

### LUCRO LÍQUIDO DA AES TIETÊ ATINGE R\$ 844,9 MILHÕES EM 2011





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

Em 2011, a receita líquida da AES Tietê totalizou R\$ 1.886,0 milhões, montante 7,5% superior em comparação a 2010, devido aos reajustes 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. A Companhia apurou Ebitda de R\$ 1.466,4 milhões em 2011, 11,1% acima do valor de 2010, enquanto o lucro líquido de R\$ 844,9 milhões representa um aumento de 14,6% no mesmo período.

Dando continuidade à prática de distribuição de proventos adotada desde 2006, a AES Tietê propõe a distribuição integral do lucro distribuível obtido em 2011 (R\$ 922,2 milhões), correspondentes a 109,2% do lucro líquido do ano. Essa destinação será submetida à aprovação da Assembleia Geral prevista para ocorrer em 16 de abril de 2012. Vale mencionar que ao longo de 2011 já foram antecipados R\$ 639,0 milhões em dividendos referentes aos resultados dos primeiros nove meses do ano.

Em 2012, a Companhia manterá o foco na excelência operacional e na disponibilidade de geração de energia com um investimento de R\$ 174,1 milhões para o ano. Os recursos serão destinados principalmente à modernização e manutenção preventiva das usinas de Água Vermelha, Ibitinga, Nova Avanhandava e Caconde.

#### Destaques do ano

 Volume de energia gerada 23,6% superior à garantia física	 Redução de 3,3% nos custos e despesas	 Aumento de 14,6% no lucro líquido	 R\$ 175,3 milhões em investimentos
---	---	---	--

R\$ milhões	2010	2011	Var (%)
Receita Líquida	1.754,3	1.886,0	7,5%
Custos e Despesas Operacionais*	-433,9	-419,5	-3,3%
EBITDA	1.320,5	1.466,4	11,1%
Margem EBITDA - %	75,3%	77,8%	2,5 p.p.
Lucro Líquido	737,3	844,9	14,6%
Margem Líquida - %	42,0%	44,8%	2,7 p.p.
Patrimônio Líquido	1.981,0	1.954,1	-1,4%
Dívida Líquida	357,0	482,2	35,1%

\*não inclui depreciação

Índices	2010	2011	Var (%)
Lucro Líq** / PL (vezes)	0,4x	0,4x	16,2%
Dívida Líquida/ PL (vezes)	0,2x	0,2x	37,0%
Dívida Líquida/ EBITDA** (vezes)	0,3x	0,3x	21,6%
EBITDA/ Desp.Financ. (vezes)	9,2x	14,6x	58,6%

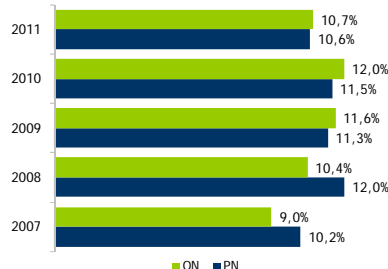
\*\* últimos 12 meses

Dados Operacionais	2010	2011	Var (%)
Energia Gerada - GWh	14.005,6	13.860,4	-1,0%
Preço Médio Contrato Bilateral*** (R\$/MWh)	155,8	167,3	7,4%
Investimentos - R\$ milhões	82,2	175,3	113,2%
Funcionários	313	355	13,4%

\*\*\* Contrato com AES Eletropaulo

São Paulo, 14 de março de 2012 - A AES Tietê S.A. (BM&FBovespa: GETI3 e GETI4; OTC: AESAY e AESYY) anunciou hoje os resultados referentes ao 4º trimestre de 2011 (4T11) e ao ano de 2011. As informações operacionais e financeiras da Companhia, exceto quando 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., de acordo com a Legislação Societária.

#### Dividend Yield



Dividend yield: Preço Médio Ponderado do Período / Lucro por Ação

GETI3: R\$ 23,15 GETI4: R\$ 26,04 (13/03/12)

VALOR DE MERCADO: R\$ 9.357 MM

VALOR DE MERCADO: US\$ 5.169 MM

## DESTAQUES DE 2011

### Operacional

- ↑ Geração de energia 23,6% superior à garantia física, apesar da redução de 1% na quantidade de energia gerada decorrente do confortável nível dos reservatórios em todo o país.
- ↑ Investimentos totalizaram R\$ 175,3 milhões no período, destinados especialmente ao programa de modernização das usinas de Nova Avanhandava (347MW), Ibitinga (132MW) e Caconde (80MW).

### Financeiro

- ↑ Receita líquida totalizou R\$ 1.886,0 milhões, com um aumento de 7,5% em relação ao ano de 2010. Essa elevação deve-se basicamente aos reajustes do preço da energia vendida por intermédio do contrato bilateral com a AES Eletropaulo em 2010 e 2011.
- ↑ Redução de 3,3% nos custos e despesas operacionais, excluindo a depreciação, devido principalmente à redução das despesas relacionadas ao custo de compra de energia. Além disso, desconsiderando o item não recorrente referente à manutenção bi-anual das eclusas, realizada no início de 2010, os custos e despesas operacionais teriam apresentado redução de 2,1%.
- ↑ Ebitda 11,1% superior quando comparado com o ano de 2010, encerrando 2011 em R\$ 1.466,4 milhões, com margem de 77,8%.
- ↑ Lucro líquido de R\$ 844,9 milhões, resultado 14,6% superior ao obtido em 2010.

### Eventos Subsequentes

- ↑ O montante de proventos proposto pela Administração da Companhia foi de R\$ 922,2 milhões, correspondentes a 109,2% do lucro líquido do ano. Já foram antecipados R\$ 639,0 milhões em dividendos intermediários, referentes aos 9M11. O pagamento de dividendos complementares e juros sobre capital próprio (JSCP), correspondentes ao saldo do lucro líquido do exercício de 2011, serão deliberados em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária (AGO/E) prevista para ocorrer no dia 16 de abril de 2012. O montante de dividendos complementares proposto pela Administração da Companhia é de R\$ 253,1 milhões e o de JSCP, de R\$ 30,1 milhões. Dessa forma, a proposta de distribuição de proventos complementares corresponde à R\$ 0,71 por ação ON e R\$ 0,78 por ação PN.

### Governança Corporativa

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

### Reconhecimento

- ↑ Prêmio Abrasca de Relatório Anual - Companhias Abertas, Categoria B - empresas com receita líquida abaixo de R\$ 2 bilhões.
- ↑ Destaque setorial na categoria Energia Elétrica do Prêmio Abrasca de Criação de Valor. A premiação é concedida às empresas que tiveram o maior índice de criação de valor nos últimos três anos e apresentaram sustentabilidade nos resultados, excelência em controle de riscos, transparência e atuação socioambiental.

## CONTEXTO OPERACIONAL

### GERAÇÃO HIDRELÉTRICA NO BRASIL

A energia produzida pelas usinas geradoras no Brasil é destinada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), que é formado por usinas geradoras das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e de parte da região Norte do País. Segundo o Operador Nacional do Sistema (ONS), 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. As atividades de coordenação e controle da operação de geração de energia são executadas pelo ONS que procura, a partir dos recursos energéticos disponíveis, eliminar as diferenças entre a programação do despacho otimizado e o realizado.

As variações climáticas podem ocasionar excedentes ou escassez de produção hidrelétrica em determinadas regiões e em determinados períodos do ano, uma vez que o volume de energia gerado pelas usinas hidrelétricas depende do índice pluviométrico para acumulação de água em seus reservatórios. O SIN possibilita que toda energia gerada no sistema seja captada e distribuída da forma mais adequada por todo o País, permitindo a troca de energia entre regiões, além de obter benefícios da diversidade das bacias hidrográficas.

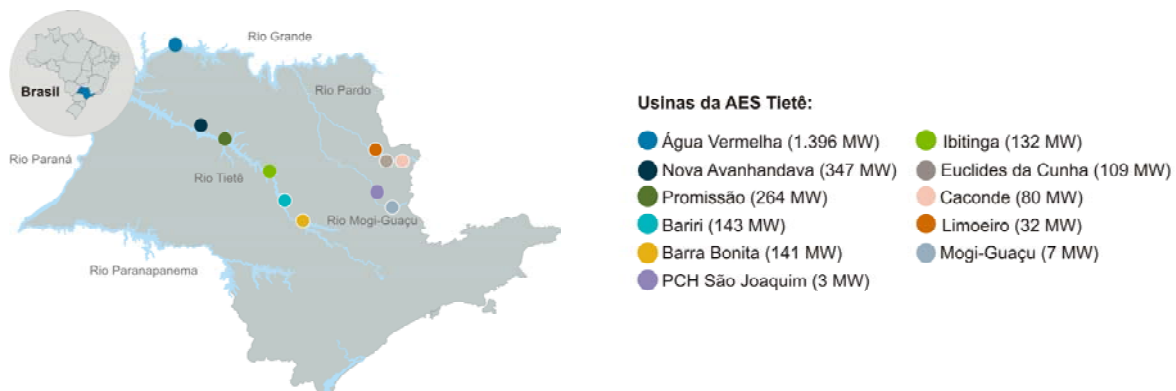
De acordo com as regras do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), o volume total de energia gerada no País será alocado para cada geradora do SIN, de forma proporcional aos seus respectivos níveis de garantia física. Esta alocação busca garantir que todas as usinas participantes do MRE tenham seus níveis de energia assegurados, independentemente dos níveis reais de produção de energia. Se, após a etapa acima ter sido cumprida, todos os membros do MRE atingirem seus níveis de garantia física e ainda houver saldo de energia produzida, o adicional da geração, designado "energia secundária", deve ser alocado proporcionalmente entre os membros. A comercialização da energia secundária e do MRE é feita por meio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

A garantia física (ou energia assegurada), calculada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pela Agência Nacional de Energia Elétrica (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

A AES Tietê é uma das mais eficientes geradoras de energia elétrica do Brasil, com um parque gerador composto por 18 hidrelétricas, capacidade instalada de 2.659 MW e garantia física de 1.280 MW médios.

As hidrelétricas apresentadas na figura abaixo integram a AES Tietê (Controladora). O complexo envolve nove usinas hidrelétricas e duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), com capacidade instalada de 2.654 MW e garantia física de 1.276 MW médios, localizadas nos rios Tietê, Grande, Pardo e Mogi-Guaçu, nas regiões central e noroeste do Estado de São Paulo.



