

Resultados econômico-financeiros 3T11

LUCRO LÍQUIDO DA AES TIETÊ ATINGE R\$ 228,4 MILHÕES NO 3T11

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

No 3T11, a AES Tietê apurou lucro líquido de R\$ 228,4 milhões, o que representa um aumento de 14,8% na comparação com o resultado obtido no mesmo período do ano anterior. Esse desempenho é resultado, principalmente, do maior volume de energia vendida por meio do contrato bilateral com a AES Eletropaulo e do reajuste do preço desse contrato, em 8,65%, ocorrido em 4 de julho de 2011.

Com uma atuação focada na excelência operacional e na disponibilidade de geração de energia, a Companhia mantém para 2011 um investimento previsto de R\$ 169,0 milhões. Os recursos estão sendo destinados à modernização e manutenção preventiva de suas usinas, e às finalizações das construções da PCH São Joaquim e PCH São José. No acumulado do ano, já foram investidos R\$ 118,6 milhões dos quais R\$ 46,2 milhões durante o 3T11, que foram destinados principalmente ao programa de modernização das usinas de Nova Avanhandava, Ibitinga e Caconde.

Dando continuidade à prática de distribuição de proventos adotada desde 2006, a AES Tietê distribuirá a seus acionistas, na forma de dividendos, a totalidade do lucro distribuível obtido no 3T11.

Destaques do trimestre



Volume de energia gerada 5% superior à garantia física



Redução de 1% nos custos e despesas



Aumento de 15% no Lucro Líquido



R\$ 46 milhões em Investimentos

R\$ milhões	3T10	3T11	Var (%)
Receita Líquida	471,2	518,6	10,1%
Custos e Despesas Operacionais*	-114,7	-113,5	-1,0%
EBITDA	356,5	405,1	13,6%
Margem EBITDA - %	75,7%	78,1%	2,5 p.p.
Lucro Líquido	198,9	228,4	14,8%
Margem Líquida - %	42,2%	44,0%	1,7 p.p.
Patrimônio Líquido	2.061,1	1.967,0	-4,6%
Dívida Líquida	398,3	568,7	42,8%

*não inclui depreciação

Índices	3T10	3T11	Var (%)
Lucro Líq** / PL (vezes)	0,3x	0,5x	43,0%
Dívida Líquida/ PL (vezes)	0,2x	0,3x	49,6%
Dívida Líquida/ EBITDA** (vezes)	0,3x	0,3x	6,8%
EBITDA/ Desp.Financ. (vezes)	11,5x	13,2x	15,2%

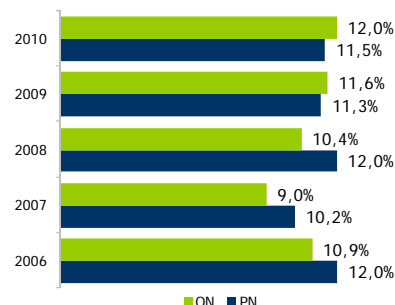
** últimos 12 meses

Dados Operacionais	3T10	3T11	Var (%)
Energia Gerada - GWh	3.302,0	3.174,3	-3,9%
Preço Contrato Bilateral*** (R\$/MWh)	159,59	173,25	8,6%
Investimentos - R\$ milhões	29,4	46,2	56,9%
Funcionários	335	343	2,4%

*** Contrato com AES Eletropaulo

São Paulo, 10 de novembro de 2011 - A AES Tietê S.A. (BM&FBovespa: GETI3 e GETI4; OTC: AESAY e AESYY) anunciou hoje os resultados referentes ao 3º trimestre de 2011 (3T11). 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

GETI3: R\$ 21,56 GETI4: R\$ 24,58 (09/11/11)

VALOR DE MERCADO: R\$ 8.775 MM

VALOR DE MERCADO: US\$ 5.010 MM

DESTAQUES DO 3T11

Operacional

- ↑ Geração de energia 5% superior à garantia física.
- ↑ Investimentos de R\$ 46,2 milhões no período, destinados especialmente ao programa de modernização das usinas de Nova Avanhandava (347MW), Ibitinga (132MW) e Caconde (80MW).

Financeiro

- ↑ Receita líquida de R\$ 518,6 milhões, o que representa um aumento de 10,1% em relação ao 3T10, devido ao maior volume de energia vendida por intermédio do contrato bilateral com a AES Eletropaulo.
- ↑ Redução de 1% nos custos e despesas operacionais, na comparação com o mesmo período do ano anterior, devido principalmente à redução de 18,6% no volume de energia comprada para revenda.
- ↑ Ebitda 13,6% superior quando comparado ao 3T10, encerrando o trimestre em R\$ 405,1 milhões, com margem de 78,1%.
- ↑ Lucro líquido de R\$ 228,4 milhões, resultado 14,8% superior ao obtido no 3T10.

Eventos Subsequentes

- ↑ Em 10 de novembro de 2011, o Conselho de Administração aprovou a distribuição de R\$ 247,2 milhões na forma de dividendos, correspondentes a 108,3% do lucro líquido do 3T11, na seguinte proporção: R\$ 0,62 por ação ordinária e R\$ 0,68 por ação preferencial. O pagamento será efetuado em 25 de novembro de 2011.

Governança Corporativa

- ↑ A Companhia foi a vencedora do 13º Prêmio Abrasca, pelo melhor Relatório Anual, na Categoria de empresas com faturamento até R\$ 2 bilhões.

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. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do Brasil se encontra 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 Operador Nacional do Sistema (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 a produtividade das usinas hidrelétricas depende do índice pluviométrico para acumulação de água em seus reservatórios. O SIN permite que toda a energia gerada no sistema seja captada e distribuída da maneira mais adequada por todo o País, permitindo a troca de energia entre regiões e obtendo benefícios da diversidade das bacias hidrográficas.

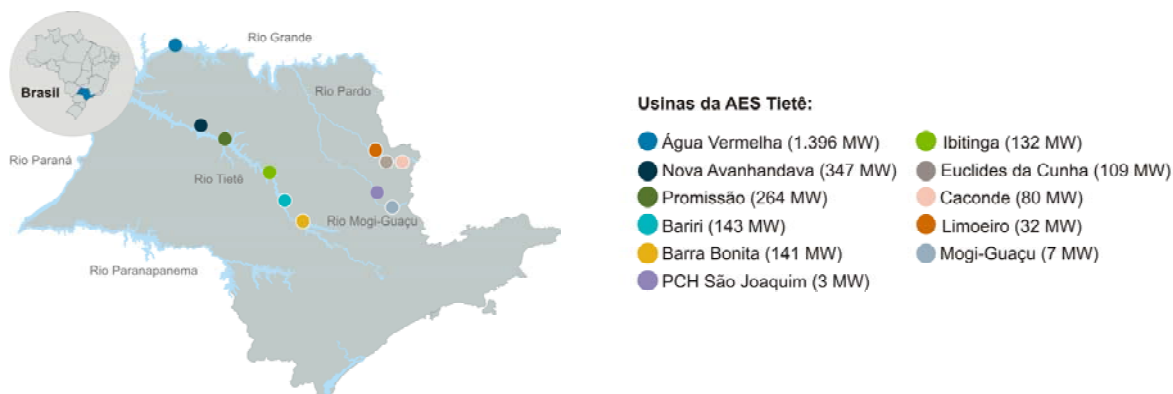
De acordo com as regras do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), o volume total de energia gerada no País será alocado para cada geradora do SIN de forma proporcional aos seus respectivos níveis de garantia física. Esta alocação busca garantir que todas as usinas participantes do MRE tenham seus níveis de energia assegurada, 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, com 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.



