em 2009, que foi um ano excepcional, com elevado volume de chuvas.

Nível dos reservatórios - AES Tietê



A exceção ficou por conta da UHE de Barra Bonita, que fechou o ano com 73%, comparado a 2009, quando o seu reservatório estava em 61%. Essa usina localiza-se próximo à cabeceira do Rio Tietê e sofre influência do gerenciamento da hidrovia Tietê-Paraná.

FONTES DE RECEITA

Contrato bilateral com a AES Eletropaulo

A quantidade de energia contratada por meio do contrato bilateral com a AES Eletropaulo é de 1.268 MW médios. Este é o montante total de energia que deve ser entregue a cada ano até o término da vigência do contrato, em 31/12/2015. O contrato admite sazonalidade, ou seja, o volume de energia entregue à AES Eletropaulo varia ao longo do ano de acordo com a demanda do mercado atendido por aquela companhia. Em 2010, as vendas para a AES Eletropaulo representaram 75,4% do volume de energia vendida e 93,8% do faturamento da Companhia, em linha com o ano de 2009. Já no 4T10, o volume de energia vendida para a AES Eletropaulo representou 77,9% e 91,4% do faturamento da Companhia, valores semelhantes aos do 4T09.

O preço praticado no contrato bilateral foi fixado em 2000, data da homologação da Aneel com base na regulamentação vigente que estabelecia o Valor Normativo (VN) como parâmetro de preço para contratações bilaterais. Desde então, este preço é reajustado anualmente pela variação do IGP-M, conforme previsto no contrato.

Em 4 de julho de 2010, ocorreu o reajuste anual pelo IGP-M acumulado no período, de 5,17%, quando o preço passou de R\$ 152,00/MWh para R\$ 159,85/MWh.

CCEE (MRE, Spot e Administrativas)

O preço aplicado à energia faturada por intermédio do MRE foi de R\$ 8,18/MWh no ano de 2009, R\$ 8,51/MWh em 2010 e será de R\$ 8,99 em 2011. Paralelamente, os preços aplicados à energia faturada no mercado *spot* variam de acordo com as condições mercadológicas de oferta e demanda de energia. O preço *spot* médio no submercado do sudeste foi de R\$ 38,7/MWh em 2009 e R\$ 70,2/MWh em 2010. Considerando a base trimestral, esse preço foi de R\$ 108,8/MWh no 4T10 e de R\$ 16,3/MWh no 4T09. Devido ao menor volume de chuvas e conseqüente redução do nível de reservatórios na segunda metade do ano de 2010, o ONS despachou mais energia térmica, o que acarretou em aumento do preço no mercado *spot* nesse período.

Na linha das receitas com a CCEE também são consideradas as receitas administrativas, que se referem, principalmente, ao rateio de receitas auferidas devido aos pagamentos de principal, correção monetária, multa e juros, efetuados por agentes inadimplentes com a CCEE.

Outros Contratos Bilaterais

Desde 2009, a Companhia vem firmando contratos bilaterais de venda de energia de curto e longo prazos de forma a rentabilizar a energia incentivada proveniente das PCHs de Minas e Mogi e aproveitar oportunidades de mercado.

No Brasil, a energia elétrica gerada por meio de PCHs pode ser vendida como energia incentivada, a um preço superior ao praticado pela energia convencional proveniente de usinas hidrelétricas. Sendo assim, foram assinados contratos bilaterais de compra de energia para substituir a parcela de energia incentivada que estava sendo vendida por meio do contrato bilateral com a AES Eletropaulo, permitindo que a AES Tietê comercialize a energia proveniente de suas PCHs por intermédio de outros contratos bilaterais de venda.

DESEMPENHO OPERACIONAL

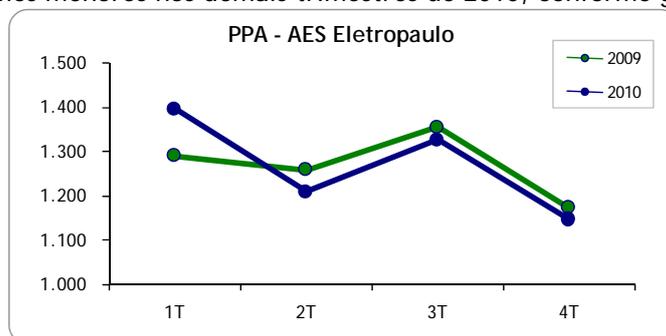
A seguir, o desempenho operacional da AES Tietê no 4T10 e no acumulado do ano.

Geração (Consolidado) - GWh	4T09	4T10	Variação (%) 4T10 x 4T09	2009	2010	Variação (%) 2010 x 2009
Energia Gerada Bruta	3.778,7	2.847,0	-24,7%	14.581,8	14.005,6	-4,0%

O menor despacho de usinas hidroelétricas no sistema no segundo semestre de 2010, conforme já mencionado, ocasionou uma redução de 4,0% na geração da Companhia neste ano quando comparado a 2009 e de 24,7% na comparação do 4T10 com o 4T09.

Energia Faturada (Consolidado) - GWh	4T09	4T10	Variação (%) 4T10 x 4T09	2009	2010	Variação (%) 2010 x 2009
Energia Faturada	3.788,2	3.246,0	-14,3%	14.705,5	14.728,7	0,2%
Contrato Bilateral AES Eletropaulo	2.586,8	2.529,5	-2,2%	11.107,7	11.107,7	0,0%
CCEE	1.139,5	630,6	-44,7%	3.480,6	3.319,8	-4,6%
<i>Spot</i>	448,5	204,3	-54,4%	1.149,6	1.339,6	16,5%
<i>MRE</i>	691,1	426,3	-38,3%	2.331,0	1.980,3	-15,0%
Outros Contratos Bilaterais	61,9	85,9	38,7%	117,3	301,2	156,8%

A quantidade de energia faturada para a AES Eletropaulo em 2010 totalizou 11.107,7 GWh, estável em relação ao ano de 2009. Na comparação entre o 4T10 e o 4T09, verifica-se uma pequena redução, de 2,2%, decorrente do maior volume de energia do contrato bilateral entregue no 1T10 compensado por volumes menores nos demais trimestres de 2010, conforme gráfico abaixo.



Quanto ao volume de energia faturada por meio da CCEE, houve redução de 4,6% na comparação entre 2009 e 2010. Considerando o 4T10, o volume faturado na CCEE decresceu 44,7% em relação ao 4T09. Ambas as variações são explicadas pela menor afluência e maior despacho de usinas termoelétricas, reduzindo o volume de energia hidroelétrica gerada no SIN.

Receita Bruta (Consolidado) - R\$ milhões	4T09	4T10	Variação (%) 4T10 x 4T09	2009	2010	Variação (%) 2010 x 2009
Suprimento de Energia	412,8	442,5	7,2%	1.754,6	1.844,5	5,1%
<u>Contrato Bilateral AES Eletropaulo</u>	393,2	404,3	2,8%	1.675,5	1.730,4	3,3%
<u>CCEE</u>	15,5	26,9	73,5%	67,3	73,7	9,6%
<i>Spot</i>	7,3	21,8	198,9%	42,9	56,6	31,9%
<i>MRE</i>	5,7	3,6	-35,8%	19,1	16,2	-14,9%
<i>Outras (Administrativos)</i>	2,5	1,4	-43,8%	5,3	0,9	-83,4%
<u>Outros Contratos Bilaterais</u>	4,1	11,3	173,5%	11,8	40,3	242,8%

Em 2010, o faturamento gerado pelo contrato bilateral com a AES Eletropaulo atingiu R\$ 1.730,4 milhões enquanto o faturamento derivado das operações na CCEE foi de R\$ 73,7 milhões e o de outros contratos bilaterais foi de R\$ 40,3 milhões. A elevação do valor faturado por meio da CCEE em relação ao ano de 2009 deve-se principalmente às maiores receitas no mercado *spot*, onde a média dos preços passou de R\$ 38,7/MWh em 2009 para R\$ 70,2/MWh em 2010 e o volume vendido aumentou em 16,5%. A receita com outros contratos bilaterais também apresentou acréscimo em função de novas oportunidades de mercado identificadas pela Companhia, o que resultou na maior venda de contratos de energia incentivada em 2010.

No 4T10, a Companhia auferiu receita de R\$ 404,3 milhões via contrato bilateral, além de R\$ 26,9 milhões e R\$ 11,3 milhões com operações na CCEE e outros contratos bilaterais, respectivamente. Na comparação do 4T10 com o 4T09, o incremento de R\$ 7,2 milhões no faturamento proveniente de outros contratos bilaterais refere-se a oportunidades de mercado identificadas pela Companhia, ao passo que, no mercado *spot*, a elevação de R\$ 14,5 milhões deve-se ao aumento do preço médio de R\$ 16,3/MWh para R\$ 108,8/MWh.