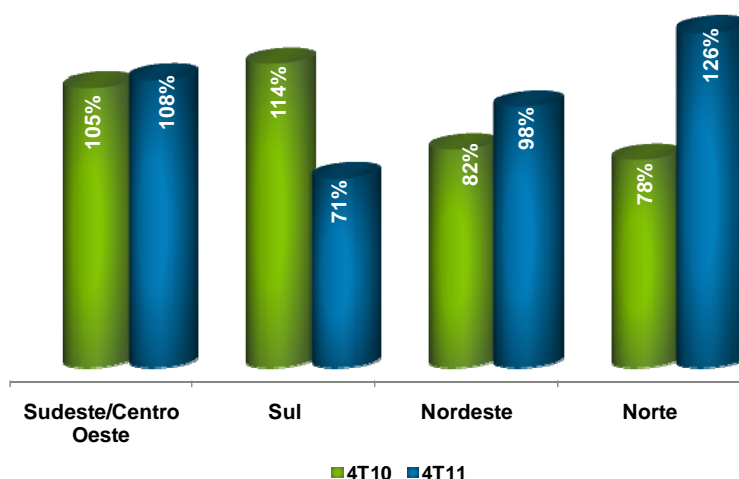
A Companhia também controla a AES Minas PCH Ltda (“PCH Minas”), que detém sete PCHs no Estado de Minas Gerais, sendo que uma delas está desativada, sob estudo de viabilidade técnica. A capacidade total instalada das PCHs em operação é de 5,4 MW, com garantia física de 4,4 MW médios.

## RESERVATÓRIOS

No último trimestre de 2011, assim como no restante do ano, o nível de precipitações se manteve acima da média histórica, com exceção do subsistema Sul, que passa por um período de baixa afluência devido ao efeito climático La Niña.

No 4T11, a energia natural afluyente<sup>1</sup> no subsistema Sudeste/Centro-Oeste ficou acima da média histórica e da registrada no 4T10, assim como nos demais subsistemas, com exceção do subsistema Sul, onde a sua evolução é distinta dos demais. Isso se deve a diversos fatores, com destaque para o fato de que: (i) os reservatórios são significativamente menores; (ii) o solo da região não absorve a água das chuvas, de modo que toda precipitação torna-se vazão (na região Sudeste, parte do volume de chuvas é absorvido pelo solo); e (iii) o período chuvoso ocorre nos meses em que as demais regiões têm seu período seco. O destaque no 4T11 foi o subsistema Norte, que ficou em 126% da média, em função do grande volume de precipitações.

### Energia Natural Afluyente (% da média de longo prazo)

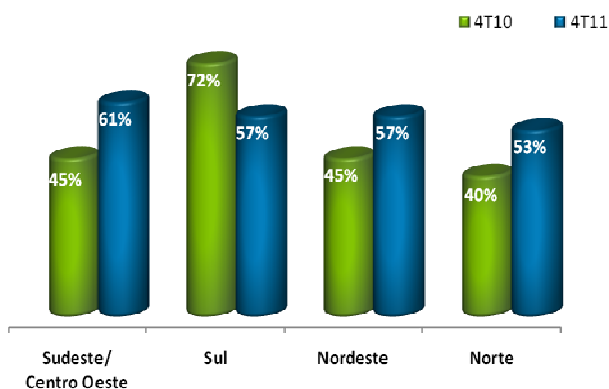


Fonte: ONS (Dezembro/11)

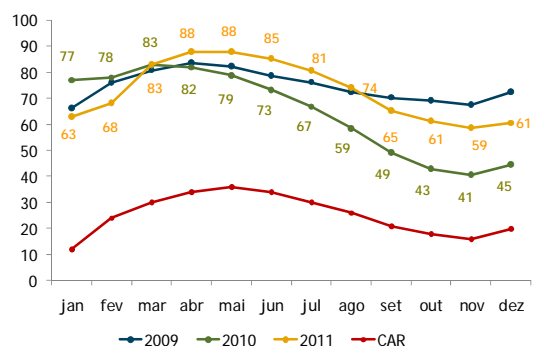
Apesar da baixa afluência no subsistema Sul, a grande ocorrência de precipitações nos demais subsistemas levou os níveis de armazenamento para patamares confortáveis, como pode ser observado no gráfico abaixo à esquerda. Os níveis de armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, onde estão localizadas as usinas da AES Tietê, alcançaram um volume 40,6% superior à Curva de Aversão ao Risco (CAR), calculada pelo ONS, conforme demonstrado no gráfico abaixo à direita.

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

Nível dos Reservatórios (%)

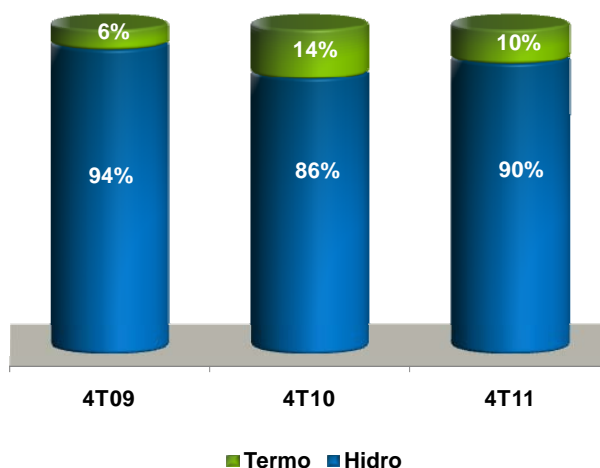


Curva de Aversão ao Risco - Submercado SE/CO



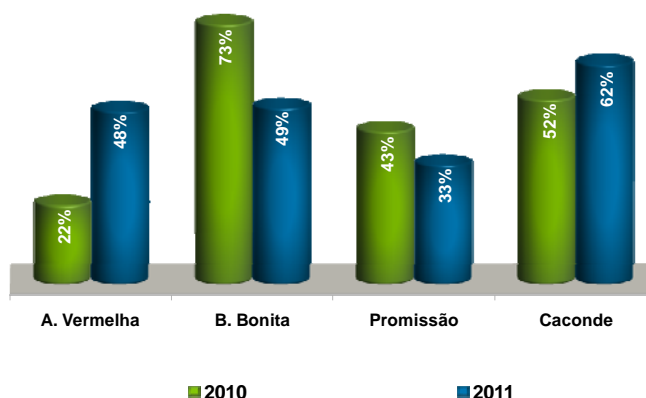
Em 2011, o despacho de usinas hidrelétricas aumentou sua participação na matriz de geração, se comparado a 2010. Naquele ano, o ONS optou por aumentar a geração das usinas termelétricas, visando racionar o nível do reservatório de águas em função da influência do fenômeno La Niña, que reduziu o volume de chuvas no País.

Geração Hidro X Termo (%)



Ao final de dezembro de 2011, o nível dos reservatórios das usinas da AES Tietê era de 44%, desempenho pouco superior ao observado no mesmo período de 2010, quando este percentual foi de 38%. Conforme mencionado anteriormente, a afluência de chuvas dos últimos meses contribuiu para a manutenção dos reservatórios das usinas da AES Tietê, durante o 4T11, em níveis mais elevados que no ano passado. O destaque ficou para a usina de Água Vermelha que, mesmo com o despacho acentuado durante o 4T11, manteve o nível do reservatório mais elevado em comparação ao 4T10, devido às afluências favoráveis em seu reservatório. Já as usinas de Barra Bonita e Promissão fecharam o ano com níveis mais reduzidos em função da estratégia adotada pelo ONS, que optou por reduzir o nível desses reservatórios e prepará-los para um novo armazenamento com o início do período chuvoso.

### Nível dos Reservatórios - AES Tietê



## FONTES DE RECEITA

### AES Eletropaulo

A quantidade de energia contratada por meio do contrato bilateral mantido com a AES Eletropaulo é de 11.107,7 GWh. Este é o montante total de energia que deve ser entregue a cada ano até o término de 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 e com a alocação de energia dos seus demais contratos. A sazonalidade é determinada no mês de dezembro para o ano seguinte e registrada na CCEE.

O preço praticado no contrato bilateral foi fixado no ano 2000, data de sua homologação pela 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 estabelecido no contrato. Em 04 de julho de 2011, ocorreu o reajuste anual baseado no IGP-M acumulado no período, de 8,65%; com isso, o preço passou de R\$ 159,85/MWh para R\$ 173,68/MWh.

### CCEE (MRE, Spot e Administrativas)

A tarifa aplicada à energia faturada no MRE é ajustada anualmente em janeiro pela ANEEL. Em 2010, esta tarifa era de R\$ 8,51/MWh e, em 2011, de R\$ 8,99/MWh. Para 2012, a tarifa aplicada ao MRE foi reajustada em função da variação do IPCA no período de dezembro/10 a novembro/11 e será de R\$ 9,58/MWh. Essa tarifa é determinada de forma a reembolsar os custos incrementais de operação e manutenção das usinas.

Já os preços da energia faturada no mercado *spot* variam de acordo com condições mercadológicas de oferta e demanda de energia. O preço *spot* médio no submercado Sudeste/Centro-Oeste passou de R\$ 108,81/MWh no 4T10 para R\$ 42,39/MWh no 4T11. Esta redução é explicada pelos seguintes fatores: (i) a situação confortável nos níveis de armazenamento dos reservatórios em todas as regiões do Brasil; e (ii) as aflúncias verificadas no período, que ficaram acima da média histórica. No ano de 2011, o preço *spot* médio no Sudeste/Centro-Oeste foi de R\$ 29,55/MWh ante R\$ 70,24/MWh em 2010.

Na linha de 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.

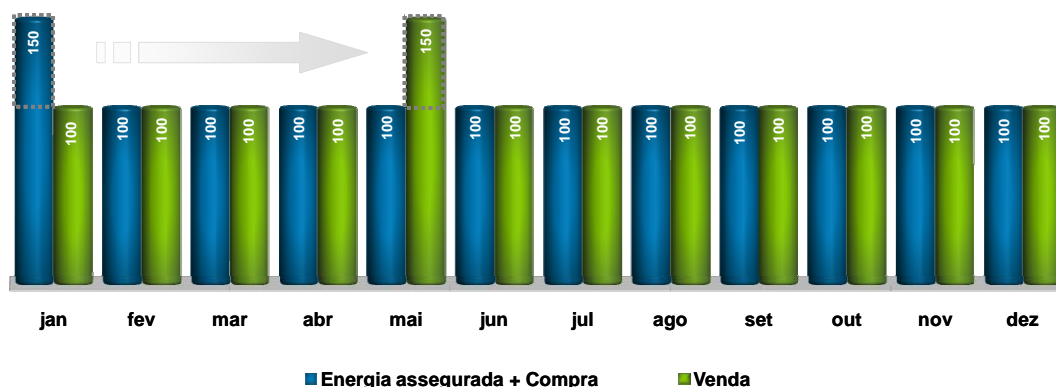
## Outros Contratos Bilaterais

Desde 2009, a Companhia adotou a estratégia de firmar contratos bilaterais de venda de energia de curto e longo prazo, buscando aproveitar oportunidades de mercado e rentabilizar a energia incentivada proveniente de suas PCHs. Essa energia, que até então era vendida apenas à AES Eletropaulo, passou a ser comercializada também para clientes especiais, que são consumidores ligados em média tensão, com demanda entre 500kW e 3.000 kW, autorizados a comprar energia das referidas fontes.