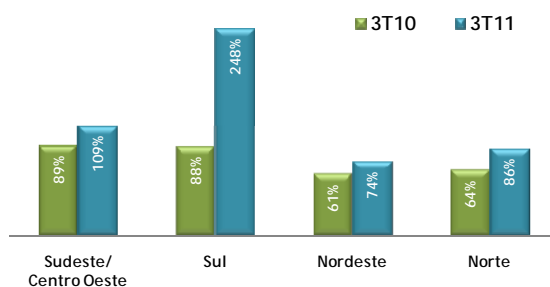
A Companhia também controla a AES Minas PCH Ltda (“PCH Minas”), que detém sete PCHs no Estado de Minas Gerais, sendo que uma delas está desativada, sob estudo de viabilidade técnica. A capacidade total instalada das PCHs em operação é de 5,4 MW, com garantia física de 4,4 MW médios.

RESERVATÓRIOS

No trimestre, assim como no restante do ano, o nível de precipitações vem se mantendo acima da média histórica. No subsistema Sudeste/Centro-Oeste, as afluições ficaram acima da média nos meses de julho e agosto (18% e 16%, respectivamente), e abaixo da média, em 6%, para o mês de setembro.

No 3T11, a energia natural afluente¹ no subsistema Sudeste/Centro-Oeste ficou acima da média histórica e da registrada no 3T10, assim como nos demais subsistemas, conforme demonstra o gráfico abaixo. Destaca-se o subsistema Sul, que ficou 248% acima da média no 3T11, em função do grande volume de precipitações, principalmente em agosto, quando a energia natural afluente ficou 309% acima da média histórica desse mês.

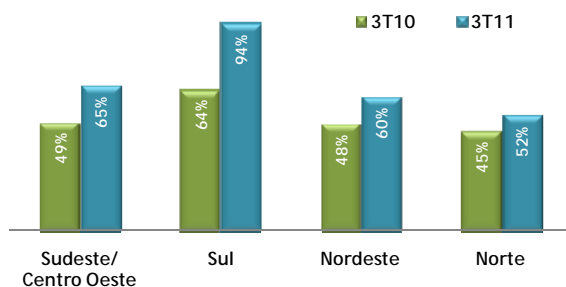
Energia Natural Afluente
(% da média de longo prazo)



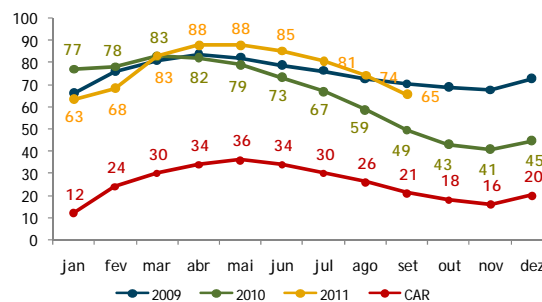
Fonte: ONS (Setembro/11)

Devido à grande ocorrência de precipitações, ao final do 3T11 os reservatórios apresentavam nível de armazenamento confortável em todas as regiões do Brasil, como pode ser observado no gráfico abaixo à esquerda. No mesmo período, os níveis de armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, onde estão localizadas as usinas da AES Tietê, alcançaram um volume 44,4% superior à Curva de Aversão ao Risco (CAR), calculada pelo ONS, conforme demonstrado no gráfico abaixo à direita.

Nível dos Reservatórios (%)



Curva de Aversão ao Risco - Submercado SE/CO

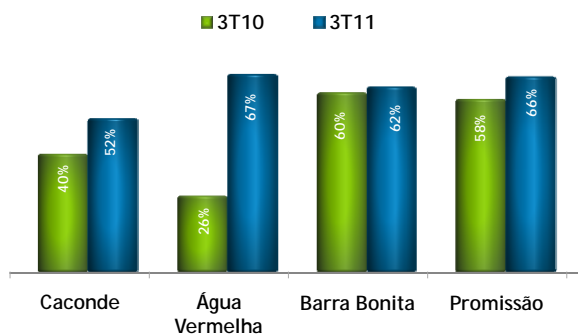


No final do mês de setembro de 2011, o nível dos reservatórios das usinas da AES Tietê era de 65%, desempenho superior ao observado no mesmo período de 2010, quando este percentual foi de 43%.

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

Conforme mencionado anteriormente, a afluência de chuvas dos últimos meses contribuiu para a manutenção dos reservatórios das usinas da AES Tietê durante o 3T11 em níveis mais elevados que no ano passado. Um dos destaques foi a usina de Água Vermelha que, além de ter sido favorecida pelas boas afluências no período, foi menos despachada segundo determinação do ONS. A opção do ONS foi despachar outras usinas a montante (que estão mais próximas da cabeceira do rio) e armazenar água no reservatório de Água Vermelha, com o intuito de otimizar a operação do sistema.

Nível dos reservatórios - AES Tietê



FONTES DE RECEITA

AES Eletropaulo

A quantidade de energia contratada por meio do contrato bilateral com a AES Eletropaulo é de 11.108 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, é de R\$ 8,99/MWh.

Já os preços aplicados à 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\$ 113,32/MWh no 3T10 para R\$ 21,29/MWh no 3T11. 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 afluências verificadas no período, que ficaram acima da média histórica.

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.

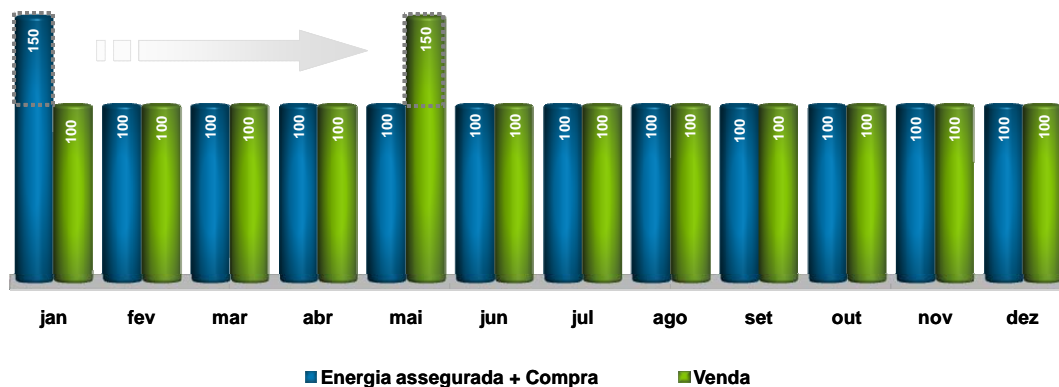
Outros Contratos Bilaterais

Para aproveitar oportunidades de mercado e rentabilizar a energia incentivada proveniente de suas PCHs, a Companhia vem firmando, desde 2009, contratos bilaterais de venda de energia de curto e longo prazo. Essa energia, que até então era vendida à AES Eletropaulo, passou a ser comercializada para clientes especiais, que são consumidores ligados em média tensão, com demanda entre 500kW e 3.000kW, 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 das usinas da Companhia 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 como esta, 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 34% do total da energia gerada pela Companhia.²