ADOÇÃO INICIAL DO IFRS

Em conformidade com a Lei 11.638/07, a AES Tietê S.A. e suas controladas apresentam suas demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010 comparativas com 31 de dezembro de 2009. Os resultados trimestrais referentes a esse mesmo período, serão reapresentados de acordo com as normas de contabilidade emitidas pelo CPC - Comitê de Pronunciamentos Contábeis, em consonância com as normas internacionais de contabilidade - IFRS (*International Financial Reporting Standards*).

Os efeitos da aplicabilidade do IFRS sobre o lucro da Companhia estão demonstrados no quadro abaixo. Destacam-se:

1. a adoção do valor atribuído como forma de mensuração inicial de seu ativo imobilizado, o que elevou a despesa com depreciação da Companhia, que passou a ser calculada pela vida econômica dos ativos;
2. o diferimento até 2029 (fim da concessão das usinas da AES Tietê) do valor pago ao poder concedente pelo uso do bem público ("UBP"); a principal consequência desse diferimento é o aumento da base para distribuição de dividendos na data de transição ao IFRS e;
3. o reconhecimento no patrimônio líquido das obrigações e direitos decorrentes do plano de benefícios (opções de ações da AES Corp) concedido aos executivos da Companhia, conforme orientação obtida em consulta feita à CVM.

R\$ mil	2009	2010
Lucro antes da adoção do IFRS	780.235	815.159
Ajustes:		
Depreciação - reavaliação de ativo imobilizado	(109.278)	(115.054)
Pessoal - pagamento baseado em ações	(263)	(168)
Intangível - Uso do bem público	(2.691)	(2.690)
Impostos de renda e contribuição social diferidos	38.160	40.092
Lucro após a adoção do IFRS	706.163	737.339

Segue abaixo maiores detalhes sobre os impactos causados após a adoção do IFRS no resultado da AES Tietê:

Depreciação - reavaliação de ativo imobilizado:

Para pleno atendimento dos CPCs 37, 27 e SCPC 10, a Companhia adotou o valor atribuído (Deemed cost) como forma de mensuração inicial de seu ativo imobilizado, tendo em vista a indisponibilidade de informações históricas para recompor o custo de seus ativos de acordo com as normas internacionais de contabilidade. A Companhia contratou uma consultoria independente para elaborar um laudo de avaliação de seus ativos imobilizados na data base de 31/12/2008. A avaliação desses ativos a valor atribuído impactou positivamente o patrimônio líquido do balanço de abertura em R\$ 1.473,6 milhões, líquido de impostos.

A reavaliação dos ativos a valor justo eleva a despesa com depreciação da Companhia. Além disso, a depreciação passa a ser calculada pela vida econômica dos ativos e não mais considerando as taxas de depreciação estabelecidas pelo Fisco. O ajuste gerou um efeito de R\$ 75,9 milhões no resultado do exercício de 2010 e de R\$ 73,3 milhões no resultado do exercício de 2009, líquido de impostos, porém não impactou a base para distribuição de dividendos do ano.

Na conta de outras despesas são registradas as baixas de ativos totalmente depreciados, impactando o resultado de 2009 em R\$ 3,5 milhões e de 2010 em R\$ 4,9 milhões, líquido de impostos diferidos.

Pessoal - pagamento baseado em ações:

A AES Corp mantém um plano de benefícios aos executivos de suas controladas diretas e indiretas que inclui o pagamento de bonificações na forma de ações da AES Corp a executivos que alcancem determinadas metas e objetivos.

A AES Tietê, como subsidiária da AES Corp, proporciona a alguns de seus executivos o benefício de opções de ações da matriz. Neste caso, o CPC 10 e a orientação da CVM determinam que a AES Tietê reconheça em seu patrimônio líquido as obrigações e os direitos decorrentes desse benefício. No resultado, a Companhia deve reconhecer essas opções de ações a valor presente, na linha de despesa com pessoal, gerando um impacto líquido de impostos de R\$ 0,2 milhão em 2010 e de R\$ 0,2 milhão em 2009 e tendo como contrapartida o registro no Patrimônio Líquido.

Outras despesas (receitas) operacionais - Uso do Bem Público:

De acordo com o CPC 04 e OCPC 05, o valor pago ao poder concedente pelo uso do bem público ("UBP") deve ser registrado como um direito (intangível), o qual é amortizado pelo período da concessão das usinas da AES Tietê, ou seja, até 2029. No resultado, o impacto do UBP está registrado na conta de outras despesas e representa um impacto negativo de R\$ 1,8 milhão, líquido de impostos, no resultado de cada um dos exercícios, 2009 e 2010.

Impostos de renda e contribuição social diferidos:

O CPC 32 trouxe instruções sobre a tratativa adequada sobre as diferenças temporais geradas pelo registro e/ou reconhecimento dos ajustes trazidos pela implementação do IFRS, já que esses ajustes podem gerar impactos positivos ou negativos nos resultados futuros da Companhia.

A aplicação do IFRS nas demonstrações contábeis da AES Tietê gerou a necessidade de se registrar tributos diferidos, calculados sobre os ajustes necessários para a adequação das demonstrações contábeis da Companhia às Normas Internacionais de Contabilidade. O registro destes tributos gerou um impacto positivo no resultado de R\$ 40,1 milhões em 2010 e de R\$ 38,8 milhões em 2009.

Para detalhes adicionais sobre os efeitos da adoção do IFRS no ativo e passivo da Companhia que não estiverem descritos abaixo, favor consultar os itens 2 e 3 das páginas 9 à 21 nas notas explicativas constantes nas demonstrações financeiras da AES Tietê.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

RECEITA BRUTA

Em 2010, a AES Tietê auferiu receita bruta de R\$ 1.844,5 milhões, 5,1% superior àquela registrada no ano anterior, de R\$ 1.754,6 milhões. O resultado é explicado pelos seguintes fatores: (i) aumento de 3,3% no preço médio da energia vendida por meio do contrato bilateral com a AES Eletropaulo, que passou de R\$ 150,84/MWh em 2009 para R\$ 155,79/MWh em 2010, refletindo os reajustes ocorridos em julho de 2009 (1,53%) e em julho de 2010 (5,17%); e (ii) crescimento de 156,8% no volume de energia vendida por intermédio dos outros contratos bilaterais (301,2 GWh em 2010 ante 117,3 GWh em 2009).

Ao comparar o 4T10 com o 4T09, observa-se uma elevação de 7,2% na receita bruta, que passou de R\$ 412,8 milhões no 4T09 para R\$ 442,5 milhões no 4T10, devido: (i) ao aumento da receita proveniente da venda de energia no mercado *spot*, onde o preço médio no submercado sudeste passou para R\$ 108,81/MWh comparado com R\$ 16,31/MWh no 4T09 e; (ii) à maior receita proveniente do contrato bilateral em função do reajuste de julho de 2010, conforme já explicado acima. Além disso, o crescimento no volume de energia vendida por meio de outros contratos bilaterais (85,9 GWh no 4T10 ante 61,9 GWh no 4T09) também impactou positivamente a receita, representando um acréscimo de R\$ 7,1 milhões na receita bruta do 4T10.

DEDUÇÕES DA RECEITA

PIS e COFINS são impostos que incidem sob a receita da AES Tietê. A alíquota aplicada ao contrato bilateral com a AES Eletropaulo é de 3,65% (regime cumulativo) enquanto que para as demais receitas da Companhia a alíquota é de 9,25% (regime não cumulativo).

A AES Tietê registrou em 2010 R\$ 90,2 milhões em deduções de receita ante R\$ 84,7 milhões no ano de 2009. A variação de 6,4%, superior à verificada na receita bruta (5,1%), é explicada pela maior participação de receitas com alíquota de PIS / COFINS mais alta.

Na comparação entre o 4T10 e o 4T09, nota-se que as deduções apresentaram variação positiva de 8,9%, enquanto que a variação da receita bruta foi positiva em 7,2% no mesmo período. A diferença deve-se à maior receita registrada com as operações na CCEE, onde a alíquota de PIS/COFINS é mais alta, comparada à das receitas com o contrato bilateral da AES Eletropaulo.

RECEITA LÍQUIDA

A receita líquida auferida em 2010 totalizou R\$ 1.754,3 milhões, com aumento de 5,1% em relação a 2009. A elevação da receita líquida ocorreu principalmente devido ao reajuste do preço da energia vendida por meio do contrato bilateral com a AES Eletropaulo e ao aumento do volume de energia vendida por intermédio de outros contratos bilaterais.