A AES Tietê é autorizada a vender energia, em montante distinto de sua energia assegurada, desde que tenha contratos bilaterais de compra para lastrear essas vendas. A composição do lastro, que é formado pela energia assegurada de suas usinas e pelos contratos de compra de energia, é um dos fatores que permitem à Companhia aproveitar oportunidades de mercado. A verificação do cumprimento dessa regra é realizada mensalmente pela CCEE e considera os contratos de compra e venda de todos os agentes geradores e comercializadores, nos últimos 12 meses. O agente que não comprova o lastro de energia para cobertura de suas vendas está sujeito ao pagamento de penalidades, de acordo com as Regras e Procedimentos da CCEE.

Para facilitar o entendimento da regra, segue gráfico abaixo com um exemplo de como o mercado funciona. No mês de janeiro, por exemplo, a energia assegurada e os contratos de compra somam 150 MW médios, enquanto a venda é de apenas 100 MW médios. Isso gera a constituição de uma sobra de lastro de 50 MW médios, o que significa que o agente comprou uma quantidade de energia maior que a vendida no mesmo período. Tal estratégia faz com que seus custos pareçam inflados no período. Entretanto, isso é compensado no mês de maio, quando o agente realiza uma compra de 100 MW médios, enquanto a venda alcança 150 MW médios, consumindo o lastro que havia sido constituído anteriormente.

Exemplo Hipotético de Constituição de lastro (MW médios)



Devido a operações que acontecem como neste exemplo, o volume de energia registrado em contratos de compra e venda podem não ocorrer no mesmo trimestre.

## DESEMPENHO OPERACIONAL

### ENERGIA GERADA

Conforme mencionado na seção "Perfil", o parque gerador da AES Tietê é composto por nove usinas hidrelétricas e duas PCHs. A Companhia também controla a AES Minas PCH, com seis PCHs em operação no Estado de Minas Gerais.

No Rio Tietê, estão localizadas as usinas de Barra Bonita (Barra Bonita/SP), Bariri (Bariri/SP), Ibitinga (Ibitinga/SP), Promissão (Promissão/SP) e Nova Avanhandava (Buritama/SP), que respondem por aproximadamente 35% do total da energia gerada pela Companhia.<sup>2</sup>

Outras três usinas estão localizadas no Rio Pardo - Caconde (Caconde/SP), Euclides da Cunha (São José do Rio Pardo/SP) e Limoeiro (Mococa/SP) - e, no Rio Mogi-Guaçu, está instalada a PCH de Mogi-Guaçu - juntas, essas quatro usinas totalizam aproximadamente 7% da energia gerada pela Companhia.<sup>2</sup>

No Rio Grande, no município de Ouroeste, divisa dos estados de São Paulo e Minas Gerais, fica a usina de Água Vermelha, a maior hidrelétrica da Companhia, que responde por 58% da energia gerada pela AES Tietê.<sup>2</sup>

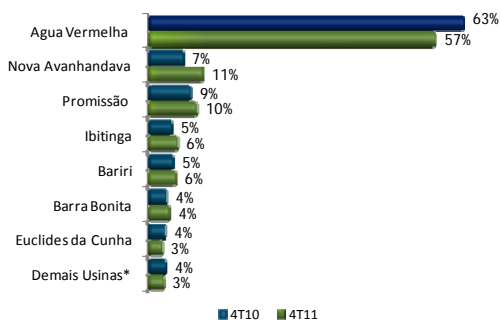
Conforme demonstrado na tabela abaixo, o volume total de energia gerado no 4T11 pelas usinas da AES Tietê foi 30,0% superior ao do 4T10, refletindo as melhores condições hidrológicas e o nível mais elevado dos reservatórios no final do ano. Assim, a Companhia encerrou o ano de 2011 com uma redução de apenas 1,0%, o que decorre do confortável nível dos reservatórios em todo o país, que permitiu que algumas usinas, inclusive Água Vermelha, ficassem como reserva do sistema, enquanto outras usinas estavam sendo mais despachadas.

A geração total das usinas da Companhia no 4T11 foi de 118% da garantia física (111% da garantia física no 4T10). No total de 2011, a geração foi de 124% da assegurada ante os 125% verificados em 2010.

Geração (Consolidado) - GWh	4T10	4T11	Variação (%) 4T11 x 4T10	2010	2011	Variação (%) 2011 x 2010
Energia Gerada Bruta	2.847,0	3.701,5	30,0%	14.005,6	13.860,4	-1,0%

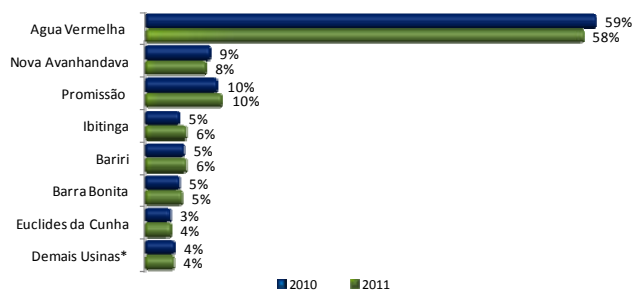
O gráfico abaixo demonstra a representatividade da geração de energia bruta de cada usina, no trimestre e no acumulado do ano:

#### Energia Gerada - 4º trimestre (GWh)



\* Caconde, Limoeiro, Mogi, PCHs

#### Energia Gerada -2011 (GWh)



\* Caconde, Limoeiro, Mogi, PCHs

Na tabela abaixo, é possível visualizar o aumento da geração de energia das usinas da AES Tietê no 4T11, com destaque para Nova Avanhandava, Ibitinga, Barra Bonita, Promissão e Bariri, que apresentaram maior variação no volume de energia gerada.

No ano de 2011, a usina de Ibitinga registrou aumento de geração mais relevante, cerca de 20% maior que o verificado no ano de 2010. Logo em seguida, aparece a usina de Barra Bonita, com pouco mais de 6% de crescimento na geração de energia no ano. Além disso, os volumes de geração

<sup>2</sup> Dados referentes ao total de 2011.

das usinas de Ibitinga, Bariri e Euclides da Cunha aumentaram sua representatividade na geração bruta consolidada da Companhia, em 1 ponto percentual cada.

A usina de Água Vermelha, a mais importante da Companhia, gerou, no 4T11, 17,8% a mais de energia do que no mesmo período do ano anterior. No total do ano, o volume de energia gerada por essa usina foi 3,8% menor que em 2010 (317 GWh), uma vez que, por estratégia do ONS, ela foi poupada e atuou como reserva do sistema, enquanto outras usinas eram despachadas.

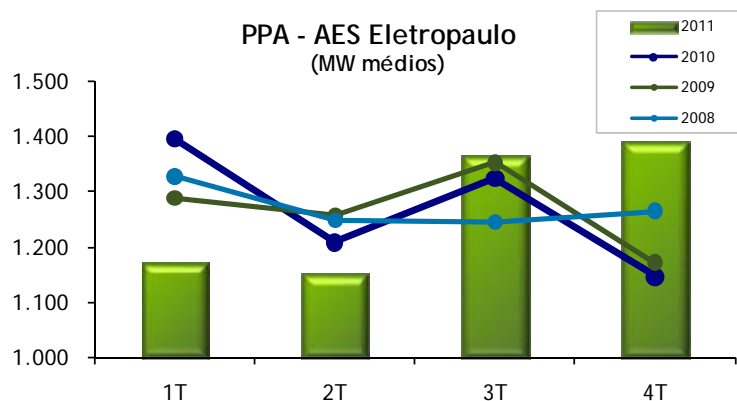
Geração (Usinas) - GWh	4T10	4T11	Variação (%) 4T11 x 4T10	2010	2011	Variação (%) 2011 x 2010
<b>Energia Gerada Bruta</b>	<b>2.847,0</b>	<b>3.701,5</b>	<b>30,0%</b>	<b>14.005,6</b>	<b>13.860,4</b>	<b>-1,0%</b>
Água Vermelha (Sen. José Ermírio de Moraes)	1.792,8	2.112,6	17,8%	8.330,4	8.013,2	-3,8%
Bariri (Álvaro de Souza Lima)	147,5	209,7	42,2%	739,7	778,3	5,2%
Barra Bonita	109,5	164,8	50,5%	657,5	698,4	6,2%
Caconde	62,9	73,2	16,4%	368,9	349,4	-5,3%
Euclides da Cunha	102,2	107,4	5,0%	485,8	490,7	1,0%
Ibitinga	139,8	222,4	59,1%	652,5	778,8	19,4%
Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)	30,2	30,5	1,3%	136,3	136,9	0,5%
Nova Avanhandava	202,4	404,7	99,9%	1.222,6	1.127,9	-7,7%
Promissão (Mário Lopes Leão)	246,7	362,4	46,9%	1.355,1	1.429,1	5,5%
Mogi	6,5	7,5	15,3%	29,9	29,3	-2,0%
PCH Minas	6,4	6,2	-3,3%	27,0	28,4	5,4%

## ENERGIA FATURADA

A energia faturada cresceu 23,5% no 4T11 quando comparada ao 4T10. No total do ano de 2011, foi verificado um aumento de 2,7% em relação ao ano anterior. As variações serão explicadas a seguir.

Energia Faturada (Consolidado) - GWh	4T10	4T11	Variação (%) 4T11 x 4T10	2010	2011	Variação (%) 2011 x 2010
<b>Energia Faturada</b>	<b>3.246,0</b>	<b>4.008,0</b>	<b>23,5%</b>	<b>14.728,8</b>	<b>15.122,3</b>	<b>2,7%</b>
Contrato Bilateral AES Eletropaulo	2.529,5	3.063,2	21,1%	11.107,7	11.107,7	0,0%
CCEE	630,6	737,5	17,0%	3.319,8	3.460,7	4,2%
<i>Spot</i>	204,3	330,4	61,7%	1.339,6	1.518,6	13,4%
<i>MRE</i>	426,3	407,1	-4,5%	1.980,3	1.942,1	-1,9%
Outros Contratos Bilaterais	85,9	207,4	141,5%	301,2	553,9	83,9%

No 4T11, as vendas para a AES Eletropaulo totalizaram 3.063,2 GWh, 21,1% acima do volume vendido no 4T10. Já no acumulado do ano, estas vendas somaram 11.107,7 GWh, totalizando a quantidade prevista no contrato bilateral. A variação trimestral é explicada pela sazonalidade do contrato, que varia a cada ano, como explicado na seção "Fontes de Receita - AES Eletropaulo".