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 8% da energia gerada pela Companhia.²

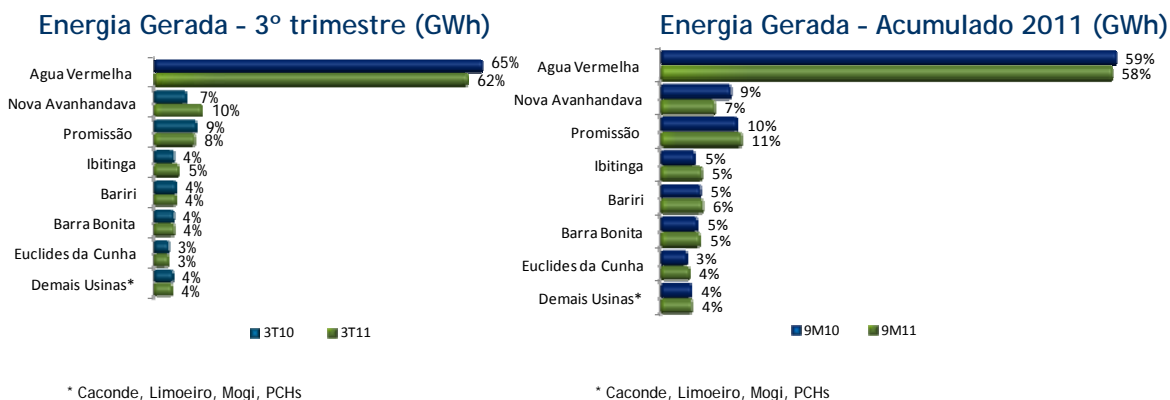
No Rio Grande, no município de Ouroeste, divisa dos estados de São Paulo e Minas Gerais, fica a usina de Água Vermelha, a maior hidrelétrica da Companhia, que responde sozinha por 58% da energia gerada pela AES Tietê.²

Conforme demonstrado na tabela abaixo, o volume total de energia gerado no 3T11 pelas usinas da AES Tietê foi 3,9% inferior ao do 3T10. No acumulado do ano, a redução foi de 9,0%.

Apesar das melhores condições hidrológicas e do nível mais elevado dos reservatórios em 2011, o despacho centralizado do ONS, que busca otimizar a operação do sistema, determinou um menor volume de geração para as usinas da AES Tietê nos últimos meses. Apesar dessa redução em relação ao 3T10, a geração total das usinas da Companhia no 3T11 foi de 105% da garantia física (112% da garantia física no 3T10). Nos 9M11, a geração foi de 126% da assegurada ante os 129% verificados nos 9M10.

Geração (Consolidado) - GWh	3T10	3T11	Variação (%) 3T11 x 3T10	9M10	9M11	Variação (%) 9M11 x 9M10
Energia Gerada Bruta	3.302,0	3.174,3	-3,9%	11.158,5	10.158,8	-9,0%

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



A redução do volume de energia gerada em 2011 deve-se, principalmente, ao menor volume gerado pela usina de Água Vermelha (1.960,5 GWh no 3T11 ante 2.141,5 GWh no 3T10), em função do menor despacho do ONS. Essa redução foi parcialmente compensada pelo aumento de 38% (84,6 GWh) na geração da usina de Nova Avanhandava, em comparação ao 3T10.

Além disso, no acumulado do ano, os volumes de geração das usinas de Promissão, Bariri e Euclides da Cunha aumentaram sua representatividade na geração bruta consolidada da Companhia, em 1 ponto percentual cada.

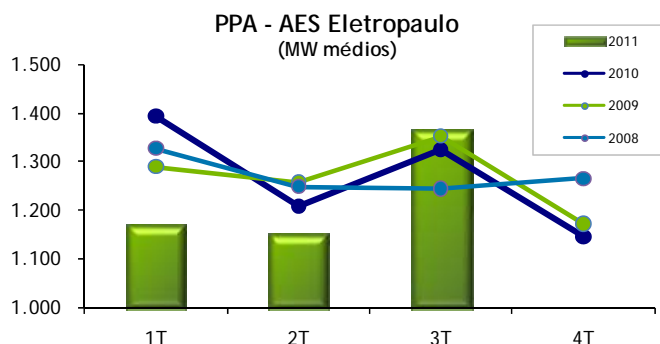
² Dados referentes aos 9M11.

ENERGIA FATURADA

A energia faturada permaneceu estável no 3T11, se comparada ao 3T10. Nos 9M11, foi verificada uma redução de 3,2%, em relação ao mesmo período do ano anterior. As variações serão explicadas a seguir.

Energia Faturada (Consolidado) - GWh	3T10	3T11	Variação (%) 3T11 x 3T10	9M10	9M11	Variação (%) 9M11 x 9M10
Energia Faturada	3.602,2	3.607,5	0,1%	11.482,8	11.114,2	-3,2%
Contrato Bilateral AES Eletropaulo	2.925,0	3.010,6	2,9%	8.578,2	8.044,5	-6,2%
CCEE	594,1	451,5	-24,0%	2.689,3	2.723,3	1,3%
<i>Spot</i>	186,6	341,0	82,8%	1.135,3	1.188,2	4,7%
<i>MRE</i>	407,5	110,5	-72,9%	1.554,0	1.535,0	-1,2%
Outros Contratos Bilaterais	83,2	145,4	74,9%	215,3	346,5	60,9%

No 3T11, as vendas para a AES Eletropaulo totalizaram 3.010,6 GWh, 2,9% acima do volume vendido no 3T10. No acumulado do ano (9M11), as vendas para a AES Eletropaulo somaram 8.044,5 GWh, ou seja 72,4% da quantidade a ser entregue por meio do contrato bilateral no total do ano, o que significa uma redução de 6,2% em relação ao mesmo período de 2010. Essa variação 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 uma redução de 24,0% se comparado ao 3T10, resultado do menor volume de energia liquidada no MRE (72,9%), parcialmente compensado pelo maior volume de energia secundária liquidada no *spot* (82,8%).

No acumulado do ano, o volume faturado por meio do CCEE cresceu 1,3% se comparado aos 9M10. Esse desempenho decorre da combinação entre o maior volume do mercado *spot* (4,7%) e a redução das vendas no MRE (-1,2%).

Já o volume de vendas em contratos bilaterais superou em 74,9% o volume registrado no 3T10. Nos 9M11, houve aumento significativo de 60,9% em relação ao mesmo período de 2010, reflexo da busca por novas oportunidades de mercado.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

RECEITA BRUTA

No 3T11, a receita operacional bruta da AES Tietê alcançou R\$ 544,9 milhões, montante 10,0% superior ao registrado no mesmo período do ano anterior (R\$ 495,4 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 e o crescimento de 2,9% no volume de energia faturada por meio desse contrato; e
- (ii) elevação de 74,9% no volume de energia vendida por intermédio de outros contratos bilaterais (145,4 GWh no 3T11 ante 83,2 GWh no 3T10).

Tais fatores foram parcialmente compensados pela redução de 57,1% no volume de energia vendida por meio da CCEE (451,5 GWh no 3T11 ante 594,1 GWh no 3T10), decorrente de um menor volume de energia faturada no MRE (297 GWh) combinado a uma queda dos preços no mercado *spot*, que resultou em uma receita 51,3% menor, apesar do maior volume vendido nesse mercado.