Na comparação do 4T10 ante o 4T09, observa-se um incremento de 7,1% na receita líquida. O desempenho é explicado pela maior receita proveniente do mercado *spot*, pelo volume maior de energia vendida por meio de outros contratos bilaterais e pelo reajuste do contrato com a AES Eletropaulo, conforme mencionado anteriormente.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	4T09	4T10	Var (%) 4T10 X 4T09	2009	2010	Var (%) 2010 X 2009
Pessoal	16.810	20.329	20,9%	61.672	72.098	16,9%
Material e Serviços de Terceiros	18.743	27.082	44,5%	49.307	78.488	59,2%
Comp. Financ. Utiliz. Rec.Híd.	15.846	12.381	-21,9%	60.608	60.906	0,5%
Energia Comprada para Revenda	16.548	37.570	127,0%	46.450	93.014	100,2%
Transmissão e Conexão	22.753	22.880	0,6%	106.792	92.529	-13,4%
Provisões Operacionais	20.875	(3.577)	-117,1%	21.788	7.802	-64,2%
Outras despesas (receitas) operacionais	51.953	18.368	-64,6%	68.238	29.030	-57,5%
Total de Custos e Despesas Operacionais	163.528	135.033	-17,4%	414.855	433.867	4,6%

Em 2010, os custos e despesas operacionais, exclusive depreciação e amortização, somaram R\$ 433,9 milhões, representando aumento de 4,6% em relação ao ano anterior. Na comparação do 4T10 com o 4T09, foi registrada uma queda de 17,4% nos custos e despesas operacionais, o que representa cerca de R\$ 28,5 milhões.

As principais causas das variações das contas de custos e despesas operacionais são detalhadas abaixo:

Pessoal

As despesas com pessoal totalizaram R\$ 72,1 milhões em 2010, um acréscimo de R\$ 10,4 milhões em relação ao ano anterior. Esta variação decorre, sobretudo, do aumento de R\$ 6,2 milhões relacionados a despesas com salários, benefícios e encargos. Tal variação foi influenciada pelos seguintes fatores: (i) dissídio de 6,5% de 2010/2011, válido a partir de junho/2010 e; (ii) maior número de funcionários ao longo do ano de 2010 e (iii) aumento de R\$3,6 milhões em condenações, indenizações e acordos trabalhistas. Esse último item, não gera impacto no Ebitda pois é apenas uma reclassificação da conta de Provisões operacionais para a linha de Pessoal.

Na comparação do 4T10 com o 4T09, observou-se aumento de R\$ 3,5 milhões nas despesas com pessoal. Os acordos trabalhistas, realizados no final de 2010, contribuíram com R\$ 0,9 milhão para a elevação desses custos, seguidos pelo aumento nas despesas com indenizações e encargos (FGTS), que cresceram R\$ 2,1 milhões, em função da reestruturação organizacional realizada pela Companhia no final do ano.

Material e serviços de terceiros

Em 2010, a conta material e serviços de terceiros somou R\$ 78,5 milhões, representando um aumento de 59,2% quando comparado ao ano de 2009. O maior valor despendido nos seguintes itens contribuiu para essa evolução:

- (i) manutenção e conservação das usinas da Companhia (R\$ 10,2 milhões), sendo R\$ 4,4 milhões destinados a obras para atender a requisitos de segurança, R\$ 3,8 milhões destinados à manutenção de turbinas e equipamentos de geração e R\$ 2,0 milhões destinados a obras civis nas usinas;
- (ii) manutenção bi-anual das eclusas das usinas de Barra Bonita, Bariri, Ibitinga, Promissão e Nova Avanhandava (R\$ 5,5 milhões) ocorrida no 1T10;
- (iii) programa de reflorestamento (R\$ 5,2 milhões), contabilizado como Capex até 2009;
- (iv) gastos relacionados ao projeto da usina térmica no Estado de São Paulo (R\$ 2,0 milhões)
- (v) gastos com programa de reintegração de posse das áreas das bordas dos reservatórios das usinas visando evitar eventuais questionamentos por parte das autoridades ambientais (R\$ 1,7 milhão);

Comparando o 4T10 com o 4T09, a conta apresentou aumento de R\$ 8,3 milhões, influenciada principalmente pelo aumento dos custos com:

- (i) manutenção e conservação das usinas da Companhia (R\$ 5,2 milhões), sendo R\$ 3,2 milhões em obras civis e R\$ 2,0 milhões em manutenção de turbinas e equipamentos de geração;
- (ii) programa de reflorestamento (R\$ 1,6 milhão); e
- (iii) projeto da usina térmica no Estado de São Paulo (R\$ 1,1 milhão).

Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)

Em 2010 ocorreu o reajuste de 3,7% na Tarifa Anual de Referência (TAR), que passou de R\$ 62,33/MWh em 2009 para R\$ 64,69/MWh. O efeito do reajuste foi compensado pela redução de 4,0% na geração da AES Tietê de 2010, mantendo os gastos com CFURH praticamente estáveis quando comparados aos de 2009 (R\$ 60,9 milhões em 2010 ante R\$ 60,6 milhões em 2009).

Na comparação entre 4T10 contra o 4T09, a conta apresentou queda de 21,9%, principalmente em função do decréscimo de 24,7% no volume de energia gerada (3.778 GWh no 4T09 e 2.847 GWh no 4T10).

Em dezembro de 2010, a ANEEL autorizou o reajuste de 5,63% para a TAR de 2011, que foi fixada em R\$ 68,34/MWh.

Energia Comprada para Revenda

O custo com energia comprada para revenda aumentou de R\$ 46,4 milhões em 2009 para R\$ 93,0 milhões em 2010, representando um acréscimo de 100,2%. Esse aumento deve-se aos seguintes fatores: (i) maior volume de energia comprada (966,0 GWh em 2010 ante 648,1 GWh em 2009) e; (ii) preço médio mais elevado no ano (R\$ 102,0/MWh em 2010 comparado a R\$ 72,0/MWh em 2009). Os contratos bilaterais de compra, que respondem por grande parte desse aumento, foram efetuados para atender ao maior volume de vendas via contratos bilaterais, principalmente os contratos de energia proveniente de fonte incentivada, de forma a aproveitar oportunidades de mercado.

Quando comparados o 4T10 e o 4T09, os gastos com energia comprada para revenda aumentaram R\$ 21,0 milhões, influenciados principalmente pela maior compra no mercado *spot*. Em virtude do menor volume de chuvas e o conseqüente despacho mais elevado de usinas térmicas no SIN, a Companhia efetuou compra no mercado *spot* para compensar o menor volume de energia gerada. Além disso, contribuiu para esse aumento o preço *spot* médio mais elevado: R\$ 108,8/MWh no 4T10 ante R\$ 16,3/MWh no 4T09 no submercado do sudeste.

Transmissão e Conexão

Comparando 2010 com 2009, os custos de transmissão e conexão reduziram R\$ 14,3 milhões, totalizando R\$ 92,5 milhões em 2010. Essa redução é resultado de:

- (i) redução dos gastos com a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão Componentes da Rede Básica ("TUSTrb") de Água Vermelha (R\$ 17 milhões), uma vez que o ano de 2009 ainda refletiu os primeiros 6 meses de tarifas mais altas praticadas no ciclo de 2008/2009 dado que o reajuste ocorre sempre no mês de julho de cada ano.
- (ii) redução dos gastos com a Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição ("TUSDg") (R\$ 10 milhões), influenciado também pelas tarifas mais altas praticadas no ciclo anterior. As tarifas de TUSDg são reajustadas nas datas dos reajustes/revisões tarifárias das distribuidoras que atendem as áreas de concessão onde as usinas da Companhia estão localizadas. Em agosto/10, ocorreu o reajuste da TUSDg da usina de Nova Avanhandava (6,59%); os reajustes das demais usinas ocorrerão apenas em 2011, nos meses de fevereiro e abril.

Tais efeitos foram parcialmente compensados por:

- (i) efeito da reversão da provisão de R\$ 12,8 milhões, realizada no 1T09, em função do acordo firmado entre geradoras (incluindo a AES Tietê), Aneel e distribuidoras referente à TUSDg do período julho de 2004 a dezembro de 2008; e
- (ii) aumento de R\$ 1,0 milhão nos gastos com Encargo de Conexão. O reajuste desse encargo ocorre sempre no mês de julho: para o ciclo 2009/2010, foi estabelecido o valor de R\$ 0,9 milhão, enquanto que para o ciclo 2010/2011, os encargos de conexão da Companhia alcançaram R\$ 2,7 milhões.

A conta se manteve estável na comparação do 4T10 contra o 4T09, variando apenas 0,6%. Essa pequena variação foi influenciada pelos reajustes de tarifas citados anteriormente: redução de TUSTrb de Água Vermelha, redução da TUSDg de Nova Avanhandava e aumento do Encargo de Conexão.