O volume de energia faturada por meio da CCEE registrou um aumento de 17,0% se comparado ao 4T10, devido principalmente ao maior volume de energia secundária liquidada no mercado *spot* (61,7%), parcialmente compensado pela redução da energia vendida ao MRE (-4,5%) no mesmo período.

No ano, o volume faturado por meio do CCEE cresceu 4,2% se comparado a 2010. Esse desempenho decorre, principalmente, do aumento do volume de vendas no mercado *spot* (13,4%), parcialmente compensado pela redução das vendas no MRE (-1,9%). Essas variações são decorrentes da melhor hidrologia, que favoreceu o despacho de usinas hidrelétricas em todo o País, reduzindo a necessidade de transferências por meio do MRE e aumentando as vendas no mercado *spot*.

Já o volume de vendas em contratos bilaterais superou em 141,5% o volume registrado no 4T10. No total do ano, foi registrado aumento de 83,9% em relação a 2010, reflexo da estratégia de busca por novas oportunidades de mercado.

## DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

### RECEITA BRUTA

No 4T11, a receita operacional bruta da AES Tietê alcançou R\$ 570,1 milhões, montante 28,8% superior ao registrado no mesmo período do ano anterior (R\$ 442,5 milhões). Esse crescimento é explicado pelos seguintes fatores:

- (i) combinação entre o reajuste de 8,65% no preço do contrato bilateral com a AES Eletropaulo, a partir de 04/07/2011, e o crescimento de 21,1% no volume de energia faturada por meio desse contrato; e
- (ii) elevação de 141,5% no volume de energia vendida por intermédio de outros contratos bilaterais (207,4 GWh no 4T11 ante 85,9 GWh no 4T10).

No ano de 2011, foi verificada uma elevação de 7,6% na receita operacional bruta. Esse resultado é explicado pelo aumento de 7,4% no preço médio da energia vendida por meio do contrato bilateral com a AES Eletropaulo, que passou de R\$ 155,79/MWh em 2010 para R\$ 167,29/MWh em 2011. Este aumento é reflexo dos reajustes ocorridos em julho de 2010 (5,2%) e julho de 2011 (8,7%). As vendas por meio de outros contratos bilaterais, que aumentaram 83,9% (553,9 GWh em 2011 comparados a 301,2 GWh em 2010), também contribuíram positivamente para o desempenho da receita bruta.

Receita Bruta (Consolidado) - R\$ milhões	4T10	4T11	Variação (%) 4T11 x 4T10	2010	2011	Variação (%) 2011 x 2010
Suprimento de Energia	442,5	570,1	28,8%	1.844,4	1.983,8	7,6%
Contrato Bilateral AES Eletropaulo	404,3	532,0	31,6%	1.730,4	1.858,3	7,4%
CCEE	26,9	17,1	-36,5%	73,7	60,5	-18,0%
<i>Spot</i>	21,8	13,3	-39,3%	56,6	41,9	-26,0%
<i>MRE</i>	3,6	3,7	0,9%	16,2	17,4	7,5%
<i>Outras (Administrativos)</i>	1,4	0,2	-88,6%	0,9	1,1	25,4%
Outros Contratos Bilaterais	11,3	21,0	86,4%	40,3	65,1	61,4%

### Receita por fonte

#### AES Eletropaulo

No 4T11, a receita bruta auferida a partir do contrato bilateral com a AES Eletropaulo foi de R\$ 532,0 milhões, um aumento de 31,6% em relação ao 4T10. Esse desempenho reflete a sazonalização do contrato, que em 2011 alocou maior volume de energia faturada para os últimos trimestres do ano, além do reajuste de preço, como citado anteriormente.

No acumulado do ano, foi contabilizada uma receita de R\$ 1.858,3 milhões, 7,4% superior em relação ao mesmo período do ano passado. Tal aumento é decorrente dos reajustes do preço da energia vendida por intermédio do contrato bilateral com a AES Eletropaulo, ocorridos em julho de 2010 e julho de 2011.

### CCEE (MRE, Spot e Administrativas)

A redução na receita bruta faturada por meio da CCEE foi de 36,5% na comparação trimestral (4T11 X 4T10), resultante basicamente do menor volume de energia faturada no MRE combinado aos menores preços no mercado *spot*, conforme explicado anteriormente.

Em 2011, a redução foi de 18,0% em relação ao mesmo período do ano anterior, totalizando R\$ 60,5 milhões. Conforme mencionado anteriormente, o menor preço médio praticado no mercado *spot* em 2011 explica a menor receita (-26,0%) entre os períodos comparados.

### Outros Contratos Bilaterais

A receita bruta com outros contratos bilaterais apresentou acréscimo, de 86,4% e de 61,4%, no 4T11 e em 2011, respectivamente, o que reflete, como mencionado anteriormente, a estratégia de aproveitamento das oportunidades de mercado.

## DEDUÇÕES DA RECEITA

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

A AES Tietê registrou, no 4T11, R\$ 28,3 milhões em deduções de receita ante R\$ 21,8 milhões no 4T10, uma variação de 29,8%, praticamente estável em relação à verificada na receita bruta.

Já na comparação entre 2011 e 2010, as deduções apresentaram variação positiva de 8,5%, superior à registrada na receita bruta, de 7,6%, no mesmo período. Esse desempenho é explicado pela maior receita proveniente dos outros contratos bilaterais, cuja alíquota é de 9,25% e representou 6,0% da receita bruta total da Companhia.

## RECEITA LÍQUIDA

A receita operacional líquida da AES Tietê totalizou R\$ 541,8 milhões no 4T11, montante 28,8% superior ao registrado no 4T10. Esse desempenho reflete: (i) o maior volume de energia vendida para a AES Eletropaulo combinado com o reajuste no preço, ocorrido no mês de julho; e (ii) o aumento do volume de energia vendida a partir de outros contratos bilaterais.

Já em 2011, a receita líquida totalizou R\$ 1.886,0 milhões, um aumento de 7,5% em relação a 2010. Essa elevação ocorreu, principalmente, devido aos reajustes do preço da energia vendida por meio do contrato bilateral com a AES Eletropaulo, ocorridos em julho de 2010 e julho de 2011, e ao maior volume de energia vendida a partir de outros contratos bilaterais, conforme mencionado anteriormente.

## CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	4T10	4T11	Var (%) 4T11 X 4T10	2010	2011	Var (%) 2011 X 2010
Pessoal	19.332	19.294	-0,2%	69.108	71.274	3,1%
Material e Serviços de Terceiros	27.082	23.090	-14,7%	78.492	74.872	-4,6%
Comp. Financ. Utiliz. Rec.Híd.	12.381	17.021	37,5%	60.906	63.676	4,5%
Energia Comprada para Revenda	37.570	20.433	-45,6%	93.014	83.114	-10,6%
Transmissão e Conexão	22.880	26.298	14,9%	92.530	98.428	6,4%
Provisões Operacionais	(3.721)	(180)	-95,2%	7.593	7	-99,9%
Outras despesas (receitas)	19.510	17.152	-12,1%	32.223	28.169	-12,6%
<b>Total de Custos e Despesas</b>	<b>135.033</b>	<b>123.108</b>	<b>-8,8%</b>	<b>433.866</b>	<b>419.540</b>	<b>-3,3%</b>

Os custos e despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, somaram R\$ 123,1 milhões no 4T11, representando uma redução de 8,8% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Na comparação entre 2011 e 2010, os custos e despesas operacionais registraram queda de 3,3%.

Considerando-se apenas os custos relacionados à pessoal, material e serviços de terceiros, foi registrada uma redução de 8,7% no 4T11 se comparado ao 4T10, embora a inflação medida pelo IGP-M nos últimos 12 meses tenha apresentado variação de 5,1%. No total de 2011, a variação dos custos de pessoal, material e serviços de terceiros também ficou abaixo da inflação, com alta de 2,6%, na comparação com mesmo período do ano anterior, já expurgada a manutenção bi-anual das eclusas, realizada no início de 2010 (item não recorrente).

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

### **Pessoal**

As despesas com pessoal totalizaram R\$ 19,3 milhões no 4T11, estável em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. O efeito gerado pelo dissídio de 5%, válido desde junho/2011 e complementado em 3% em dezembro/2011, foi compensado por uma reestruturação organizacional realizada pela Companhia no final de 2010 e início de 2011, o que resultou em um impacto nulo sobre as despesas com salários, benefícios e encargos na comparação entre os trimestres.

Na comparação entre 2011 e 2010, as despesas com pessoal cresceram 3,1%, influenciadas principalmente pelo aumento de 3,2% nas despesas com salários, benefícios e encargos (R\$ 2,0 milhões). Essa variação ocorreu em função do dissídio e só não foi superior devido à reestruturação organizacional da Companhia, conforme citado anteriormente.

### **Material e serviços de terceiros**

No 4T11, as despesas com material e serviços de terceiros totalizaram R\$ 23,1 milhões, uma redução de 14,7% na comparação com o mesmo trimestre do ano anterior, devido aos seguintes fatores:

- (i) menores gastos com meio ambiente, principalmente com os programas de reflorestamento e de reintegração de posse das áreas das bordas dos reservatórios das usinas (R\$ 2,5 milhões), uma vez que em 2010, devido à obtenção de um elevado número de licenças ambientais, houve uma concentração de gastos no 4º trimestre daquele ano;
- (ii) queda nas despesas relacionadas ao projeto de ganhos de eficiência e melhorias na gestão de custos (R\$ 2,0 milhões);
- (iii) redução nos custos com manutenção de equipamentos de geração devido à troca de equipamentos na UHE Barra Bonita, no final de 2010 (R\$ 1,0 milhão).

Tais fatores foram parcialmente compensados por maiores gastos com materiais e serviços auxiliares (R\$ 2,2 milhões), que são recursos destinados ao aprimoramento de itens de segurança do trabalho, aquisição de câmeras de vigilância, manutenção em salas de força, entre outros itens ligados à operação das usinas da Companhia.