No acumulado do ano (9M11), foi verificada uma ligeira alta na receita operacional bruta, de 0,8%, reflexo da estabilidade na receita com a AES Eletropaulo em função do menor volume entregue, que foi parcialmente compensado pelo aumento do preço médio entre os períodos. As vendas por meio de outros contratos bilaterais, que aumentaram 51,7% (346,5 GWh nos 9M11 comparados a 215,3 GWh nos 9M10), também contribuíram positivamente.

Receita Bruta (Consolidado) - R\$ milhões	3T10	3T11	Variação (%) 3T11 x 3T10	9M10	9M11	Variação (%) 9M11 x 9M10
Suprimento de Energia	495,4	544,9	10,0%	1.401,9	1.413,7	0,8%
Contrato Bilateral AES Eletropaulo	466,8	521,6	11,7%	1.326,1	1.326,2	0,0%
CCEE	18,0	7,7	-57,1%	46,8	43,4	-7,3%
<i>Spot</i>	13,8	6,7	-51,3%	34,8	28,7	-17,6%
<i>MRE</i>	2,8	1,0	-65,0%	12,6	13,8	9,4%
<i>Outras (Administrativos)</i>	1,4	0,0	-99,1%	(0,6)	0,9	-268,3%
Outros Contratos Bilaterais	10,6	15,6	47,3%	29,0	44,1	51,7%

Receita por fonte

AES Eletropaulo

No 3T11, a receita bruta auferida com o contrato bilateral com a AES Eletropaulo foi de R\$ 521,6 milhões, aumento de 11,7% em relação ao 3T10. Esse desempenho é reflexo do maior volume de energia faturada por meio desse contrato e do reajuste de preço, como citado anteriormente. No acumulado do ano, foi contabilizada uma receita de R\$ 1.326,2 milhões, permanecendo estável em relação ao mesmo período do ano passado. Tal estabilidade é decorrente do menor volume de energia alocado no 1S11 em função da sazonalidade, bem como do efeito positivo gerado pelo reajuste de 8,65%, a partir de julho de 2011.

CCEE (MRE, *Spot* e Administrativas)

A redução na receita bruta faturada por meio da CCEE foi de 57,1% na comparação trimestral, resultante do menor volume de energia faturada no MRE combinado aos menores preços no mercado *spot*, conforme explicado anteriormente.

Nos 9M11, a redução foi de 7,3% em relação ao mesmo período do ano anterior, totalizando R\$ 43,4 milhões. Contribuíram para esse resultado a menor receita no mercado *spot* (-17,6%), parcialmente compensada pelo aumento de 9,4% nas receitas com MRE, e o aumento da receita, em R\$ 1,5 milhão, na linha Outras (Administrativos).³

³ O valor negativo na linha Outras (Administrativos) observado nos 9M10 reflete uma reversão de provisão ocorrida no 2T10, no valor de R\$ 2,7 milhões.

Outros Contratos Bilaterais

A receita bruta com outros contratos bilaterais apresentou acréscimo, de 47,3% e de 51,7%, no 3T11 e nos 9M11, respectivamente, que reflete, como mencionado anteriormente, a busca por novas 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 3T11, R\$ 26,3 milhões em deduções de receita ante R\$ 24,3 milhões no 3T10. A variação de 8,2%, inferior à verificada na receita bruta, é explicada pela maior receita do contrato com a AES Eletropaulo que tem alíquota de 3,65% e representou 95,7% da receita bruta total da Companhia.

Na comparação entre os 9M11 e os 9M10, as deduções apresentaram variação positiva de 1,7%, superior à registrada na receita bruta, de 0,8%, no mesmo período. Esse desempenho é explicado pela estabilidade na receita do contrato com a AES Eletropaulo, que tem alíquota 3,65%, e pelo incremento de 51,7% na receita proveniente dos outros contratos bilaterais, com alíquota de 9,25%.

RECEITA LÍQUIDA

A receita operacional líquida da AES Tietê totalizou R\$ 518,6 milhões no 3T11, montante 10,1% superior ao registrado no 3T10. Esse desempenho reflete principalmente o maior volume de energia vendida para a AES Eletropaulo combinado com o reajuste no preço ocorrido em julho.

Já na comparação entre os 9M11 e os 9M10 foi verificado um aumento de 0,8%, permanecendo em linha com a variação da receita operacional bruta, explicada anteriormente.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS⁴

	3T10	3T11	Var (%) 3T11 X 3T10	9M10	9M11	Var (%) 9M11 X 9M10
Pessoal	17.558	18.767	6,9%	51.769	53.201	2,8%
Material e Serviços de Terceiros	18.820	22.413	19,1%	51.406	51.782	0,7%
Comp. Financ. Utiliz. Rec.Híd.	14.366	14.596	1,6%	48.525	46.655	-3,9%
Energia Comprada para Revenda	33.762	27.473	-18,6%	55.444	62.681	13,1%
Transmissão e Conexão	22.863	25.801	12,9%	69.650	72.130	3,6%
Provisões Operacionais	2.259	(5)	-100,2%	11.379	(1.142)	-110,0%
Outras despesas (receitas)	5.032	4.450	-11,6%	10.667	11.125	4,3%
Total de Custos e Despesas	114.660	113.495	-1,0%	298.840	296.432	-0,8%

⁴ Consideram duas reclassificações no 9M10 em relação ao ITR: (i) o valor relativo à parcela de juros e multas da provisão para contingências constituídas no 2T10, devido ao processo administrativo movido pela Receita Federal referente a compensações realizadas entre débitos de IR/CSLL, dos anos de 2004 e 2005, com créditos de anos anteriores, que está apresentada na linha de despesas financeiras (R\$ 4,8 milhões); (ii) o valor referente à atualização da parcela na discussão judicial entre a AES Tietê e a AES Sul, que está apresentada na linha de variações monetárias (R\$ 2,5 milhões).

Os custos e despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, somaram R\$ 113,5 milhões no 3T11, representando uma redução de 1,0% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Na comparação dos 9M11 com os 9M10, os custos e despesas operacionais registraram queda de 0,8%.

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

Pessoal

As despesas com pessoal totalizaram R\$ 18,8 milhões no 3T11, um aumento de 6,9% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, enquanto a inflação medida pelo IGP-M variou 7,5% nos últimos 12 meses. Tal variação é influenciada pelo aumento verificado nos seguintes itens: (i) despesas com salários, benefícios e encargos, que refletem o maior número de funcionários e o dissídio de 5% válido desde junho/2011, que será complementado com reajuste de 3,15% em dezembro de 2011 (R\$ 0,6 milhão); (ii) provisões, em especial para férias, 13º salário e gratificações (R\$ 0,3 milhão); e (iii) condenações, indenizações e acordos trabalhistas (R\$ 0,2 milhão).

Na comparação dos 9M11 com os 9M10, as despesas cresceram 2,8%, influenciadas pelo aumento das despesas com salários, benefícios e encargos (R\$ 1,9 milhão), que foi parcialmente compensado pela redução de R\$ 0,8 milhão na linha de condenações, indenizações e acordos trabalhistas, em função do patamar elevado das referidas despesas em 2010.