Provisões Operacionais

Em 2010, as provisões operacionais apresentaram queda de R\$ 14,0 milhões, passando de R\$ 21,8 milhões em 2009 para R\$ 7,8 milhões. O principal impacto foi: (i) decréscimo de R\$ 16,4 milhões (efeito pontual) nas despesas com provisão da parcela da AES Tietê na discussão judicial entre a AES Sul, Aneel e algumas empresas do setor elétrico sobre o despacho Aneel nº 288/02, uma vez que foram provisionados R\$ 20,9 milhões no final de 2009, complementados em 2010 com uma provisão de R\$ 4,5 milhões e; (ii) aumento de R\$ 4,2 milhões referente à constituição de provisões trabalhistas em função de processos trabalhistas iniciados por colaboradores próprios e terceirizados.

A questão referente ao item (i) acima teve início na época do racionamento, quando os preços no Sudeste atingiram valores bem mais altos do que os praticados no Sul. A AES Sul optou então por vender sua cota de Itaipu no mercado da região Sudeste, ficando exposta no mercado do Sul, onde a energia no PLD (preço de liquidação das diferenças) apresentava preços muito baixos. A Aneel considerou a operação irregular e, em maio de 2002, por meio do Despacho 288/02, anulou retroativamente os ganhos da AES Sul frente a agentes do setor.

A AES Sul entrou com uma ação judicial visando à anulação do referido despacho e a conseqüente validação da operação por ela praticada em 2000. Em liminar, o pedido da AES Sul foi atendido e a CCEE efetuou a recontabilização das operações praticadas envolvendo 30 empresas do setor elétrico, dentre elas a AES Tietê. Nesta recontabilização, a AES Tietê tornou-se devedora de R\$ 28,8 milhões à AES Sul.

A AES Tietê utilizou das medidas judiciais cabíveis no sentido de revogar tal decisão e evitar o repasse de valores. Porém, em novembro de 2008, houve o repasse do montante de R\$ 7,9 milhões do caixa da AES Tietê. Posteriormente, foi obtida medida liminar que impediu o repasse de demais valores até que o mérito da ação fosse julgado.

Em dezembro de 2009, após o aprofundamento da análise do mérito para a apresentação da defesa da AES Tietê, o prognóstico de perda da ação foi alterado de possível para provável. A alteração do risco de perda da ação para provável acarretou o provisionamento do montante de R\$ 20,9 milhões em dezembro de 2009. No 1T10, foi realizado um complemento dessa provisão, no valor de R\$ 4,5 milhões.

Na comparação do 4T10 com o 4T09, observou-se uma queda de R\$ 24,5 milhões em provisões operacionais devido aos seguintes fatores: (i) provisão de R\$ 20,9 milhões no 4T09, relativa ao despacho Aneel 288/02, (ii) no 4T10, foi registrada a reversão da provisão de contingência de IRPJ e CSLL por decadência no valor de R\$ 4,5 milhões; e (iii) registro da provisão no valor de R\$ 1,4 milhão no 4T10 referente a processos trabalhistas.

Outras Despesas

Em 2010, as outras despesas totalizaram R\$ 29,0 milhões, 57,5% inferiores as do ano anterior. Os seguintes fatores influenciaram tal desempenho:

- (i) no final de 2009, foi registrada uma baixa de R\$ 18,6 milhões referente ao valor integral do ativo intangível do projeto de Piabanha, formado por três pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) localizadas no Estado do Rio de Janeiro, devido à baixa probabilidade de retorno do referido projeto, de acordo com a avaliação da Companhia;
- (ii) no final de 2009, houve uma baixa parcial, no valor de R\$ 14,4 milhões, do projeto de reflorestamento/MDL (Mecanismo de Desenvolvimento Limpo), em decorrência da revisão do critério de contabilização dos valores relacionados a esse projeto;
- (iii) reconhecimento adicional de receita de energia livre, no valor de R\$ 7,4 milhões, devido ao recálculo da Aneel, estabelecido pela Resolução 387/09 e ajustado pelo Despacho 2517/10;
- (iv) reversão de PCLD, no valor de R\$ 6,2 milhões, em virtude do recebimento parcial do valor devido pela massa falida do Banco Santos.

Na comparação do 4T10 contra o 4T09, observou-se diminuição de R\$ 33,6 milhões na linha de outras despesas, 64,6% inferior ao mesmo período do ano anterior. Esta variação é explicada pelos seguintes fatores:

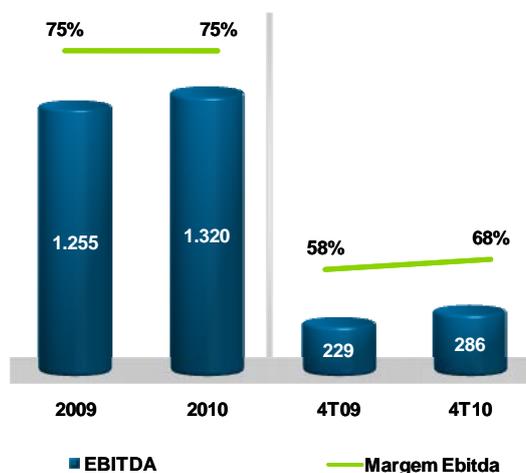
- (i) baixa do projeto de Piabanha no 4T09 (R\$ 18,6 milhões);
- (ii) baixa parcial no projeto de reflorestamento/MDL no 4T09 (R\$ 14,4 milhões);
- (iii) recebimento e consequente reversão de parcela da PCLD do Banco Santos (R\$ 4,1 milhões)

EBITDA

A AES Tietê registrou uma variação positiva de 5,2% no Ebitda, quando comparado a 2009, alcançando R\$ 1.320,5 milhões em 2010, com margem de 75,3%. O desempenho é explicado: (i) pelo aumento da receita líquida em R\$ 84,4 milhões, devido ao reajuste anual do preço de energia vendida via contrato bilateral e ao aumento no volume de energia vendida através de outros contratos bilaterais e; (ii) pelo fato dos custos e despesas operacionais terem apresentado ligeira alta de 2,6%, em função de maiores gastos com material e serviços de terceiros compensados, em parte, pela redução nas linhas de provisões operacionais e outras despesas.

Na comparação entre o 4T10 e o 4T09, observou-se expansão de 24,6% no Ebitda em consequência do aumento de 7,1% na receita líquida e da queda de 14,8% nos custos e despesas operacionais, este último influenciado pela redução em provisões e outras despesas operacionais, parcialmente compensada pelos maiores gastos com pessoal e material e serviços de terceiros.

Evolução Ebitda (R\$ milhões)



RESULTADO FINANCEIRO

Em 2010, a Companhia registrou resultado financeiro negativo de R\$ 57,1 milhões, comparado a um resultado também negativo de R\$ 27,6 milhões no ano anterior. Essa variação decorre principalmente da maior variação do IGP-M até maio de 2010, mês em que a dívida com a Eletrobrás, atrelada a este indicador, foi amortizada.

Na comparação entre o 4T10 e o 4T09, o resultado financeiro apresentou piora de 9,9% (R\$ 1,4 milhão), influenciado pelo registro de R\$ 1,7 milhão de atualização monetária da provisão judicial referente à parcela da AES Tietê na discussão do despacho Aneel nº 288/02 (vide Custos e Despesas operacionais - Provisões operacionais).

R\$ mil	4T09	4T10	Var (%) 4T10 X 4T09	2009	2010	Var (%) 2010 X 2009
Receitas Financeiras	15.618	16.280	4,2%	77.611	86.470	11,4%
Despesas Financeiras Total	(29.270)	(31.289)	6,9%	(105.208)	(143.602)	36,5%
Despesas Financeiras	(27.149)	(26.623)	-1,9%	(114.231)	(108.855)	-4,7%
Variações Monetárias	(2.121)	(4.666)	120,0%	9.023	(34.747)	-485,1%
Resultado Financeiro	(13.652)	(15.009)	9,9%	(27.597)	(57.132)	107,0%

Receitas Financeiras

O aumento das receitas financeiras em 2010 foi influenciado pelo recebimento, no 1T10, de R\$ 27,7 milhões referentes a juros e multas envolvidos na discussão judicial entre Furnas e a Companhia. Este efeito foi parcialmente compensado pela redução de R\$ 18,6 milhões nas receitas de aplicações financeiras em função do menor saldo médio de aplicações verificado em 2010 (R\$ 580,9 milhões ante R\$ 780,6 milhões em 2009).

Em 2003, Furnas firmou um termo de compromisso com a AES Tietê referente à compra de energia no mercado de curto prazo no Mercado Atacadista de Energia ("MAE", atual CCEE) ocorrida entre setembro de 1999 a Julho de 2000, cujo pagamento parcelado previa a cobrança de correção monetária, juros e demais encargos sobre as parcelas mensais ajustadas. Furnas efetuou somente o

pagamento dos valores principais das parcelas deixando em aberto as correções, juros e demais encargos incidentes. Em 2004, a AES Tietê ajuizou ação de cobrança contra Furnas visando o recebimento de tais valores. Ao final de 2009, após todos os recursos, a ação foi julgada como favorável à AES Tietê e, em fevereiro de 2010, a AES Tietê recebeu R\$ 42,6 milhões (sendo R\$ 27,7 milhões a título de juros e multas e R\$ 14,9 milhões referentes à correção monetária - vide Despesas Financeiras). O processo judicial continua tramitando em função de R\$ 4,2 milhões restantes, valor impugnado por Furnas no momento do pagamento.