Comparando o ano de 2011 com 2010, foi registrada uma queda de 4,6%, devido:

- (i) à manutenção bi-anual das eclusas no início de 2010, no valor de R\$ 5,2 milhões; e
- (ii) aos menores gastos com o projeto de reflorestamento (R\$ 3,2 milhões), devido a um elevado número de licenças ambientais para manejo das áreas obtidas no final de 2010.

Tais fatores foram compensados pelo aumento nas despesas com materiais e serviços auxiliares em todas as usinas da Companhia (R\$ 4,8 milhões).

### Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)

No 4T11, as despesas com a CFURH cresceram 37,5% em relação ao mesmo período de 2010, influenciadas pelo (i) aumento de 30% no volume de energia gerada no período (3.701,5 GWh no 4T11 ante 2.847,0 GWh no 4T10) e; (ii) reajuste de 5,6% na Tarifa Atualizada de Referência (TAR), que foi fixada em R\$ 68,34/MWh a partir de janeiro de 2011.

No ano (2011 x 2010), a conta apresentou alta de 4,5%. Da mesma forma, essa variação resulta do reajuste de 5,6% na TAR, que foi parcialmente compensada pela ligeira redução do volume de energia gerada (13.860,4 GWh em 2011 ante 14.005,6 GWh em 2010).

Em dezembro de 2011, a ANEEL autorizou o reajuste de 6,6% para a TAR de 2012, que foi fixada em R\$ 72,87/MWh, de acordo com a variação do IPCA entre os meses de dezembro/10 e novembro/11.

### Energia Comprada para Revenda

O custo com energia comprada para revenda foi reduzido em 45,6%, passando de R\$ 37,6 milhões no 4T10 para R\$ 20,4 milhões no 4T11. Esse resultado é influenciado, principalmente, pela redução nas compras no mercado *spot* (97,2 GWh no 4T11 ante 158,5 GWh no 4T10) combinada ao menor preço médio verificado neste mercado ao longo do ano de 2011 (R\$ 42,39/MWh no 4T11 ante R\$ 108,81/MWh no 4T10).

Na comparação entre 2011 e 2010, os gastos com energia comprada para revenda registraram redução de 10,6% (R\$ 9,9 milhões), devido aos menores preços verificados no mercado *spot* (R\$ 29,55/MWh em 2011 comparado a R\$ 70,24/MWh em 2010), fator que foi parcialmente compensado pelo maior volume de energia comprada (1.569,0 GWh em 2011 ante 966,0 GWh em 2010).

### Transmissão e Conexão

Os custos de transmissão e conexão aumentaram em R\$ 3,4 milhões em comparação ao 4T10, totalizando R\$ 26,3 milhões no 4T11. Essa variação é explicada pelos seguintes fatores:

- (i) reajuste de 15,2%, definido pela ANEEL, na TUST-rb da usina de Água Vermelha em julho/2011 (R\$ 2,3 milhões); e
- (ii) reajuste médio de 14,4%<sup>3</sup> na TUSD-g das demais usinas da Companhia, que são reajustadas entre os meses de fevereiro e agosto, em função do reajuste das distribuidoras onde estão localizadas (R\$ 1,0 milhão).

Em 2011, os custos de transmissão e conexão cresceram 6,4%, passando de R\$ 92,5 milhões em 2010 para R\$ 98,4 milhões em 2011. Essa alta deve-se basicamente aos seguintes fatores:

- (i) aumento de R\$ 1,0 milhão no encargo de conexão da usina de Água Vermelha, em função da reclassificação de três transformadores antes considerados como Rede Básica, além do reajuste de 9,8%, com base no IGP-M, ocorrido em julho/11;
- (ii) reajuste da TUSD-g das usinas da Companhia (R\$ 3,0 milhões); e
- (iii) reajuste da TUST-rb da usina de Água Vermelha (R\$ 0,6 milhão).

### Provisões Operacionais e Outras Despesas

No 4T11, as provisões operacionais e outras despesas tiveram alta de 7,5% (R\$ 1,2 milhão) se comparadas ao 4T10. No total do ano, a variação foi negativa em 29,2% (R\$ 11,6 milhões) na comparação com o total de 2010.

As provisões operacionais registraram um valor negativo (receita) de R\$ 0,2 milhão no 4T11 e um valor também negativo (receita) de R\$ 3,7 milhões no 4T10. A diferença entre os períodos decorre dos seguintes fatores:

---

<sup>3</sup> Em fevereiro/11, ocorreram os reajustes das usinas de Caconde (11,4%), Limoeiro (11,2%) e Euclides da Cunha (11,6%). Em abril/11, foram reajustadas as tarifas das usinas de Bariri (14,4%), Barra Bonita (14,3%), Ibitinga (14,3%) e Promissão (14,6%). Em agosto/11, houve o reajuste de 15,7% referente à usina de Nova Avanhandava.

- (i) reversão, no 4T10, de provisão para contingências, no valor de R\$ 4,5 milhões, referente ao processo administrativo movido pela Receita Federal devido a compensações realizadas entre débitos de IRPJ e CSLL e créditos de anos anteriores; e

*No 2T10, foi constituída uma provisão para contingências, no valor de R\$ 4,5 milhões, relativa ao processo administrativo movido pela Receita Federal cujo prognóstico de risco de perda foi classificado como possível (acima de 50%) – perda possível com tendência a provável. Esse processo refere-se a compensações realizadas entre débitos de Imposto de Renda e Contribuição Social dos anos de 2004 e 2005 com créditos de anos anteriores. O referido valor foi apurado após estudos feitos por consultoria especializada bem como por advogados contratados para a análise desses processos.*

*No 4T10, em função da prescrição dos débitos referentes aos anos de 2004 e 2005, foi realizada uma reversão de provisão no mesmo valor.*

- (ii) registro de provisões para contingências ambientais, no valor de R\$ 3,5 milhões, no 4T11. Esse valor refere-se a uma ação judicial movida por uma prefeitura, que obriga a AES Tietê a reflorestar 72 hectares, além de ações judiciais que questionam a responsabilidade da Companhia na conservação de bordas dos reservatórios.

Isso foi parcialmente compensado pela:

- (iii) reversão, no 4T11, de R\$ 3,7 milhões referentes à discussão judicial entre a AES Sul, ANEEL e algumas empresas do setor elétrico sobre o Despacho 288/02. Baseado em estudos realizados por especialistas sobre os encargos financeiros incidentes sobre esse processo, a Companhia concluiu que o valor da provisão está sujeito somente à atualização monetária, revertendo, por consequência, o montante referente aos juros e multas.

*A questão referente ao item (iii) acima teve início na época do racionamento, quando os preços no Sudeste atingiram valores bem maiores do que os praticados no Sul. A AES Sul optou então por vender sua quota de Itaipu no mercado da região Sudeste, ficando exposta no mercado do Sul, onde a energia no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) 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 consequente 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 para revogar tal decisão e evitar o repasse de valores. Porém, em novembro de 2008, foi realizado o repasse de R\$ 7,9 milhões do caixa da AES Tietê. Posteriormente, foi obtida medida liminar que impediu o repasse de mais 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 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.*

*No 4T11, parte dessa provisão (R\$ 3,7 milhões) foi revertida, uma vez que foi considerado indevido o registro da parcela de juros e multas na provisão realizada anteriormente. O caso continua aguardando julgamento.*

Já as outras despesas totalizaram R\$ 17,2 milhões no 4T11, montante 12,1% inferior ao mesmo período do ano anterior influenciada pela maior volume de baixa de ativos realizada em 2010.

No total do ano, as provisões operacionais foram significativamente menores que em 2010. Essa variação é explicada pelos seguintes fatores:

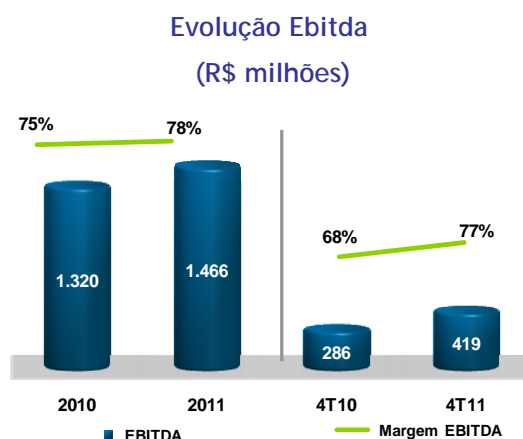
- (i) reversões de provisões trabalhistas superiores às provisões no período, com efeito de R\$ 6,2 milhões;
- (ii) registro, em 2010, de complemento de provisão, no valor de R\$ 4,5 milhões, referente à discussão judicial entre a AES Sul, ANEEL e algumas empresas do setor elétrico sobre o Despacho 288/02; parte dessa provisão foi revertida em 2011 (R\$ 3,7 milhões), conforme explicado acima.

Tais fatores foram parcialmente compensados pelo registro de contingência ambiental (R\$ 3,5 milhões), conforme explicado anteriormente.

Em comparação a 2010, as outras despesas tiveram queda de 12,6% (R\$ 4,1 milhões) em 2011, influenciada pela variação nas baixas de ativos realizada, conforme explicado acima.

## EBITDA

No 4T11, o Ebitda da AES Tietê foi superior em 46,6% se comparado ao 4T10, alcançando R\$ 418,7 milhões, com margem de 77,3%. Tal desempenho é explicado, principalmente, pela maior receita líquida registrada com o contrato com a AES Eletropaulo, além da contribuição do melhor desempenho dos custos e despesas da Companhia (R\$ 11,9 milhões).



A AES Tietê registrou Ebitda de R\$ 1.466,4 milhões em 2011, com margem de 77,8%, apresentando um aumento de 11,1% no valor em relação ao verificado em 2010. O desempenho é explicado, principalmente, pelo reajuste anual do preço de energia vendida via contrato bilateral com a AES Eletropaulo e pela redução de R\$ 14,3 milhões nos custos e despesas operacionais.

## RESULTADO FINANCEIRO

No 4T11, a Companhia registrou resultado financeiro negativo de R\$ 4,3 milhões, comparado a um resultado também negativo de R\$ 15,0 milhões no 4T10. Essa variação foi influenciada pelos seguintes fatores:

- (i) registro, no 4T10, de R\$ 1,7 milhão de atualização monetária da provisão judicial referente à parcela da AES Tietê na discussão com a ANEEL sobre o Despacho 288/02. Em contrapartida, baseada em estudos realizados por especialistas sobre os encargos financeiros incidentes sobre esse processo, a Companhia concluiu que o valor da provisão está sujeito somente à atualização monetária e decidiu reverter, em 31 de dezembro de 2011, a parcela referente aos juros e multa (R\$ 6,5 milhões);

- (ii) redução das despesas financeiras, influenciada principalmente pela capitalização dos juros da dívida.