Material e serviços de terceiros

No 3T11, as despesas com material e serviços de terceiros totalizaram R\$ 22,4 milhões, uma elevação de 19,1% na comparação com o mesmo trimestre do ano anterior, devido aos seguintes fatores:

- (i) manutenção de equipamentos de geração das usinas de Barra Bonita, Bariri e Nova Avanhandava (R\$ 2,5 milhões);
- (ii) gastos com o programa de reintegração de posse das áreas das bordas dos reservatórios das usinas (R\$ 1,0 milhão); e
- (iii) gastos relacionados ao projeto que busca ganhos de eficiência e melhorias na gestão de custos, com o objetivo de reduzir as despesas no médio e longo prazo (R\$ 0,7 milhão).

Comparando os 9M11 com os 9M10, a conta apresentou ligeira variação de 0,7%, resultado do aumento nos gastos de consultoria (R\$ 3,2 milhões), devido principalmente ao projeto de eficiência e melhorias na gestão de custos, compensado pela redução dos custos com manutenção e conservação das usinas que decorre principalmente da manutenção bianual das eclusas de Barra Bonita, Bariri, Ibitinga, Promissão e Nova Avanhandava, ocorrida em 2010 (R\$ 5,2 milhões).

Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)

No 3T11, as despesas com a CFURH cresceram 1,6% em relação ao mesmo período de 2010, em decorrência do reajuste de 5,6% na Tarifa Atualizada de Referência (TAR), que foi fixada em R\$ 68,34/MWh a partir de janeiro de 2011. Tal variação foi parcialmente compensada pela redução de 3,9% no volume de energia gerada (3.174 GWh no 3T11 ante 3.302 GWh no 3T10).

No acumulado do ano (9M11 x 9M10), a conta apresentou queda de 3,9%. Essa redução deve-se ao decréscimo de 9,0% no volume de energia gerada (10.159 GWh nos 9M11 ante 11.159 GWh nos 9M10), que foi parcialmente compensado pelo reajuste da TAR, que passou de R\$ 64,69/MWh em 2010 para R\$ 68,34/MWh em 2011.

Energia Comprada para Revenda

O custo com energia comprada para revenda registrou redução de 18,6%, passando de R\$ 33,8 milhões no 3T10 para R\$ 27,5 milhões no 3T11. Esse resultado é influenciado principalmente pela redução nas compras no mercado *spot* (50,1 GWh no 3T11 ante 89,8 GWh no 3T10) combinada ao

menor preço médio verificado neste mercado em 2011 (R\$ 21,29/MWh no 3T11 ante R\$ 113,32/MWh no 3T10). Por outro lado, as compras no MRE foram elevadas nesse trimestre, fator que foi compensado pela redução nos gastos com compra de energia através de contratos bilaterais, principalmente em função dos menores preços praticados neste ano. O preço médio da energia comprada para revenda foi de R\$ 121,8/MWh no 3T10 comparado a R\$ 58,4/MWh no 3T11.

Quando comparados os 9M11 ao mesmo período do ano anterior, os gastos com energia comprada para revenda aumentaram 13,1% (R\$ 7,2 milhões), influenciados principalmente pelo maior volume de energia comprada (1.191,8 GWh nos 9M11 ante 538,1 GWh nos 9M10). O volume de energia comprada no MRE responde por grande parte desse aumento, por conta do menor volume de energia gerada na usina de Água Vermelha (vide seção “Desempenho Operacional - Energia gerada”). Entretanto, o menor preço médio praticado em 2011 (R\$ 58,4/MWh nos 9M11 ante R\$ 109,8/MWh nos 9M10) compensou parcialmente esse efeito.

Transmissão e Conexão

Os custos de transmissão e conexão aumentaram em R\$ 2,9 milhões em comparação ao 3T10, totalizando R\$ 25,8 milhões no 3T11. Essa variação é explicada pelos seguintes fatores:

- (i) reajuste de 15,2% na TUST-rb da usina de Água Vermelha em julho/2011 (R\$ 2,0 milhões); e
- (ii) reajuste médio de 13,5%⁵ 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\$ 0,7 milhão)

Nos 9M11, os custos de transmissão e conexão apresentaram alta de 3,6%, passando de R\$ 69,7 milhões nos 9M10 para R\$ 72,1 milhões nos 9M11. 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\$ 1,0 milhão); e
- (iii) reajuste da TUST-rb da usina de Água Vermelha (R\$ 0,5 milhão).

Provisões Operacionais

No 3T11, as provisões operacionais foram significativamente menores que no 3T10. Essa variação é explicada pelo maior volume de provisões para contingências trabalhistas registradas em 2010. Naquele período, o trabalho de negociações e acordos trabalhistas foi intensificado, o que elevou as despesas com provisões. Portanto, o saldo entre provisões e reversões de provisões para contingências trabalhistas no 3T10 foi de R\$ 2,2 milhões enquanto ficou praticamente nulo no 3T11.

Nos 9M11, as provisões operacionais registraram um valor negativo (receita) de R\$ 1,1 milhão, comparada a um valor positivo (despesa) de R\$ 11,4 milhões, verificado no mesmo período de 2010. Essa redução decorre dos seguintes fatores:

- (i) reversões de provisões superiores às provisões no período com efeito de R\$1,2 milhão;
- (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 nº 288/02; e

⁵ 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.

A questão referente ao item (ii) 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 quota 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 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 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 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.

- (iii) Constituição, em 2010, de provisão de contingência do processo administrativo movido pela Receita Federal no valor de R\$ 4,5 milhões, referente a compensações realizadas entre débitos de IRPJ e CSLL e créditos de anos anteriores.

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.

Outras Despesas

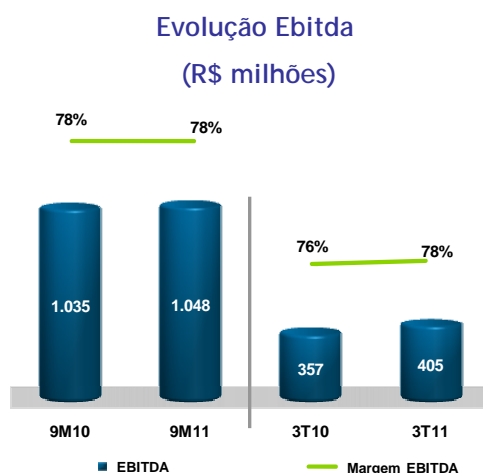
No 3T11, as outras despesas totalizaram R\$ 4,5 milhões, montante 11,6% inferior ao mesmo período do ano anterior. Essa variação é explicada por dois itens não recorrentes registrados em 2010:

- (i) o efeito positivo da reversão, no valor de R\$ 2,1 milhões, de parcela da provisão para créditos de liquidação duvidosa (PCLD) constituída em 2005 em virtude da intervenção no Banco Santos. Essa reversão foi resultante do recebimento de parte dos créditos do Banco Santos e representa 10% do montante detido pela Companhia em aplicações (CDBs) naquele momento; e
- (ii) o efeito negativo referente ao Despacho Aneel nº 2.517, de agosto de 2010, que determinou o recálculo dos repasses de energia livre para as geradoras, gerando a contabilização de um estorno de receita no valor de R\$ 2,7 milhões.

Em comparação aos 9M10, as outras despesas tiveram alta de 4,3%, totalizando R\$ 11,1 milhões nos 9M11.