As receitas financeiras no 4T10 foram de R\$ 16,3 milhões. Na comparação com o 4T09, o valor representa acréscimo de 4,2%. Esta variação foi influenciada pela alta de 2,0 pontos percentuais na Selic média entre os períodos analisados, que compensou o menor saldo médio das aplicações (R\$ 616,1 milhões no 4T10 ante R\$ 714,2 milhões no 4T09).

Despesas Financeiras e Variações Monetárias

As despesas financeiras e variações monetárias somaram R\$ 143,6 milhões no ano de 2010, montante superior em R\$ 38,4 milhões ao registrado em 2009. Essa variação ocorreu em função do aumento do IGP-M que corrigia a única dívida da Companhia. Em maio de 2010, houve a troca da dívida com a Eletrobrás, indexada por IGP-M + 10% a.a., por debêntures, corrigidas pelo CDI + 1,2% a.a. Sem a troca da dívida, as despesas financeiras teriam sido maiores em R\$ 41 milhões.

Na comparação do 4T10 com o 4T09, observou-se um aumento de R\$ 2,0 milhões devido, principalmente, do registro de R\$ 1,7 milhão de atualização monetária da provisão judicial referente à parcela da AES Tietê na discussão do despacho Aneel nº 288/02.

LUCRO LÍQUIDO

O lucro líquido auferido pela AES Tietê em 2010 foi de R\$ 737,3 milhões, resultado 4,4% superior ao obtido em 2009. O resultado foi influenciado principalmente pelo reajuste no preço da energia vendida à AES Eletropaulo e pelo aumento no volume de energia vendida por intermédio de outros contratos bilaterais, conforme comentado no decorrer deste Relatório.

Na comparação entre o 4T10 e o 4T09, observou-se acréscimo de 33,9% no lucro líquido. Contribuíram para tal desempenho os seguintes fatores: (i) o aumento de 7,1% na receita líquida, em função da maior receita proveniente do mercado spot, do maior volume de energia vendida através de outros contratos bilaterais e do reajuste do contrato bilateral com a AES Eletropaulo; (ii) a redução dos custos e despesas operacionais, resultante de itens não-recorrentes ocorridos em 2009, tais como provisão relativa à discussão judicial entre a AES Sul, Aneel e outras distribuidoras (despacho Aneel no 288/02), baixa parcial do projeto de reflorestamento/MDL e baixa no projeto de Piabanha, e; (iii) itens não-recorrentes observados em 2010, como a reversão de PCLD relativa à falência do Banco Santos e o reconhecimento adicional de receita de energia livre devido ao recálculo da Aneel (Resolução 387/09 e Despacho 2.517/10).

PROVENTOS

A administração da AES Tietê propõe a distribuição integral da base para pagamento de dividendos (R\$ 862,2 milhões) do ano de 2010, correspondentes a 117% do lucro líquido do ano. Essa destinação será aprovada através de Assembléia Geral, a ser realizada até o dia 29 de abril de 2011, quando ocorrerão: (i) a ratificação dos Juros sobre o capital próprio deliberados através de Reunião do Conselho de Administração realizada em 03 de dezembro de 2010, além da definição da efetiva data para pagamento; (ii) aprovação da proposta de dividendos complementares, referentes ao 4T10; e (iii) ratificação dos dividendos intermediários, referentes ao 1T10, 2T10 e 3T10, pagos em 8 de

junho de 2010, 15 de setembro de 2010 e 7 de dezembro de 2010, respectivamente, no montante de R\$ 627,6 milhões.

É importante mencionar que a base de distribuição de dividendos da Companhia de 2010 foi impactada positivamente devido à adoção do IFRS em R\$ 47,1 milhões.

O montante de dividendos complementares propostos pela administração da Companhia é de R\$ 204,6 milhões e o de JSCP de R\$ 30,1 milhões, correspondendo à R\$ 0,59 por ação ON e R\$ 0,65 por ação PN, conforme quadro abaixo.

Dividendos 2010 (R\$ Milhões)	
Lucro do Exercício - 31 DEZEMBRO 2010 em IFRS	737,3
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	162,1
Ajustes referentes à adoção do IFRS	(37,2)
Constituição de Reserva Legal	-
Base para distribuição de dividendos	862,2
Dividendos Intermediários já distribuídos	(627,6)
Juros sobre Capital Próprio já destinados	(30,1)
Dividendos complementares propostos	204,6
Saldo remanescente	-

O pagamento de dividendos complementares e juros sobre capital próprio correspondentes ao lucro líquido a ser distribuído serão deliberados em Assembléia Geral que ocorrerá até o dia 29 de abril de 2011.

Considerando o preço médio ponderado das ações ordinárias (R\$ 18,03) e preferências (R\$ 20,69) em 2010, o *dividend yield* do ano foi de 12,0% e de 11,5%, respectivamente.

ENDIVIDAMENTO

Montante	Vencimento	Custo Nominal
922,1	04/2015	CDI + 1.20% a.a.

Em 3 de maio de 2010, ocorreu a liquidação financeira da 1ª emissão de debêntures da AES Tietê, no valor de R\$ 900,0 milhões, com custo de CDI + 1,20% a.a. e prazo de 5 anos. Os juros são pagos semestralmente e as amortizações são realizadas em parcelas anuais e iguais no 3º, 4º e 5º anos. Os recursos foram integralmente utilizados para pré-pagar a confissão de dívida com a Eletrobrás, realizada no dia seguinte à liquidação financeira do título.

Com essa troca, o custo da dívida da Companhia passou de IGP-M + 10% a.a. para CDI + 1,20% a.a. o que proporcionou benefício econômico de R\$ 41,4 milhões em 2010. Além do alongamento do prazo de vencimento de 2013 para 2015.

No encerramento de 2010, o saldo do endividamento total da Companhia, considerando operações de arrendamento mercantil, era de R\$ 922,1 milhões.

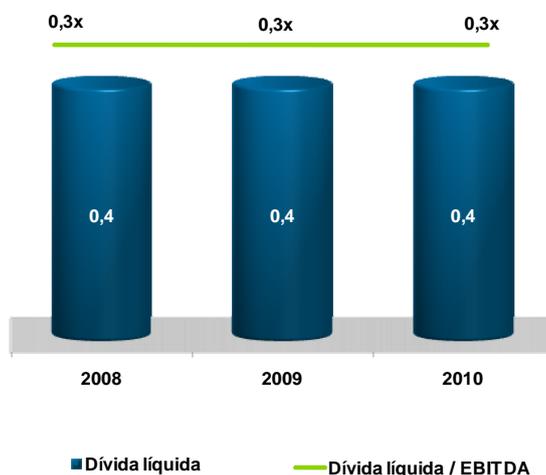
A Companhia possui também uma obrigação com a Fundação Cesp (instituição administradora de seus planos de benefícios), que se refere a um contrato de confissão de dívida para financiamento

de déficit atuarial relativo ao Benefício Suplementar Proporcional Saldado - BPS com vencimento em 2027. O saldo desse contrato é atualizado pela variação do custo atuarial ou pela variação do IGP-DI acrescida de 6% a.a., dos dois o maior. Ao final de cada exercício é feita uma avaliação atuarial e eventuais déficits ou superávits do plano são acrescidos ou subtraídos do saldo do contrato, promovendo o recálculo das parcelas remanescentes.

Ao longo dos anos, os superávits foram reduzindo o saldo do contrato, de modo que em 31 de dezembro de 2009, ele foi integralmente quitado. No entanto, caso eventuais déficits referentes ao antigo plano de previdência privada venham a ocorrer no futuro, um novo contrato de dívida deverá ser firmado com a Fundação CESP.

A dívida líquida ao final de 2010 era de R\$ 357,0 milhões, 0,7% superior quando comparada à posição de encerramento de 2009. Essa elevação é explicada, fundamentalmente, pelo menor saldo de disponibilidades (R\$ 565,1 milhões em 2010 ante R\$ 614,6 milhões em 2009). Em 31 de dezembro de 2010, a relação "dívida líquida/Ebitda", considerando o Ebitda dos últimos 12 meses, era de 0,3x e também de 0,3x ao final de 2009.

