

LUCRO LÍQUIDO DA AES TIETÊ ATINGE R\$ 244,0 MILHÕES NO 3T12

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





No 3T12, a receita líquida da AES Tietê totalizou R\$ 543,1 milhões, montante 4,7% superior ao registrado no 3T11. Esse desempenho deve-se, principalmente, ao reajuste do preço da energia vendida por meio do contrato bilateral com a AES Eletropaulo, à maior receita auferida em função de preços mais altos praticados no mercado spot e ao aumento da quantidade de energia vendida no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

A Companhia apurou Ebitda de R\$ 423,0 milhões no trimestre, montante 4,4% acima do registrado no 3T11, enquanto o lucro líquido de R\$ 244,0 milhões representou um aumento de 6,9% no mesmo período.

A AES Tietê distribuirá a seus acionistas dividendos no montante de R\$ 253,8 milhões, o equivalente a 104% do lucro líquido auferido no trimestre.

Em 2012, a Companhia mantém o foco na excelência operacional e na disponibilidade de geração de energia, com investimentos de R\$ 166,8 milhões no ano. Os recursos serão destinados principalmente à modernização e manutenção preventiva das usinas de Água Vermelha, Ibitinga, Nova Avanhandava e Caconde.

Destaques do trimestre

 Volume de energia gerada 36,6% superior à garantia física	 Aumento de 8,0% nos custos e despesas operacionais¹, em linha com a inflação do período	 Aumento de 4,4% no Ebitda	 Aumento de 6,9% no lucro líquido
---	--	---	--

Destaques

R\$ milhões	3T11	3T12	Var (%)
Receita Líquida	518,6	543,1	4,7%
Custos e Despesas Operacionais*	113,5	120,1	5,8%
EBITDA	405,1	423,0	4,4%
Margem EBITDA - %	78,1%	77,9%	-0,2 p.p.
Lucro Líquido	228,4	244,0	6,9%
Margem Líquida - %	44,0%	44,9%	0,9 p.p.
Patrimônio Líquido	2.214,3	2.159,9	-2,5%
Dívida Líquida	568,7	547,6	-3,7%

*não inclui depreciação

Índices

Índices	3T11	3T12	Var (%)
Lucro Líq** / PL (vezes)	0,4x	0,5x	6,2%
Dívida Líquida/ PL (vezes)	0,3x	0,3x	-1,3%
Dívida Líquida/ EBITDA** (vezes)	0,3x	0,3x	-2,5%
EBITDA/ Desp.Financ. (vezes)	13,2x	21,5x	62,9%

** últimos 12 meses

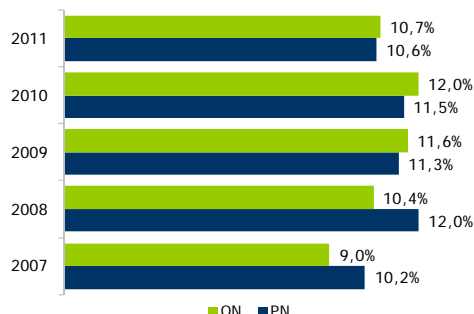
Destaques Operacionais

Dados Operacionais	3T11	3T12	Var (%)
Energia Gerada - GWh	3.502,6	3.780,8	7,9%
Preço Contrato Bilateral*** (R\$/MWh)	173,7	182,6	5,1%
Investimentos - R\$ milhões	34,4	20,1	-41,6%
Funcionários	343	360	5,0%

*** Contrato com AES Eletropaulo

São Paulo, 06 de novembro de 2012 - A AES Tietê S.A. (BM&FBovespa: GETI3 e GETI4; OTC: AESAY e AESYY) anunciou hoje os resultados referentes ao 3º trimestre de 2012 (3T12). 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 sua controlada AES Rio PCH Ltda., de acordo com a Legislação Societária. Os saldos de resultado da AES Minas estão reconhecidos no resultado consolidado da Companhia até a data de 31 de agosto de 2012, quando seu investimento foi baixado, conforme detalhado na nota explicativa nº 10.

Dividend Yield



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

GETI3: R\$ 19,75 GETI4: R\$ 23,61 (05/11/12)

VALOR DE MERCADO: R\$ 8.236 MM

VALOR DE MERCADO: US\$ 4.057 MM

¹ Excluindo custos com energia comprada para revenda e a venda da PCH Minas.

DESTAQUES DO 3T12

Operacionais

- ↑ A geração total de energia no 3T12 foi 10,3% superior à registrada no 3T11, representando um volume total gerado 22% superior à garantia física.
- ↑ Investimentos de R\$ 31,0 milhões, destinados especialmente ao programa de modernização das usinas de Nova Avanhandava (347MW) e Ibitinga (132MW).

Financeiros

- ↑ Receita líquida de R\$ 543,1 milhões, o que representa um aumento de 4,7% em relação ao 3T11. Essa elevação deve-se ao reajuste do preço do contrato bilateral com a AES Eletropaulo, aos maiores preços praticados no mercado *spot* e ao maior volume de energia vendida no MRE.
- ↓ Aumento de 8,0% nos custos operacionais do 3T12, se excluídos os custos com energia e o efeito positivo relativo à venda da PCH Minas. Elevação de 35,4% nos custos com energia, principalmente devido ao maior volume de energia comprada para revenda.
- ↑ Ebitda 4,4% superior quando comparado com o 3T11, alcançando R\$ 423,0 milhões no 3T12, com margem de 77,9%.
- ↑ Lucro líquido de R\$ 244,0 milhões, resultado 6,9% superior ao obtido no 3T11.