EBITDA

No 3T11, o Ebitda da AES Tietê foi superior em 13,6% se comparado ao 3T10, alcançando R\$ 405,1 milhões, com margem de 78,1%. 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.



Na comparação dos 9M11 com o mesmo período do ano anterior, o Ebitda registrou variação positiva de 1,3%, enquanto a margem Ebitda ficou em 77,9%. A elevação do Ebitda é explicada, fundamentalmente, pela maior receita líquida do período, principalmente em função do acréscimo de 60,9% no volume de energia vendida por intermédio de contratos bilaterais (346,5 GWh nos 9M11 ante 215,3 GWh nos 9M10). Contribui também para tal desempenho a melhora de 0,8% nos custos e despesas entre os períodos comparados.

RESULTADO FINANCEIRO

No 3T11, a Companhia registrou resultado financeiro negativo de R\$ 18,0 milhões, comparado a um resultado também negativo de R\$ 13,7 milhões no 3T10. Essa variação foi influenciada pela menor receita financeira auferida neste trimestre, decorrente principalmente do saldo médio de aplicações financeiras (R\$ 409,5 milhões no 3T11 ante R\$ 567,2 milhões no 3T10)

Na comparação dos 9M11 com os 9M10, o resultado financeiro se manteve estável.

R\$ mil	3T10	3T11	Var (%) 3T11 X 3T10	9M10	9M11	Var (%) 9M11 X 9M10
Receitas Financeiras	17.415	12.644	-27,4%	70.191	41.605	-40,7%
Despesas Financeiras Total	(31.083)	(30.671)	-1,3%	(112.310)	(83.852)	-25,3%
Despesas Financeiras	(28.129)	(24.851)	-11,7%	(82.229)	(73.558)	-10,5%
Variações Monetárias	(2.954)	(5.820)	97,0%	(30.081)	(10.294)	-65,8%
Resultado Financeiro	(13.668)	(18.027)	31,9%	(42.119)	(42.247)	0,3%

Receitas Financeiras

Em 30 de setembro de 2011, as disponibilidades e investimentos da AES Tietê somavam R\$ 387,3 milhões ante R\$ 547,5 milhões em 30 de setembro de 2010. Tais disponibilidades estavam representadas por operações de curto prazo, com rentabilidade média em torno de 102,4% do CDI no 3T11, comparado à rentabilidade média de 103,3% do CDI no 3T10. Nos 9M11, a rentabilidade média foi de 102,7% do CDI (102,8% do CDI nos 9M10).

No 3T11, as receitas financeiras apresentaram decréscimo de 27,4% (R\$ 4,8 milhões) em relação ao 3T10, em decorrência do menor saldo médio de aplicações financeiras, que passou de R\$ 567,6 milhões no 3T10 para R\$ 409,5 milhões no 3T11. Tal redução foi parcialmente compensada pelo crescimento do CDI médio (12,18% a.a. no 3T11 comparado a 10,51% a.a. no 3T10).

Nos 9M11, foi registrado um decréscimo de 40,7% nas receitas financeiras (R\$ 28,6 milhões), se comparado ao mesmo período do ano anterior. Esse resultado foi influenciado pelo reconhecimento, no 1T10, do ganho de R\$ 27,7 milhões, referente à parcela de juros e multas do valor total recebido por conta da decisão favorável à Companhia na discussão judicial com Furnas (efeito não recorrente). Expurgando esse efeito, a receita financeira totalizaria R\$ 42,5 milhões nos 9M10, permanecendo estável em relação à receita dos 9M11 (R\$ 41,6 milhões).

Despesas Financeiras e Variações Monetárias

As despesas financeiras e variações monetárias somaram R\$ 30,7 milhões no 3T11, patamar praticamente estável quando comparado com o 3T10 (R\$ 31,1 milhões). Houve uma redução das despesas financeiras, influenciada principalmente pela capitalização dos juros da dívida, que compensou as maiores despesas com as debêntures em função da Selic mais elevada nesse trimestre. Em contrapartida, a desvalorização cambial elevou a atualização da provisão de Itaipu em R\$ 5,3 milhões (detalhes no quadro abaixo).

O provisionamento relativo à Itaipu refere-se ao período entre set/2003 e out/2004, quando a Companhia deteve uma liminar vigente para a suspensão da compra de quotas de Itaipu. Em dezembro de 2004, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 128, determinando que a distribuição das quotas de Itaipu para o ano de 2005 fosse feita somente entre as concessionárias de distribuição, excluindo-se os quotistas geradores, entre eles a AES Tietê.

Com a queda da liminar, a Companhia optou por provisionar o valor referente ao não pagamento e reajustá-lo mensalmente com a variação cambial. Uma vez que não há decisão definitiva a respeito desse processo, a Administração da Companhia decidiu manter o saldo dessa provisão.

Nos 9M11, as despesas financeiras e variações monetárias totalizaram R\$ 83,9 milhões, uma redução de 25,3% na comparação com os 9M10, quando totalizaram R\$ 112,3 milhões. Essa evolução reflete o efeito positivo da substituição da dívida com a Eletrobrás pelas debêntures. Este item foi parcialmente compensado pelo efeito não recorrente registrado no 1T10, que elevou a base de comparação: o recebimento de R\$ 14,9 milhões referente à correção monetária do valor histórico envolvido no processo judicial entre a AES Tietê e Furnas, em virtude do não pagamento dos valores relativos à correção monetária, juros e demais encargos incidentes sobre compra de energia no mercado de curto prazo entre setembro/1999 e julho/2000.

LUCRO LÍQUIDO

No 3T11, o lucro líquido da AES Tietê totalizou R\$ 228,4 milhões, 14,8% acima do verificado no 3T10. Tal resultado decorre do aumento da receita líquida verificada no período, em função da combinação entre o reajuste no preço do contrato bilateral com a AES Eletropaulo (8,65%) e o maior volume de energia faturada (2,9%), itens parcialmente compensados pela maior despesa financeira apurada no mesmo período.

Nos 9M11, o lucro líquido foi de R\$ 582,2 milhões, um aumento de 2,1%, se comparado aos 9M10, quando o lucro líquido auferido foi de R\$ 570,1 milhões. Se desconsiderado o efeito não recorrente registrado no 1T10, relativo à disputa judicial com Furnas, o lucro líquido dos 9M10 seria de R\$ 542,1 milhões e, portanto, o resultado obtido nos 9M11 corresponderia a um crescimento de 7,2% entre os períodos, devido principalmente à melhora do resultado financeiro, por conta da troca da dívida, e ao aumento da receita líquida, resultante do reajuste do preço da energia vendida para a AES Eletropaulo.

PROVENTOS

Os proventos referentes aos resultados do 3T11 totalizaram R\$ 247,2 milhões, valor que corresponde a 108,3% do lucro líquido do trimestre e que será distribuído na forma de dividendos no dia 25 de novembro de 2011, sendo: R\$ 0,618649063 por ação ordinária e R\$ 0,680513969 por ação preferencial.

A base de distribuição de dividendos considera a totalidade do lucro líquido do trimestre sob a forma de proventos, uma vez que a Reserva Legal atingiu o limite legal de 20% do capital social desde dezembro de 2005. Além disso, a mais valia dos ativos (ajuste de avaliação patrimonial a valor justo) elevou a despesa com depreciação da Companhia em R\$ 18,9 milhões no 3T11. Para fins de distribuição de dividendos, este valor não é considerado, ou seja, a despesa referente à mais valia do período é adicionada à base para a distribuição de dividendos.