Dívida Líquida



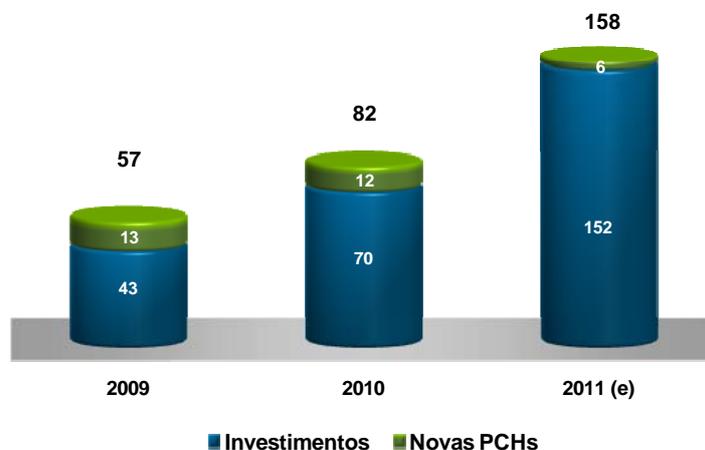
INVESTIMENTOS

Os investimentos em 2010 somaram R\$ 82,2 milhões, montante R\$ 25,5 milhões superior ao realizado em 2009.

Investimentos realizados em 2010:

- R\$ 64,4 milhões - manutenção e modernização;
- R\$ 11,7 milhões - PCHs Jaguari-Mirim;
- R\$ 5,2 milhões - projetos de Tecnologia da Informação; e
- R\$ 0,9 milhão - projetos de meio ambiente.

Histórico de Investimentos (R\$ milhões)



Investimentos estimados para 2011:

A Companhia dará continuidade ao programa de modernização das suas unidades geradoras visando manter a excelência operacional e assegurar a disponibilidade de geração de energia. Em 2011, estão previstas modernizações nas usinas de Ibitinga, Caconde e Nova Avanhadava. Assim, o investimento previsto para 2011* será de:

- R\$ 145,1 milhões - manutenção e modernização;
- R\$ 7,2 milhões - projetos de Tecnologia da Informação; e
- R\$ 5,5 milhões - PCH Jaguari-Mirim.

* Os investimentos previstos não incluem a capitalização de juros durante a modernização das usinas e desenvolvimentos de novos projetos.

OBRIGAÇÃO DE EXPANSÃO

O Edital de Privatização da AES Tietê estabeleceu a obrigação para a Companhia de expandir a capacidade instalada do seu sistema de geração ("Obrigação de Expansão"), em no mínimo 15% (aproximadamente 400 MW) no Estado de São Paulo por intermédio de energia nova até 2027. Contudo, foram estabelecidas restrições regulatórias desde a privatização, em especial a criação do Novo Modelo do Setor Elétrico, que tornaram inviável o cumprimento da obrigação tal qual originalmente concebida. Existem ainda restrições regionais, como a insuficiência de recursos hídricos no Estado de São Paulo e restrições ambientais que impediriam o atendimento da obrigação de expansão.

Visando cumprir o requerimento de expansão, a Companhia está desenvolvendo um projeto de construção de uma termoeletrica a gás natural, com capacidade de geração de aproximadamente 550 MW. Em novembro de 2009, houve a definição sobre a localização da planta e em agosto de 2010 foi concluído o estudo de viabilidade técnico-econômico, indicando a viabilidade do projeto e sinalizando a continuidade das ações de seu desenvolvimento. Já em janeiro de 2011, a AES Tietê protocolou na Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB) o Estudo de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) visando à obtenção da licença ambiental prévia.

Além deste projeto, contribui para o cumprimento de tal obrigação: (i) dois contratos de longo prazo de compra de energia proveniente de biomassa de cana-de-açúcar, totalizando 10 MW médios; e (ii) a conclusão do projeto de 7 MW de geração hidrelétrica nas PCHs São José e São Joaquim (PCHs Jaguari Mirim), que entrarão em operação em 2011.

FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

R\$ Milhões	4T09	2009	1T10	2T10	3T10	4T10	2010
SALDO DE CAIXA INICIAL	652,4	840,1	614,6	573,8	454,5	547,4	614,6
Geração Operacional de Caixa	297,3	1.242,9	366,3	343,6	318,8	290,5	1.319,2
Investimentos	(23,5)	(58,7)	(8,2)	(16,1)	(29,5)	(28,9)	(82,6)
Despesas Financeiras Líquidas	(14,0)	(47,8)	(15,2)	(3,5)	(7,1)	(16,7)	(42,5)
Amortização Líquida	(58,9)	(224,1)	(60,4)	(34,3)	(0,0)	(0,2)	(94,9)
Imposto de Renda	(17,5)	(304,6)	(319,0)	(30,3)	(17,1)	(10,9)	(377,4)
Caixa Livre	183,4	607,6	(36,6)	259,4	265,1	233,9	721,8
Dividendos e JSCP	(221,2)	(833,1)	(4,3)	(378,6)	(172,2)	(216,2)	(771,3)
SALDO DE CAIXA CONSOLIDADO	614,6	614,6	573,8	454,5	547,4	565,1	565,1

O fluxo de caixa gerencial é um instrumento de gerenciamento de caixa e pode apresentar algumas diferenças em relação aos procedimentos contábeis, que adotam o regime de competência para fins de reconhecimento de resultados.

O fluxo de caixa livre em 2010 apresentou variação positiva de R\$ 114,2 milhões quando comparado a 2009, passando de R\$ 607,6 milhões para R\$ 721,8 milhões. Essa variação é explicada principalmente pela redução de R\$ 129,2 milhões de amortização líquida por conta da substituição da dívida com a Eletrobrás pela 1ª emissão de debêntures ocorrida em maio de 2010, cujas amortizações serão iniciadas apenas em 2013. Tal efeito foi parcialmente compensado pelo:

- (i) acréscimo de R\$ 23,9 milhões em investimentos realizados no ano de 2010, principalmente da modernização das unidades geradoras de Nova Avanhandava; e
- (ii) aumento de R\$ 72,8 milhões no desembolso com imposto de renda devido, basicamente, ao maior lucro líquido antes dos impostos, bem como à adição das provisões relativas ao reflorestamento e à discussão judicial com a AES Sul na base de cálculo do IRPJ e da CSLL de 2009.

A geração de caixa operacional somou R\$ 1.319,2 milhões em 2010, 6,1% superior a de 2009 (R\$ 1.242,9 milhões) em função dos seguintes fatores já mencionados:

- (i) variação de 3,3% do preço médio do contrato bilateral com a AES Eletropaulo, que passou de R\$ 150,84/MWh em 2009 para R\$ 155,79/MWh em 2010;
- (ii) maiores receitas no mercado *spot*, onde o preço médio passou de R\$ 38,7/MWh em 2009 para R\$ 70,2/MWh em 2010 e o volume vendido aumentou 16,5%; e
- (iii) incremento de R\$ 28,5 milhões no faturamento proveniente de outros contratos bilaterais.

O fluxo de caixa livre no 4T10 foi de R\$ 233,9 milhões, 27,5% superior ao mesmo trimestre do ano anterior. A ausência de amortizações no 4T10 por conta da substituição da dívida com a Eletrobrás é o principal fator a explicar tal variação. O fluxo de caixa operacional da Companhia apresentou queda de 2,1% devido a maiores despesas operacionais, que foram parcialmente compensadas pelo aumento na receita proveniente da venda de energia para AES Eletropaulo, operações na CCEE e de outros contratos bilaterais.

MERCADO DE CAPITAIS

As ações da AES Tietê são negociadas no mercado tradicional da BM&FBovespa sob os códigos GETI3 (ordinárias) e GETI4 (preferenciais). Além disso, a Companhia também possui ADRs Nível I negociadas no mercado de balcão norte-americano sob os códigos AESAY (ordinárias) e AESYY (preferenciais).

As ações da AES Tietê integram o Índice de Energia Elétrica (IEE), que tem como objetivo medir o desempenho do setor elétrico, além do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBovespa, que reúne empresas com reconhecido comprometimento com a responsabilidade social e a sustentabilidade empresarial.

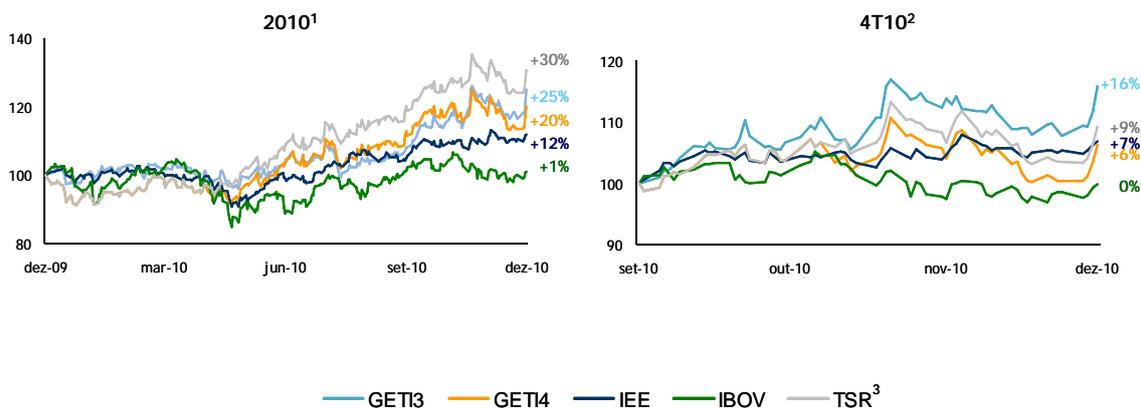
DESEMPENHO DAS AÇÕES

Em 2010, as ações ordinárias (GET13) da AES Tietê encerraram o ano cotadas à R\$ 21,50, alta de 25,0% enquanto as ações preferenciais (GET14) encerraram o ano cotadas à R\$ 24,00 com alta de 20,0%. Neste mesmo período, o Ibovespa valorizou 1,0% e o IEE 12,0%.