Tais fatores foram parcialmente compensados pela menor receita financeira auferida neste trimestre, decorrente principalmente do menor saldo médio de aplicações financeiras (R\$ 434,9 milhões no 4T11 ante R\$ 616,1 milhões no 4T10).

Em 2011, a Companhia registrou resultado financeiro negativo de R\$ 46,6 milhões, comparado a um resultado também negativo de R\$ 57,1 milhões no ano anterior. Contribuiu para esse desempenho o efeito positivo da substituição da dívida com a Eletrobras pelas debêntures, que foi parcialmente compensado pela menor receita financeira auferida neste ano.

R\$ mil	4T10	4T11	Var (%) 4T11 X 4T10	2010	2011	Var (%) 2011 X 2010
Receitas Financeiras	16.280	12.375	-24,0%	86.470	53.980	-37,6%
Despesas Financeiras Total	(31.289)	(16.710)	-46,6%	(143.602)	(100.562)	-30,0%
Despesas Financeiras	(26.623)	(21.954)	-17,5%	(108.855)	(95.512)	-12,3%
Variações Monetárias	(4.666)	5.244	-212,4%	(34.747)	(5.050)	-85,5%
Resultado Financeiro	(15.009)	(4.335)	-71,1%	(57.132)	(46.582)	-18,5%

### Receitas Financeiras

Em 31 de dezembro de 2011, as disponibilidades e investimentos da AES Tietê somavam R\$ 441,9 milhões ante R\$ 565,1 milhões em 31 de dezembro de 2010. Tais disponibilidades representam operações de curto prazo, com rentabilidade média em torno de 102,5% do CDI no 4T11, comparadas à rentabilidade média de 102,8% do CDI no 4T10. No acumulado de 2011, a rentabilidade média foi de 102,5% do CDI (102,8% do CDI em 2010).

No 4T11, as receitas financeiras apresentaram decréscimo de 24,0% (R\$ 3,9 milhões) em relação ao 4T10, em decorrência do menor saldo médio de aplicações financeiras, que passou de R\$ 616,1 milhões no 4T10 para R\$ 434,9 milhões no 4T11. Essa variação é explicada principalmente pelo (i) maior desembolso relacionado ao pagamento de dividendos e JSCP em 2011; e (ii) acréscimo no desembolso para investimentos em 2011. Tal redução foi parcialmente compensada pelo crescimento do CDI médio (11,3% a.a. no 4T11 comparado a 10,6% a.a. no 4T10).

No total de 2011, as receitas financeiras apresentaram uma redução de 37,6% se comparadas ao ano anterior. Essa variação foi influenciada, principalmente, pelo recebimento, no 1T10, de R\$ 27,7 milhões referentes a juros e multas envolvidos na discussão judicial entre Furnas e a Companhia. Expurgando esse efeito, a receita financeira totalizaria R\$ 58,8 milhões em 2010, maior em R\$ 4,8 milhões se comparada à receita financeira de 2011 (R\$ 54,0 milhões). O decréscimo registrado em 2011 resulta do menor saldo médio de aplicações financeiras (R\$ 435,9 milhões em 2011 ante R\$ 580,9 milhões em 2010), parcialmente compensado pelo crescimento do CDI médio (11,7% a.a. em 2011 comparado a 9,8% a.a. em 2010).

### Despesas Financeiras e Variações Monetárias

As despesas financeiras e variações monetárias somaram R\$ 16,7 milhões no 4T11, montante inferior em R\$ 14,6 milhões ao registrado no 4T10. Essa variação ocorreu em função dos seguintes fatores:

- (i) reversão de parcela da provisão relativa à discussão judicial do Despacho 288/02 da ANEEL, no valor de R\$ 6,5 milhões, combinada ao registro, no 4T10, de R\$ 1,7 milhão de atualização monetária da mesma provisão (para mais detalhes sobre o assunto, vide Seção "Custos e Despesas Operacionais - Provisões operacionais";
- (ii) redução das despesas financeiras, influenciada principalmente pela capitalização dos juros da dívida.

No ano de 2011, as despesas financeiras e variações monetárias somaram R\$ 100,6 milhões, montante inferior em R\$ 43,0 milhões ao registrado em 2010. Essa redução foi influenciada:

- (i) pelo efeito positivo da substituição, em maio de 2010, da dívida com a Eletrobras, indexada por IGP-M + 10% a.a, pelas debêntures, corrigidas pelo CDI + 1,2% a.a.;
- (ii) pela capitalização dos juros da dívida, ocorrida em 2011.

## LUCRO LÍQUIDO

No 4T11, o lucro líquido da AES Tietê totalizou R\$ 262,6 milhões, 57,0% acima do verificado no 4T10. Contribuíram para tal desempenho os seguintes fatores: (i) a combinação entre o reajuste no preço do contrato bilateral com a AES Eletropaulo e o maior volume de energia faturada (21,1%); (ii) redução dos custos e despesas operacionais, resultante do menor volume e, principalmente, do menor preço praticado no mercado *spot*, o que reduziu os gastos em energia comprada para revenda; e (iii) melhora do resultado financeiro.

O lucro líquido auferido pela AES Tietê em 2011 foi de R\$ 844,9 milhões, resultado 14,6% superior ao obtido em 2010. Esse resultado foi influenciado pelo reajuste no preço da energia vendida à AES Eletropaulo, redução dos custos e despesas operacionais e melhor desempenho do resultado financeiro.

## PROVENTOS

A Administração da AES Tietê propõe a distribuição integral da base para pagamento de dividendos (R\$ 922,2 milhões) do ano de 2011, correspondentes a 109,2% do lucro líquido do ano. Essa destinação será submetida à aprovação da Assembleia Geral, a ser realizada até o dia 16 de abril de 2012, quando ocorrerão: (i) a ratificação dos juros sobre o capital próprio deliberados na reunião do Conselho de Administração realizada em 07 de dezembro de 2011, além da definição da efetiva data para pagamento; (ii) aprovação da proposta de dividendos complementares, referentes ao 4T11; e (iii) ratificação dos dividendos intermediários, referentes ao 1T11, 2T11 e 3T11, pagos em 26 de maio de 2011, 22 de setembro de 2011 e 25 de novembro de 2011, respectivamente, no montante de R\$ 639,0 milhões.

O montante de dividendos complementares propostos pela Administração da Companhia é de R\$ 253,1 milhões e o de JSCP de R\$ 30,1 milhões, correspondendo à R\$ 0,71 por ação ON e R\$ 0,78 por ação PN, conforme quadro abaixo.

Dividendos 2011 (R\$ Milhões)	
Lucro do Exercício - 31 DEZEMBRO 2011	844,9
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	75,6
Dividendos e JSCP prescritos	1,7
Constituição de Reserva Legal (5%)	-
<b>Base para distribuição de dividendos</b>	<b>922,2</b>
Dividendos Intermediários já distribuídos	639,0
Juros sobre Capital Próprio já destinados - 31/12/2011	30,1
<b>Dividendos complementares propostos</b>	<b>253,1</b>

Considerando o preço médio ponderado das ações ordinárias (R\$ 21,60) e preferenciais (R\$ 24,03) em 2011, o *dividend yield* do ano foi de 10,7% e de 10,6%, respectivamente.

## ENDIVIDAMENTO

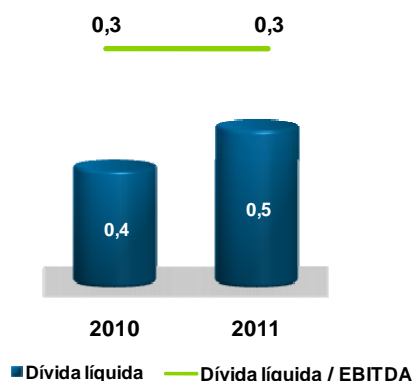
em R\$ milhões		
Montante	Vencimento	Custo Nominal
924,2	04/2015	CDI + 1.20% a.a.

Em 31 de dezembro de 2011, a dívida bruta da AES Tietê totalizava R\$ 924,2 milhões, representada basicamente pela emissão de debêntures, ao custo de CDI +1,2% a.a. e com vencimento final em 2015. Esse valor é praticamente estável se comparado à posição de 31 de dezembro de 2010 (R\$ 922,1 milhões), uma vez que as amortizações serão iniciadas em 2013.

Em 2011, as disponibilidades somavam R\$ 441,9 milhões, montante R\$ 123,2 milhões inferior ao saldo registrado no final de 2010. Essa variação é explicada pelo maior desembolso para pagamento de dividendos durante o ano de 2011 (R\$ 878,6 milhões em 2011 ante R\$ 771,3 milhões em 2010).

Assim, a dívida líquida ao final de 2011 era de R\$ 482,2 milhões, montante 35,1% superior em relação à posição final de 2010, basicamente em razão do menor saldo médio de disponibilidades (R\$ 441,9 milhões em 2011 ante R\$ 565,1 milhões em 2010). Em 31 de dezembro de 2011, a relação "dívida líquida/Ebitda", considerando o Ebitda dos últimos 12 meses, era de 0,3x.

### Dívida Líquida (R\$ bilhões)



## INVESTIMENTOS

No 4T11, os investimentos somaram R\$ 56,7 milhões. No ano de 2011, o montante de investimentos alcançou R\$ 175,3 milhões, superando em 3,7% o total estimado para o exercício. O total previsto para 2012 é de R\$ 174,1 milhões, que serão destinados principalmente à modernização e manutenção preventiva das usinas de Água Vermelha, Ibitinga, Nova Avanhandava e Caconde, visando à manutenção das condições operacionais e assegurando a disponibilidade de geração de energia.