Dividendos 3T11 (R\$ Milhões)	
Lucro do Exercício - 30 de setembro, 2011 em IFRS	228,4
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	18,9
Base para distribuição de dividendos	247,2
Saldo remanescente	-

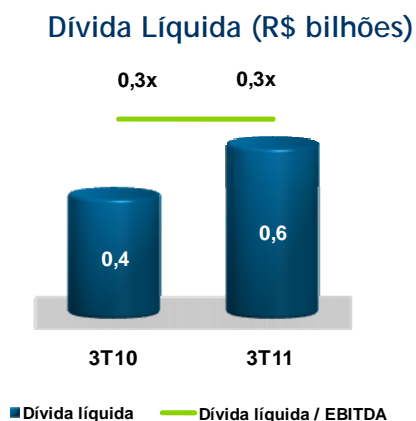
ENDIVIDAMENTO

em R\$ milhões		
Montante	Vencimento	Custo Nominal
956,0	04/2015	CDI + 1.20% a.a.

Em 30 de setembro de 2011, a dívida bruta da AES Tietê totalizava R\$ 956,0 milhões, integralmente representada 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 30 de setembro de 2010 (R\$ 945,8 milhões).

No encerramento do 3T11, as disponibilidades somavam R\$ 387,3 milhões, montante R\$ 160,2 milhões inferior ao saldo registrado no final do 3T10. Essa variação é explicada pelo menor saldo inicial de caixa no 3T11 devido ao desembolso para pagamento de dividendos durante o 2T11, no valor de R\$ 442,4 milhões, parcialmente compensado pela maior geração de caixa (R\$ 350,9 milhões no 3T11 versus R\$ 296,6 milhões no 2T11) que será detalhada a seguir.

Assim, a dívida líquida ao final do 3T11 era de R\$ 568,7 milhões, montante 42,8% superior em relação à posição de 30 de setembro de 2010, basicamente em razão do menor saldo médio de disponibilidades (R\$ 409,5 milhões no 3T11 ante R\$ 567,6 milhões no 3T10). Em 30 de setembro de 2011, a relação "dívida líquida/Ebitda", considerando o Ebitda dos últimos 12 meses era de 0,3x.



INVESTIMENTOS

Os investimentos estimados para 2011 somam R\$ 169 milhões, patamar superior ao histórico da Companhia, em função do programa de modernização das suas unidades geradoras, que busca manter a excelência operacional e assegurar a disponibilidade de geração de energia. No 3T11, os investimentos somaram R\$ 46,2 milhões. Já nos 9M11, o montante de investimentos alcançou R\$ 118,6 milhões, o que representa 70,2% do total estimado para o exercício.

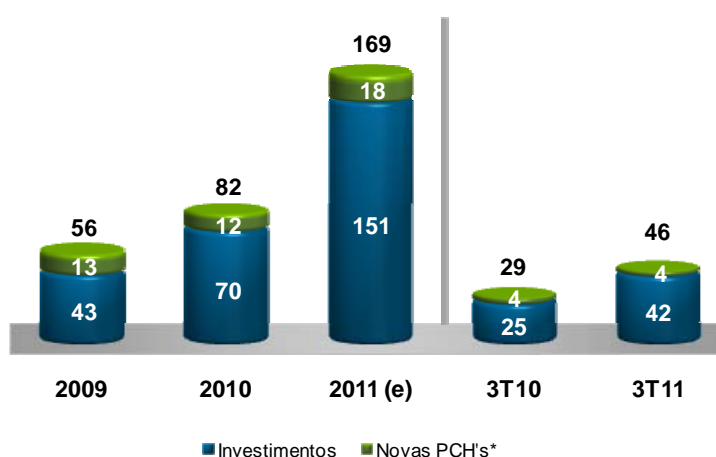
Principais investimentos realizados no 3T11:

- R\$ 35,8 milhões - equipamentos, modernização e TI, sendo:
 - R\$ 31,5 milhões em modernização, principalmente nas usinas de Caconde, Nova Avanhandava e Ibitinga;
 - R\$ 2,8 milhões em equipamentos e melhorias;
 - R\$ 1,5 milhão em TI.
- R\$ 3,7 milhões - PCH Jaguari-Mirim

Principais investimentos realizados nos 9M11:

- R\$ 89,3 milhões - equipamentos, modernização e TI sendo:
 - R\$ 75,4 milhões em modernização, principalmente nas usinas de Caconde, Nova Avanhandava e Ibitinga;
 - R\$ 9,2 milhões em equipamentos e melhorias;
 - R\$ 4,7 milhões em TI.
- R\$ 14,1 milhões - PCH Jaguari-Mirim

Histórico de Investimentos
(R\$ milhões)



* Pequenas Centrais Hidrelétricas

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, 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 Elétrico, 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 acerca dos termos da ação ordinária através da qual o Estado de São Paulo requer que a AES Tietê cumpra, em um prazo de 24 meses, a obrigação de expandir sua capacidade instalada. O juiz responsável pela ação ordinária concedeu liminar, determinando que a Companhia apresentasse seu plano para o cumprimento da Obrigação de Expansão em 60 dias. Visando cassar a liminar concedida a AES Tietê apresentou recurso ao Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo, o qual, em 3 de novembro, suspendeu a contagem do mencionado prazo.

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 próximo Leilão A-5, mas devido à indisponibilidade de gás para os projetos de usinas térmicas, não será possível participar do certame que ocorrerá no dia 20 de Dezembro de 2011. Para viabilizar o projeto, a Companhia trabalha com duas opções: (i) participar do próximo leilão A-3, previsto para ocorrer em março de 2012; ou (ii) avaliar a possibilidade de vender energia no mercado livre.

Contribuem também para atingimento 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 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 considerados para fins da Obrigação de Expansão.

FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

R\$ Milhões	3T10	4T10	1T11	2T11	3T11	9M10	9M11
SALDO DE CAIXA INICIAL	454,5	547,4	565,1	499,4	285,9	614,6	565,1
Geração Operacional de Caixa	318,8	290,5	298,8	296,6	350,9	1.028,7	946,3
Investimentos	(29,5)	(28,9)	(34,8)	(29,4)	(39,6)	(53,8)	(103,8)
Despesas Financeiras Líquidas	(7,1)	(16,7)	(10,5)	(22,6)	(13,5)	(25,8)	(46,6)
Amortização Líquida	-	-	-	-	-	(94,8)	-
Imposto de Renda	(17,1)	(10,9)	(315,0)	(15,8)	(17,0)	(366,5)	(347,7)
Caixa Livre	265,1	233,9	(61,5)	228,9	280,8	487,9	448,2
Dividendos e JSCP	(172,2)	(216,2)	(4,2)	(442,4)	(179,3)	(555,1)	(625,9)
SALDO DE CAIXA CONSOLIDADO	547,4	565,1	499,4	285,9	387,3	547,4	387,3

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 3T11 x 3T10

No 3T11, a geração de caixa operacional totalizou R\$ 350,9 milhões, 10,1% superior ao 3T10 (R\$ 318,8 milhões), em função principalmente da maior receita oriunda do contrato bilateral com a AES Eletropaulo, decorrente do reajuste do contrato ocorrido em julho de 2011.