A ação preferencial da Companhia, foi negociada em todos os pregões da BM&FBovespa ao longo do ano. Os dados de liquidez mostram a realização de 294,6 mil negócios, envolvendo cerca de 115,6 milhões de ações preferenciais, com volume médio diário de R\$ 9,6 milhões no mercado à vista de 2010. Já as ações ordinárias, foram negociadas em todos os pregões, com realização de 89,0 mil negócios, envolvendo aproximadamente 58,0 milhões de ações, com volume médio diário de R\$ 4,2 milhões.

Em 31 de dezembro de 2010, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 8,6 bilhões.

AES Tietê x Ibovespa x IEE Base 100



1 - Índice - 30/12/2009 = 100 2 - Índice - 30/09/2010 = 100 3 - Total Shareholder Return - Retorno total ao acionista

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

Acionista	ON	%	PN	%	Total	%
Cia Brasileira de Energia	140.882.909	71,3%	59.447.092	32,3%	200.330.001	52,5%
Centrais Elétricas Bras. S.A - Eletrobrás	150.534	0,1%	30.107.688	16,4%	30.258.222	7,9%
Outros (Free Float)	56.427.768	28,6%	94.237.502	51,3%	150.665.270	39,5%
Total	197.461.211	100,0%	183.792.282	100,0%	381.253.493	100,0%

Em 31/12/2010

CONTATOS:

Clarissa Sadock
Diretora de Relações com Investidores
clarissa.sadock@aes.com
Tel: (11) 2195-7048

Gerente de RI	E-mail	Telefone
Roberta Tenenbaum	roberta.tenenbaum@aes.com	(11) 2195-7022
Analistas de RI	E-mail	Telefones
Giovanna Rovere	giovanna.rovere@aes.com	(11) 2195-7995
Luciana Silvestre	luciana.silvestre@aes.com	(11) 2195-2282
Nadia Harada	nadia.harada@aes.com	(11) 2195-2286
Nathalia Boiseaux	nathalia.boiseaux@aes.com	(11) 2195-2344

www.aestiete.com.br/ri

ri.aestiete@aes.com

A AES TIETÊ CONVIDA PARA:

Teleconferência / Webcast

APRESENTAÇÃO:

Britaldo Soares - Diretor-Presidente

Rinaldo Pecchio - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

DATA: sexta-feira, 25 de março de 2011

HORÁRIO: 11h00 (BR) / 10:00 a.m. (EST)

CONEXÃO:

- **Brasil:** (+55 11) 4688-6361
- **EUA:** (+1) 888 700-0802
- **Outros países:** (+1) 786 924-6977

TRADUÇÃO SIMULTÂNEA PARA INGLÊS

CÓDIGO DA CONFERÊNCIA: AES Tietê

REPLAY: (+55 11) 4688-6312

CÓDIGO: 1809129

DISPONIBILIDADE: 25/03/11 até 31/03/11.

Os *slides* da apresentação estarão disponíveis para visualização e *download* no *website* www.aestiete.com.br/ri

O áudio da teleconferência será transmitido ao vivo pela Internet, no mesmo *website*, onde ficará disponível após o evento.

Declarações contidas neste documento, relativas à perspectiva dos negócios da AES Tietê, às projeções de resultados operacionais e financeiros e ao potencial de crescimento da Empresa, constituem-se em meras previsões e foram baseadas nas expectativas da administração em relação ao futuro da Empresa. Essas expectativas são altamente dependentes de mudanças no mercado, do desempenho econômico do Brasil, do setor elétrico e do mercado internacional, estando, portanto, sujeitas a mudanças.

A AES Tietê detém a concessão de operação de dez usinas hidrelétricas, com grande concentração nas regiões central e noroeste do Estado de São Paulo. A capacidade instalada de todo o seu parque gerador é de 2.657 (MW), que corresponde a 20% da energia gerada no Estado, de acordo com dados da Secretaria Estadual de Energia, Recursos Hídricos e Saneamento. Adicionalmente, a Companhia possui outras sete pequenas centrais hidrelétricas (PCH) no estado de Minas Gerais. Em 2010, a Empresa gerou 14.005,6 GWh de energia e obteve Receita Líquida de R\$ 1,8 bilhão e Ebitda de R\$ 1,3 bilhão.

ANEXOS - DADOS CONSOLIDADOS - R\$ milhões

CONSOLIDADO		
ATIVO	31.12.2009	31.12.2010
ATIVO CIRCULANTE	849.790	795.505
DISPONIBILIDADES	614.608	565.112
Caixa e bancos	7.472	480
Aplicações financeiras	607.136	564.632
CRÉDITOS	201.608	202.045
Revendedores	15.097	20.860
Contas a receber de partes relacionadas	186.511	181.185
ESTOQUES	-	-
OUTROS	33.574	28.348
Tributos e contribuições sociais	25.495	15.662
Tributos a recuperar	-	-
Outros créditos	8.079	12.686
Despesas pagas antecipadamente	-	-
ATIVO NÃO CIRCULANTE	216.711	213.919
Tributos e contribuições sociais diferidos	26.360	25.731
Títulos a recuperar	131.098	120.263
Revendedores	-	-
Cauções e depósitos vinculados	58.661	63.702
Outros créditos	592	4.223
ATIVO PERMANENTE	3.306.933	3.201.306
Investimentos	-	-
Imobilizado	3.252.423	3.149.592
Intangível	54.510	51.714
Ativo diferido	-	-
TOTAL DO ATIVO	4.373.434	4.210.730

CONSOLIDADO		
PASSIVO	31.12.2009	31.12.2010
PASSIVO CIRCULANTE	778.780	548.095
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	252.761	25.955
Empréstimos e financiamentos	248.713	159
Encargos de dívidas	4.048	25.796
FORNECEDORES	103.450	125.525
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	330.045	316.547
DIVIDENDOS PROPOSTOS E DECLARADOS	33.171	28.924
PROVISÕES	34.002	28.285
Salários e encargos	-	-
Obrigações estimadas	-	-
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	31.912	23.337
Provisão para litígios e contingências	2.090	4.948
DÍVIDAS COM PESSOAS LIGADAS	-	-
OUTRAS CONTAS A PAGAR	25.351	22.859
Obrigações com a Fundação CESP	-	-
Encargos do consumidor a recolher	-	-
PASSIVO NÃO CIRCULANTE	1.578.642	1.681.631
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	716.275	896.116
Obrigações com a Fundação CESP	-	-
Empréstimos e financiamentos	716.275	896.116
PROVISÕES PARA LITÍGIOS E CONTINGÊNCIAS	79.397	95.730
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS	721.732	681.076
OUTROS	61.238	600
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2.016.012	1.981.004
Capital Social	207.227	207.227
Reservas de Capital	253.282	253.450
Reserva de Lucro - Legal	41.446	41.446
Reserva de lucro	158.321	-
Ajuste de avaliação patrimonial	1.355.736	1.274.318
Dividendos intercalares	-	-
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	-	204.563
Resultado do exercício	-	-
TOTAL DO PASSIVO	4.373.434	4.210.730