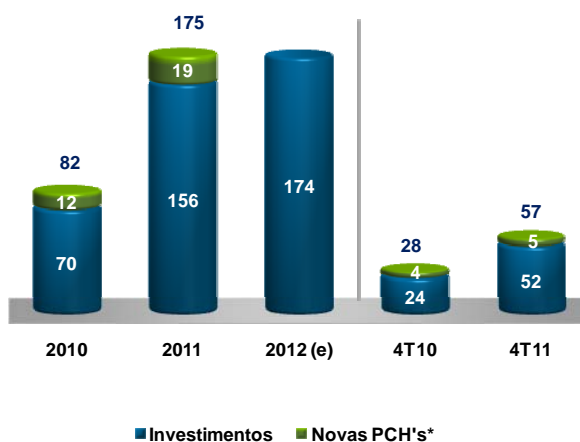
### Principais investimentos realizados no 4T11:

- R\$ 45,7 milhões - equipamentos, modernização e TI, sendo:
  - R\$ 32 milhões em modernização, principalmente nas usinas de Caconde, Nova Avanhandava e Ibitinga;
  - R\$ 11 milhões em equipamentos e melhorias;
  - R\$ 2,7 milhões em TI.
- R\$ 5,3 milhões - PCH Jaguari-Mirim

### Principais investimentos realizados no ano de 2011:

- R\$ 135,0 milhões - equipamentos, modernização e TI sendo:
  - R\$ 107 milhões em modernização, principalmente nas usinas de Caconde, Nova Avanhandava e Ibitinga;
  - R\$ 21 milhões em equipamentos e melhorias;
  - R\$ 7,5 milhões em TI.
- R\$ 19,4 milhões - PCH Jaguari-Mirim

**Histórico de Investimentos**  
(R\$ milhões)



\* Pequenas Centrais Hidrelétricas

### OBRIGAÇÃO DE EXPANSÃO

O Edital de Privatização da AES Tietê estabeleceu à Companhia a obrigação de expandir a capacidade instalada de seu sistema de geração ("Obrigação de Expansão") em, no mínimo, 15% (aproximadamente 400 MW) no Estado de São Paulo, por intermédio de energia nova, no período de oito anos, a partir da assinatura do seu contrato de concessão ("Contrato de Concessão"), ocorrida em dezembro de 1999.

Contudo, foram estabelecidas restrições regulatórias desde a privatização, em especial a criação do Novo Modelo do Setor Elétrico, por meio da publicação da Lei nº 10.848/2004 ("Novo Modelo do Setor"), que tornaram inviável o cumprimento da Obrigação de Expansão, tal qual originalmente concebida. Com o Novo Modelo do Setor, a AES Tietê passou a estar sujeita a restrições para a comercialização de energia elétrica, o que dificulta o cumprimento da Obrigação de Expansão por meio da contratação de energia elétrica de novos empreendimentos construídos no Estado de São Paulo. Existem ainda restrições regionais, como a insuficiência de recursos hídricos no Estado de São Paulo, e restrições ambientais, que impediram diversas tentativas de atendimento da Obrigação de Expansão.

Em 06 de setembro de 2011, a Companhia foi notificada sobre uma citação processual em uma ação ordinária na qual o Estado de São Paulo requereu que a AES Tietê cumprisse, em um prazo de 24 meses, a obrigação de expandir sua capacidade instalada. O juiz responsável pela ação ordinária concedeu liminar, determinando o início do decurso do prazo de 60 (sessenta) dias para que a Companhia apresentasse seu plano para o cumprimento da Obrigação de Expansão. Em 03 de novembro de 2011, entendendo que há a necessidade de examinar se existem condições materiais para o cumprimento da obrigação, a 2ª instância suspendeu a liminar outrora concedida em favor do Estado de São Paulo até o julgamento do recurso apresentado pela AES Tietê, em outubro de 2011. Entretanto, em 01 de fevereiro de 2012, o Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo negou o

recurso da AES Tietê. Os fundamentos da negação e o conteúdo da decisão ainda não foram publicados.

### Esforços realizados para cumprimento da obrigação de expansão

Para cumprir o requerimento de expansão, a Companhia está desenvolvendo um novo projeto para construção de uma termoeletrica a gás natural, com capacidade de geração de aproximadamente 550 MW. Em novembro de 2009, foi definida a localização da planta e, em agosto de 2010, concluído o estudo de viabilidade técnico-econômico, que indica a viabilidade do projeto e sinaliza a continuidade das ações de seu desenvolvimento.

Em janeiro de 2011, a AES Tietê protocolou na Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB) o Estudo de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) e, em maio, participou da audiência pública realizada na cidade de Canas, visando à obtenção da Licença Ambiental Prévia. No dia 18 de agosto de 2011, no município de Lorena, foi realizada audiência pública para complementar o processo de obtenção da licença. Em 20 de outubro de 2011, a Licença Prévia para construção da Usina Termoeletrica no município de Canas foi emitida pela CETESB. A Companhia trabalha agora para obter a Licença de Instalação.

A Companhia se inscreveu para participar do Leilão A-5 de 2011, que ocorreu no dia 20 de Dezembro de 2011, e A-3 de 2012, previsto para ocorrer no dia 28 de junho de 2012. Entretanto, devido à decisão da Petrobras de não entregar uma proposta vinculante de contrato de fornecimento de gás para projetos térmicos, incluindo o projeto Termo São Paulo, não foi possível participar desses certames. A Companhia trabalha para obter o fornecimento de gás, de forma a viabilizar o projeto, com duas opções: (i) participar dos próximos leilões no ano de 2012; ou (ii) avaliar a possibilidade de vender energia no mercado livre.

Contribuem também para o cumprimento da meta da Obrigação de Expansão a PCH São Joaquim (3 MW), finalizada em julho de 2011, e a PCH São José (4 MW), que está em construção. A previsão de entrada em operação desta última foi postergada para o primeiro semestre de 2012, pois durante os ensaios de comissionamento realizados em setembro, foi identificada a necessidade de reparos para assegurar sua confiabilidade operacional.

Adicionalmente, dois contratos de longo prazo de compra de energia proveniente de biomassa de cana-de-açúcar, que totalizam 10 MW médios, também contribuem para fins da Obrigação de Expansão.

### FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

R\$ Milhões	4T10	1T11	2T11	3T11	4T11	2010	2011
<b>SALDO DE CAIXA INICIAL</b>	547,4	565,1	499,4	285,9	387,3	614,6	565,1
Geração Operacional de Caixa	290,5	298,8	296,6	350,9	404,0	1.319,0	1.350,3
Investimentos	(28,9)	(34,8)	(29,4)	(39,6)	(51,1)	(82,6)	(155,0)
Despesas Financeiras Líquidas	(16,7)	(10,5)	(22,6)	(13,5)	(25,9)	(42,4)	(72,4)
Amortização Líquida	-	-	-	-	-	(94,8)	-
Imposto de Renda	(10,9)	(315,0)	(15,8)	(17,0)	(19,9)	(377,4)	(367,6)
Caixa Livre	233,9	(61,5)	228,9	280,8	307,2	721,8	755,4
Dividendos e JSCP	(216,2)	(4,2)	(442,4)	(179,3)	(252,7)	(771,3)	(878,6)
<b>SALDO DE CAIXA CONSOLIDADO</b>	565,1	499,4	285,9	387,3	441,9	565,1	441,9

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.

### Destaques 4T11 x 4T10

No 4T11, a geração de caixa operacional totalizou R\$ 404,0 milhões, 39,2% superior ao 4T10 (R\$ 290,5 milhões), em função principalmente da maior receita oriunda do reajuste ocorrido em julho de 2011 e da sazonalidade do contrato bilateral com a AES Eletropaulo.

O fluxo de caixa livre encerrou o 4T11 com variação positiva de R\$ 73,3 milhões quando comparado ao 4T10, passando de R\$ 233,9 milhões para R\$ 307,2 milhões. Essa variação é reflexo do aumento da geração de caixa operacional, acima explicado, e que foi parcialmente compensado com o maior desembolso para investimentos em 2011.

### Destaques 2011 x 2010

A geração de caixa operacional somou R\$ 1.350,3 milhões em 2011, volume 2,4% superior ao ano de 2010 (R\$ 1.319,0 milhões), influenciado, principalmente, pela variação de 7,4% do preço médio do contrato bilateral com a AES Eletropaulo, que passou de R\$ 155,79/MWh em 2010 para R\$ 167,29/MWh em 2011. Tal fator foi compensado pelo:

- (i) recebimento, no 1T10, de R\$ 42,6 milhões referentes à execução judicial da sentença contra Furnas;
- (ii) redução de R\$ 23,8 milhões nos gastos com energia comprada para revenda; e
- (iii) menor receita proveniente da venda de energia no mercado *spot* (R\$ 22,3 milhões), decorrente do menor preço médio em 2011.

O fluxo de caixa livre totalizou R\$ 755,4 milhões em 2011, montante 4,7% superior ao ano de 2010. Essa variação é explicada pela combinação dos seguintes eventos:

- (i) maior geração de caixa em 2011, conforme explicado anteriormente;
- (ii) ausência de amortização líquida em 2011 devido à substituição da dívida com a Eletrobras pela 1ª emissão de debêntures, ocorrida em maio de 2010.

Tais fatores foram compensados pelo acréscimo de R\$ 72,3 milhões no volume de investimentos destinados à modernização das unidades geradoras.

## DESEMPENHO DA AÇÃO

---

No 4T11, as ações ordinárias da AES Tietê registraram aumento de 10,5% e as ações preferenciais, de 14,4%, encerrando o período cotadas a R\$ 26,88 e R\$ 23,64, respectivamente. Já o retorno total ao acionista (TSR) das ações preferenciais da Companhia apresentou crescimento de 18,6%. No mesmo período, o Ibovespa apresentou valorização de 8,2% e o IEE, de 16,6%.

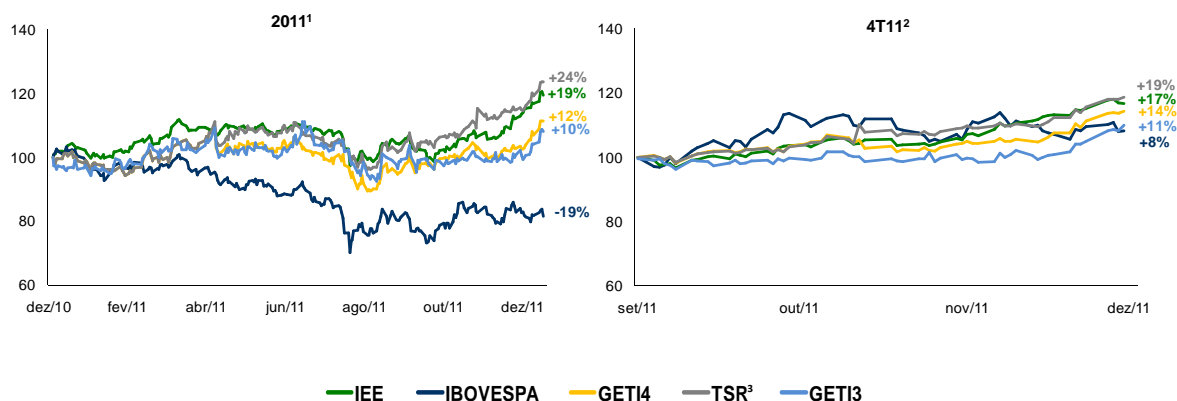
As ações da Companhia foram negociadas em 100% dos pregões da BM&FBovespa ao longo do 4T11. No período, foram registrados 32.714 negócios com as ações ordinárias (23,6% superior ao mesmo período do ano anterior), envolvendo aproximadamente 8,1 milhões de ações. O volume médio diário negociado no 4T11 foi de R\$ 1,7 milhão, 34,6% abaixo da média registrada no 4T10.