O fluxo de caixa livre encerrou o 3T11 com variação positiva de R\$ 15,7 milhões quando comparado ao 3T10, passando de R\$ 265,1 milhões para R\$ 280,8 milhões. Essa variação é explicada principalmente pela combinação do aumento da geração de caixa operacional acima detalhado com o maior desembolso para investimentos em 2011.

Destaques 9M11 x 9M10

A geração de caixa operacional somou R\$ 946,3 milhões no 9M11, volume 8,0% inferior aos 9M10 (R\$ 1.028,7 milhão) devido aos seguintes fatores: (i) recebimento, no 1T10, de R\$ 42,6 milhões referentes à execução judicial da sentença contra Furnas; e (ii) redução de R\$ 37,4 milhões da receita proveniente do contrato bilateral com a AES Eletropaulo devido ao menor volume de energia vendida nos 9M11.

Nos 9M11, o fluxo de caixa livre totalizou R\$ 448,2 milhões, montante 8,1% inferior ao mesmo período de 2010. Essa variação é explicada pela combinação dos seguintes eventos: (i) maior geração de caixa nos 9M10, acima mencionada; (ii) acréscimo de R\$ 50,1 milhões em investimentos destinados à modernização das unidades geradoras; (iii) ausência de amortização líquida em 2011 devido à substituição da dívida com a Eletrobrás pela 1ª emissão de debêntures, ocorrida em maio de 2010.

DESEMPENHO DA AÇÃO

No 3T11, as ações ordinárias da AES Tietê registraram queda de 5% e as ações preferenciais, de 7%, encerrando o período cotadas a R\$ 21,39 e R\$ 23,50, respectivamente. Já o retorno total ao acionista (TSR) das ações preferenciais da Companhia registrou queda de 4%. No mesmo período, o Ibovespa apresentou desvalorização de 16% e o IEE, de 8%.

A AES TIETÊ CONVIDA PARA:

Teleconferência / *Webcast*

APRESENTAÇÃO:

Britaldo Soares - Diretor Presidente

Rinaldo Pecchio - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

DATA: sexta-feira, 11 de novembro de 2011

HORÁRIO: 13h30 (BR) / 10h30 (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: 5309185

DISPONIBILIDADE: 11/11/11 até 17/11/11.

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 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 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), o que corresponde a 20% 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 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\$ mil

CONSOLIDADO		
ATIVO	30.06.2011	30.09.2011
ATIVO CIRCULANTE	550.600	744.656
DISPONIBILIDADES	285.876	387.315
Caixa e bancos	9.560	20.814
Aplicações financeiras	276.316	366.501
CRÉDITOS	205.075	256.503
Revendedores	27.458	22.916
Contas a receber de partes relacionadas	177.617	233.587
OUTROS	59.649	100.838
Tributos e contribuições sociais	43.162	59.889
Outros créditos	16.487	40.949
ATIVO NÃO CIRCULANTE	3.396.581	3.397.702
Tributos e contribuições sociais diferidos	25.003	27.150
Títulos a recuperar	114.837	112.124
Cauções e depósitos vinculados	65.744	66.460
Outros créditos	615	804
Imobilizado	3.139.500	3.140.989
Intangível	50.882	50.175
TOTAL DO ATIVO	3.947.181	4.142.358

CONSOLIDADO		
PASSIVO	30.06.2011	30.09.2011
PASSIVO CIRCULANTE	361.835	513.166
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	28.151	57.822
Empréstimos e financiamentos	210	(981)
Encargos de dívidas	27.941	58.803
FORNECEDORES	85.050	74.445
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	201.810	329.371
DIVIDENDOS PROPOSTOS E DECLARADOS	3.359	3.489
PROVISÕES	18.820	21.584
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	16.084	18.241
Provisão para litígios e contingências	2.736	3.343
OUTRAS CONTAS A PAGAR	24.645	26.455
PASSIVO NÃO CIRCULANTE	1.667.256	1.662.173
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	896.708	898.160
PROVISÕES PARA LÍTIGIOS E CONTINGÊNCIAS	99.401	104.221
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS	662.892	654.045
PROVISÃO PARA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO	7.670	5.093
OUTROS	585	654
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.918.090	1.967.019
Capital Social	207.227	207.227
Reservas de Capital	253.523	253.546
Reservas de Lucro - Legal	41.446	41.446
Ajuste de avaliação patrimonial	1.236.432	1.217.569
Lucros acumulados	179.462	247.231
TOTAL DO PASSIVO	3.947.181	4.142.358

Demonstração dos Resultados	3T10	3T11	Var (%) 3T11 X 3T10	9M10	9M11	Var (%) 9M11 X 9M10
Receita Operacional Bruta	495.455	544.909	10,0%	1.401.993	1.413.702	0,8%
Suprimento e Transporte de Energia	495.438	544.909	10,0%	1.401.947	1.413.685	0,8%
Outras Receitas	17	-	-100,0%	46	16	-65,2%
Deduções da Receita Operacional	(24.283)	(26.284)	8,2%	(68.402)	(69.569)	1,7%
Receita Operacional Líquida	471.172	518.625	10,1%	1.333.591	1.344.132	0,8%
Custos do Serviço de Energia Elétrica	(155.508)	(154.316)	-0,8%	(426.472)	(418.779)	-1,8%
Pessoal	(17.558)	(18.767)	6,9%	(51.769)	(53.201)	2,8%
Material	(1.812)	(1.451)	-19,9%	(3.856)	(3.343)	-13,3%
Serviços de Terceiros	(17.008)	(20.962)	23,2%	(47.550)	(48.439)	1,9%
Compensação Financeira para Utilização de Recursos Hídricos	(14.366)	(14.596)	1,6%	(48.525)	(46.655)	-3,9%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(33.762)	(27.473)	-18,6%	(55.444)	(62.681)	13,1%
Transmissão e Conexão	(22.863)	(25.801)	12,9%	(69.650)	(72.130)	3,6%
Depreciação e Amortização	(40.848)	(40.821)	-0,1%	(127.631)	(122.347)	-4,1%
Provisões Operacionais	(2.259)	5	-100,2%	(11.379)	1.142	-110,0%
Outras despesas (receitas) operacionais	(5.032)	(4.450)	-11,6%	(10.668)	(11.125)	4,3%
Resultado do Serviço	315.664	364.309	15,4%	907.119	925.353	2,0%
EBITDA	356.512	405.130	13,6%	1.034.750	1.047.700	1,3%
Receita (Despesa) Financeira	(13.668)	(18.027)	31,9%	(42.119)	(42.247)	0,3%
Receitas Financeiras	17.415	12.644	-27,4%	70.191	41.605	-40,7%
Despesas Financeiras	(28.129)	(24.851)	-11,7%	(82.229)	(73.558)	-10,5%
Variações Monetárias/cambiais - líquidas	(2.954)	(5.820)	97,0%	(30.081)	(10.294)	-65,8%
Resultado Antes dos Tributos	301.996	346.282	14,7%	865.001	883.106	2,1%
Provisão para IR e Contribuição Social	(111.023)	(126.194)	13,7%	(316.749)	(321.175)	1,4%
Impostos Diferidos	7.940	8.281	4,3%	21.861	20.311	-7,1%
Lucro Líquido do Exercício	198.914	228.369	14,8%	570.113	582.242	2,1%

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 Km².

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.