Demonstração dos Resultados	2009 Sem IFRS	Ajustes	2009 Com IFRS	2010 Sem IFRS	Ajustes	2010 Com IFRS	Var (%) Com IFRS 2010 x 2009
Receita Operacional Bruta	1.754,6	-	1.754,6	1.844,5	-	1.844,5	5,1%
Suprimento e Transporte de Energia	1.754,6	-	1.754,6	1.844,4	-	1.844,4	5,1%
Outras Receitas	0,0	-	0,0	0,0	-	0,0	4,4%
Deduções da Receita Operacional	(84,7)	-	(84,7)	(90,2)	-	(90,2)	6,4%
Receita Operacional Líquida	1.669,9	-	1.669,9	1.754,3	-	1.754,3	5,1%
Custos do Serviço de Energia Elétrica	(409,4)	5,5	(414,9)	(422,3)	11,5	(433,9)	4,6%
Pessoal	(61,4)	0,3	(61,7)	(71,9)	0,2	(72,1)	16,9%
Material	(4,7)	-	(4,7)	(5,7)	-	(5,7)	19,8%
Serviços de Terceiros	(44,6)	-	(44,6)	(72,8)	-	(72,8)	63,4%
Compensação Financeira para Utilização de Recursos Hídricos	(60,6)	-	(60,6)	(60,9)	-	(60,9)	0,5%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(46,5)	-	(46,5)	(93,0)	-	(93,0)	100,2%
Transmissão e Conexão	(106,8)	-	(106,8)	(92,5)	-	(92,5)	-13,4%
Provisões Operacionais	(21,8)	-	(21,8)	(7,8)	-	(7,8)	-64,2%
Outras despesas (receitas) operacionais	(63,0)	5,2	(68,2)	(17,7)	11,4	(29,0)	-57,5%
EBITDA	1.260,5	5,5	1.255,0	1.332,0	11,5	1.320,5	5,2%
Depreciação e Amortização	(65,5)	106,8	(172,3)	(62,2)	106,4	(168,6)	-2,1%
Resultado Financeiro	(27,6)	-	(27,6)	(57,1)	-	(57,1)	107,0%
Receitas Financeiras	77,6	-	77,6	86,5	-	86,5	11,4%
Despesas Financeiras	(114,2)	-	(114,2)	(108,9)	-	(108,9)	-4,7%
Variações Monetárias/cambiais - líquidas	9,0	-	9,0	(34,7)	-	(34,7)	-485,1%
Resultado Operacional	1.167,4	112,2	1.055,2	1.212,7	117,9	1.094,8	3,8%
Resultado Antes dos Tributos	1.167,4	112,2	1.055,2	1.212,7	117,9	1.094,8	3,8%
Provisão para IR e Contribuição Social	(387,6)	-	(387,6)	(386,0)	(0,0)	(386,0)	-0,4%
Impostos Diferidos	0,4	(38,2)	38,6	(11,5)	(40,1)	28,6	-26,0%
Lucro Líquido do Exercício	780,2	74,1	706,2	815,2	77,8	737,3	4,4%

Demonstração dos Resultados	4T09 Sem IFRS	Ajustes	4T09 Com IFRS	4T10 Sem IFRS	Ajustes	4T10 Com IFRS	Var (%) Com IFRS 2010 x 2009
Receita Operacional Bruta	412,8	-	412,8	442,5	-	442,5	7,2%
Suprimento e Transporte de Energia	412,8	-	412,8	442,5	-	442,5	7,2%
Outras Receitas	0,0	-	0,0	0,0	-	0,0	-50,0%
Deduções da Receita Operacional	(20,0)	-	(20,0)	(21,8)	-	(21,8)	8,9%
Receita Operacional Líquida	392,8	-	392,8	420,7	-	420,7	7,1%
Custos do Serviço de Energia Elétrica	(160,7)	2,8	(163,5)	(130,1)	5,0	(135,0)	-17,4%
Pessoal	(16,8)	0,1	(16,8)	(20,3)	0,03	(20,3)	20,9%
Material	(2,7)	-	(2,7)	(1,8)	-	(1,8)	-31,6%
Serviços de Terceiros	(16,1)	-	(16,1)	(25,3)	-	(25,3)	57,2%
Compensação Financeira para Utilização de Recursos Hídricos	(15,8)	-	(15,8)	(12,4)	-	(12,4)	-21,9%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(16,5)	-	(16,5)	(37,6)	-	(37,6)	127,0%
Transmissão e Conexão	(22,8)	-	(22,8)	(22,9)	-	(22,9)	0,6%
Provisões Operacionais	(20,9)	-	(20,9)	3,6	-	3,6	-117,1%
Outras despesas (receitas) operacionais	(49,2)	2,8	(52,0)	(13,4)	4,9	(18,4)	-64,6%
EBITDA	232,1	2,8	229,3	290,7	5,0	285,7	24,6%
Depreciação e Amortização	(16,4)	26,7	(43,0)	(15,1)	25,8	(40,9)	-4,9%
Resultado Financeiro	(13,7)	-	(13,7)	(15,0)	-	(15,0)	9,9%
Receitas Financeiras	15,6	-	15,6	16,3	-	16,3	4,2%
Despesas Financeiras	(27,1)	-	(27,1)	(26,6)	-	(26,6)	-1,9%
Variações Monetárias/cambiais - líquidas	(2,1)	-	(2,1)	(4,7)	-	(4,7)	120,0%
Resultado Operacional	202,1	29,5	172,6	260,6	30,8	229,8	33,1%
Resultado Antes dos Tributos	202,1	29,5	172,6	260,6	30,8	229,8	33,1%
Provisão para IR e Contribuição Social	(68,7)	-	(68,7)	(69,2)	-	(69,2)	0,8%
Impostos Diferidos	10,9	(10,0)	20,9	(3,8)	(10,5)	6,7	-67,9%
Lucro Líquido do Exercício	144,3	19,5	124,9	187,6	20,3	167,2	33,9%

GLOSSÁRIO

Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica: autarquia sob regime especial, que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade do serviço prestado, pelo trato isonômico dispensado aos usuários e pelo controle da razoabilidade das tarifas cobradas aos consumidores, preservando, sempre, a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria.

Balanço Energético - Conjunto de informações da quantidade de energia elétrica em MWh, detalhadas pelas disponibilidades e pelos requisitos do mercado de energia elétrica da concessionária.

Capacidade instalada dos sistemas interligados - É o somatório das potências nominais das centrais geradoras e instalações de importação de energia em cada um dos sistemas interligados das regiões Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Neste último caso não é considerada a potência nominal relativa à Itaipu Binacional.

Capacidade instalada nacional - É a soma das capacidades instaladas dos sistemas interligados, acrescida das capacidades instaladas dos sistemas isolados.

CCEE - (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) Pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos, cuja criação foi autorizada nos termos do art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 e do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004. Atua sob autorização do Poder Concedente e regulação e fiscalização da Aneel, segundo esta Convenção, com a finalidade de viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica entre os Agentes da CCEE, restritas ao Sistema Interligado Nacional - SIN.

CDI - Certificado de Depósitos Interbancários

Contrato bilateral - Instrumento jurídico que formaliza a compra e venda de energia elétrica entre Agentes da CCEE, tendo por objeto estabelecer preços, prazos e montantes de suprimento em intervalos temporais determinados.

Cust - Contrato do uso do Sistema de Transmissão, a ser assinado pela Unidade Suprida com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Contratação do acesso aos sistemas de transmissão não vinculados aos Contratos Iniciais.

EPE - (Empresa de Pesquisa Energética) Empresa pública federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, criada pelo Decreto nº 5.184, de 16 de agosto de 2004, com base no disposto na Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004.

Megawatt (MW) - Unidade de medida de energia mecânica ou elétrica, de fluxo térmico e de fluxo energético de radiação, equivalente a um milhão de watts.

MME - Ministério de Minas e Energia

MRE - Mecanismo de Realocação de Energia, que é direcionado a um pleno aproveitamento do parque produtivo, resultando num processo de transferências de energia entre geradores.

ONS - Operador Nacional de Sistemas Elétricos. Pessoa jurídica de direito privado autorizada a executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados.

PCHs - (Pequenas centrais hidrelétricas) Empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 KW e igual ou inferior a 30.000 KW, com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 Km², serão considerados como aproveitamentos com características de pequenas centrais hidrelétricas.

Repassé de energia livre - A RTE visava equacionar parcela dos impactos financeiros a que ficaram submetidos distribuidores e geradores do SIN em função do racionamento (perda de receita das distribuidoras e despesa das geradoras com a compra de Energia Livre no Mercado Atacadista de Energia - MAE, entre junho/2001 e fevereiro/2002). A RTE foi implementada por meio da aplicação de percentuais de aumento nas tarifas de fornecimento de energia, cabendo às distribuidoras o repasse às geradoras, conforme procedimentos definidos pela Aneel. Para ajustar suposto desequilíbrio na distribuição dos valores entre geradores e distribuidores, a Resolução Normativa 387, de 15/12/2009, determinou que os repasses de energia livre para as geradoras, que tiveram início originalmente em março de 2003, deveriam ser recalculados pelas distribuidoras de forma retroativa desde fevereiro de 2002 e com ajustes nos parâmetros de cálculo.

RTE - Recomposição Tarifária Extraordinária. Aumento tarifário, temporário, autorizado pelo art. 4º da Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001, convertida na Lei nº 10.438, de 2002.

TAR - Tarifa Atualizada de Referência, que é utilizada para o cálculo da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos. A tarifa é reajustada anualmente com base no IPCA.

TUSDg - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para as geradoras. Estabelecida pela Aneel e reajustada anualmente.