Entre as ações preferenciais, foram registrados 86.491 negócios no 4T11, total 4,6% superior ao registrado no 4T10, envolvendo aproximadamente 20,8 milhões de ações. O volume médio diário negociado no trimestre foi de R\$ 5 milhões, 24,8% abaixo do total observado no 4T10.

No ano de 2011, as ações ordinárias (GETI3) da AES Tietê encerraram o exercício cotadas a R\$ 23,64, alta de 10,0%, enquanto as ações preferenciais (GETI4) encerraram o ano cotadas a R\$ 26,88, com alta de 12,0%. Neste mesmo período, o Ibovespa desvalorizou 18,3% e o IEE valorizou 19,0%.

Ao longo de 2011 foram realizados 357.281 negócios envolvendo ações preferenciais (21,3% acima do total de 2010), enquanto foram observadas 117.519 negociações com ações ordinárias da Companhia, 31,9% acima do total registrado em 2010. Em 31 de dezembro de 2011, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 9,6 bilhões.

## AES Tietê x Ibovespa x IEE x TSR<sup>3</sup>



1 - Índice - 31/12/2010 = 100   2 - Índice - 30/09/2011 = 100   3 - Total Shareholder Return - Retorno total ao acionista

## COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

Acionista	ON	%	PN	%	Total	%
Cia Brasileira de Energia	140.882.909	71,3%	59.447.093	32,3%	200.330.002	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%	94.237.501	51,3%	150.665.269	39,5%
<b>Total</b>	<b>197.461.211</b>	<b>100,0%</b>	<b>183.792.282</b>	<b>100,0%</b>	<b>381.253.493</b>	<b>100,0%</b>

Em 31/12/2011

CONTATOS:		
Clarissa Sadock		
Diretora de Relações com Investidores		
<a href="mailto:clarissa.sadock@aes.com">clarissa.sadock@aes.com</a>		
Tel.: (11) 2195-7048		
Gerente de RI	E-mail	Telefone
Carolina Freitas	<a href="mailto:carolina.freitas@aes.com">carolina.freitas@aes.com</a>	(11) 2195-2030
Analistas de RI	E-mail	Telefone
Ademar Rosa	<a href="mailto:ademar.rosa@aes.com">ademar.rosa@aes.com</a>	(11) 2195-7250
Giovanna Rovere	<a href="mailto:giovanna.rovere@aes.com">giovanna.rovere@aes.com</a>	(11) 2195-7995
Leonardo Goes	<a href="mailto:leonardo.degoes@aes.com">leonardo.degoes@aes.com</a>	(11) 2195-7218
Luciana Silvestre	<a href="mailto:luciana.silvestre@aes.com">luciana.silvestre@aes.com</a>	(11) 2195-2282
<a href="http://www.aestiete.com.br/ri">www.aestiete.com.br/ri</a>		<a href="mailto:ri.aestiete@aes.com">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, 16 de março de 2012

HORÁRIO: 09h30 (BR) / 08h30 (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 PORTUGUÊS**: 3974688

**CÓDIGO INGLÊS**: 9360434

**DISPONIBILIDADE**: 16/03/12 até 22/03/12.

Os *slides* da apresentação estarão disponíveis para visualização e *download* no *website* [www.aestiete.com.br/ri](http://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 a perspectivas dos negócios da AES Tietê, 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 onze 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 2.659 (MW), o que corresponde a 18% da energia gerada no Estado, de acordo com dados da Secretaria Estadual de Energia, Recursos Hídricos e Saneamento. A Companhia também possui outras sete pequenas centrais hidrelétricas (PCH) no Estado de Minas Gerais. Em 2011, a Empresa gerou 13.860,4 GWh de energia e obteve Receita Líquida de R\$ 1,9 bilhão e Ebitda de R\$ 1,5 bilhão.

## ANEXOS - DADOS CONSOLIDADOS - R\$ mil

CONSOLIDADO		
ATIVO	30.09.2011	31.12.2011
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>744.656</b>	<b>748.366</b>
DISPONIBILIDADES	387.315	441.940
Caixa e bancos	20.814	44.520
Aplicações financeiras	366.501	397.420
CRÉDITOS	256.503	270.368
Revendedores	22.916	33.053
Contas a receber de partes relacionadas	233.587	237.315
OUTROS	100.838	36.058
Tributos e contribuições sociais	59.889	22.712
Outros créditos	40.949	13.346
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>3.397.702</b>	<b>3.382.351</b>
Tributos e contribuições sociais diferidos	27.150	-
Títulos a recuperar	112.124	109.411
Outros tributos compensáveis	-	788
Cauções e depósitos vinculados	66.460	66.833
Outros créditos	804	14.576
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	(14.576)
Imobilizado	3.140.989	3.155.579
Intangível	50.175	49.740
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>4.142.358</b>	<b>4.130.717</b>

CONSOLIDADO		
PASSIVO	30.09.2011	31.12.2011
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>	<b>513.166</b>	<b>600.464</b>
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	57.822	25.718
Empréstimos e financiamentos	(981)	220
Encargos de dívidas	58.803	25.498
FORNECEDORES	74.445	67.314
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	329.371	384.699
DIVIDENDOS PROPOSTOS E DECLARADOS	3.489	27.813
PROVISÕES	21.584	64.818
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	18.241	11.099
Provisão para litígios e contingências	3.343	53.719
OUTRAS CONTAS A PAGAR	26.455	30.102
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>1.662.173</b>	<b>1.576.177</b>
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	898.160	898.455
PROVISÕES PARA LITÍGIOS E CONTINGÊNCIAS	104.221	47.122
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS	654.045	619.438
PROVISÃO PARA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO	5.093	10.456
OUTROS	654	706
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>1.967.019</b>	<b>1.954.076</b>
Capital Social	207.227	207.227
Reservas de Capital	253.546	253.577
Reservas de Lucro - Legal	41.446	41.445
Ajuste de avaliação patrimonial	1.217.569	1.198.707
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	-	253.120
Lucros acumulados	247.231	-
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>	<b>4.142.358</b>	<b>4.130.717</b>

Demonstração dos Resultados	4T10	4T11	Var (%) 4T11 X 4T10	2010	2011	Var (%) 2011 X 2010
Receita Operacional Bruta	442,503	570,078	28.8%	1,844,496	1,983,779	7.6%
Suprimento e Transporte de Energia	442,502	570,079	28.8%	1,844,449	1,983,764	7.6%
Outras Receitas	1	(1)	-150.0%	47	16	-67.0%
Deduções da Receita Operacional	(21,770)	(28,254)	29.8%	(90,173)	(97,823)	8.5%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>420,733</b>	<b>541,824</b>	<b>28.8%</b>	<b>1,754,324</b>	<b>1,885,956</b>	<b>7.5%</b>
Custos do Serviço de Energia Elétrica	(175,968)	(164,854)	-6.3%	(602,434)	(583,633)	-3.1%
Pessoal	(19,332)	(19,294)	-0.2%	(69,108)	(71,274)	3.1%
Material	(1,832)	(2,889)	57.7%	(5,688)	(6,232)	9.6%
Serviços de Terceiros	(25,250)	(20,201)	-20.0%	(72,804)	(68,640)	-5.7%
Compensação Financeira para Utilização de Recursos Hídricos	(12,381)	(17,021)	37.5%	(60,906)	(63,676)	4.5%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(37,570)	(20,433)	-45.6%	(93,014)	(83,114)	-10.6%
Transmissão e Conexão	(22,880)	(26,298)	14.9%	(92,530)	(98,428)	6.4%
Depreciação e Amortização	(40,935)	(41,746)	2.0%	(168,568)	(164,093)	-2.7%
Provisões Operacionais	3,721	180	-95.2%	(7,593)	(7)	-99.9%
Outras despesas (receitas) operacionais	(19,510)	(17,152)	-12.1%	(32,223)	(28,169)	-12.6%
<b>Resultado do Serviço</b>	<b>244,765</b>	<b>376,970</b>	<b>54.0%</b>	<b>1,151,890</b>	<b>1,302,323</b>	<b>13.1%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>285,700</b>	<b>418,716</b>	<b>46.6%</b>	<b>1,320,458</b>	<b>1,466,416</b>	<b>11.1%</b>
Receita (Despesa) Financeira	(15,009)	(4,335)	-71.1%	(57,132)	(46,582)	-18.5%
Receitas Financeiras	16,280	12,375	-24.0%	86,470	53,980	-37.6%
Despesas Financeiras	(26,623)	(21,954)	-17.5%	(108,855)	(95,512)	-12.3%
Variações Monetárias/cambiais - líquidas	(4,666)	5,244	-212.4%	(34,747)	(5,050)	-85.5%
<b>Resultado Antes dos Tributos</b>	<b>229,756</b>	<b>372,635</b>	<b>62.2%</b>	<b>1,094,758</b>	<b>1,255,741</b>	<b>14.7%</b>
Provisão para IR e Contribuição Social	(69,240)	(114,757)	65.7%	(385,988)	(435,932)	12.9%
Impostos Diferidos	6,709	4,744	-29.3%	28,570	25,055	-12.3%
<b>Lucro Líquido do Exercício</b>	<b>167,224</b>	<b>262,623</b>	<b>57.0%</b>	<b>737,340</b>	<b>844,864</b>	<b>14.6%</b>

## 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 no Brasil, 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.

**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, com a finalidade de viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes da CCEE, restritos ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

**CDI (Certificado de Depósito Interbancário)** - Taxa de referência no mercado de juros, originada da média negociada entre instituições financeiras.

**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.

**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. É o órgão responsável pelo planejamento energético nacional, englobando geração, transmissão, distribuição, petróleo e gás.

**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.

**MRE** (Mecanismo de Realocação de Energia) - É direcionado a um pleno aproveitamento do parque produtivo, resultando num processo de transferência de energia entre geradores.

**ONS** (Operador Nacional do Sistema Elétrico) - 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 Km<sup>2</sup>.

**Repasso de energia livre** - 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. Essa medida foi necessária em decorrência da criação da RTE, que buscava equacionar parte 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.

**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) - 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)** - Tarifa destinada ao pagamento pelo uso do sistema de distribuição.

**TUSTrb (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão)** - Tarifa relativa ao uso de instalações da Rede Básica, que considera os custos de operação e expansão das linhas de transmissão.