Evento Subsequente

- ↑ Em 06 de novembro de 2012, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a distribuição de R\$ 253,8 milhões, correspondentes a 104% do lucro líquido auferido no 3T12, sendo R\$ 0,63 por ação ordinária e R\$ 0,70 por ação preferencial. A data prevista para pagamento dos dividendos é 22 de novembro de 2012.

Reconhecimento

- ↑ Em outubro de 2012, a AES Tietê recebeu o Prêmio Capital Aberto 'As Melhores Companhias para os Acionistas de 2012' concedido à empresas que reúnem os melhores resultados para os acionistas em termos de criação de valor, desempenho das ações, governança corporativa e sustentabilidade.

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.

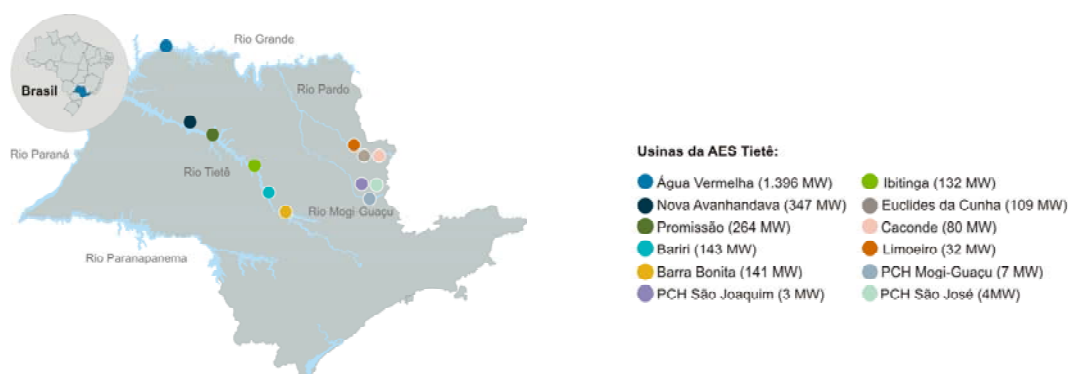
De acordo com as regras do MRE, o volume total de energia gerada no País é alocado para cada geradora do SIN, de forma proporcional aos seus respectivos níveis de garantia física. Esta alocação busca garantir que todas as usinas participantes do MRE tenham seus níveis de energia assegurados, independentemente 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 12 hidrelétricas, capacidade instalada de 2.658 MW e garantia física de 1.278 MW médios.

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



Em 26 de abril de 2012, a Companhia firmou um contrato de venda para a CEI - Companhia Energética Integrada LTDA., de 100% das quotas da AES Minas PCH. Em 31 de Agosto de 2012, após a implementação das

condicionantes previstas no contrato entre elas e a concessão da anuência prévia da Aneel, a venda foi concluída com o pagamento pela CEI à AES Tietê de R\$ 20,3 milhões. A AES Minas PCH tinha capacidade instalada de 6,2 MW e garantia física de 4,9 MW médios.

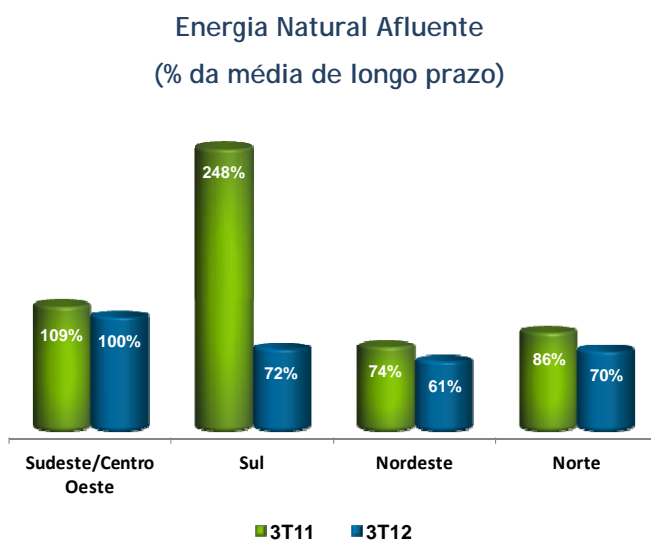
Com a receita de R\$ 20,3 milhões reconhecida da venda da participação na AES Minas PCH, deduzindo-se a baixa do investimento (registrada até 31 de agosto de 2012) de R\$ 10,3 milhões, o resultado da Companhia foi impactado positivamente em R\$ 10,0 milhões (vide ITR - nota explicativa nº 21) no trimestre findo em 30 de setembro de 2012, antes dos impostos.

RESERVATÓRIOS

A partir do mês de abril, inicia-se o período seco no Brasil, que vai até o mês de novembro de cada ano. No Sudeste, o período de chuvas tende a ser mais longo do que nas outras regiões do país, mantendo o nível dos reservatórios altos até meados do mês de junho quando as precipitações começam a diminuir.

No entanto, o ano de 2012 vem sendo marcado pela baixa afluência e, no 3T12, a Energia Natural Afluente² (ENA) no subsistema Sudeste/Centro-Oeste ficou abaixo da registrada no mesmo período do ano anterior e da média histórica. A razão principal do menor volume de chuvas verificado em agosto e setembro deste ano foi a ocorrência de uma massa de ar que ficou estagnada no Brasil, impedindo a entrada de frentes frias. Segundo o ONS, esta massa de ar é característica do período de transição do fenômeno meteorológico La Niña para o El Niño (aquecimento anormal das águas superficiais no Oceano Pacífico Tropical), fenômeno este que não ocorria desde 2010. Além disso, é importante destacar que o 3T11 apresentou afluências acima da média histórica.

A variação mais significativa no Sul demonstra a maior volatilidade deste subsistema que pode ser explicada pelos seguintes fatores: (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.



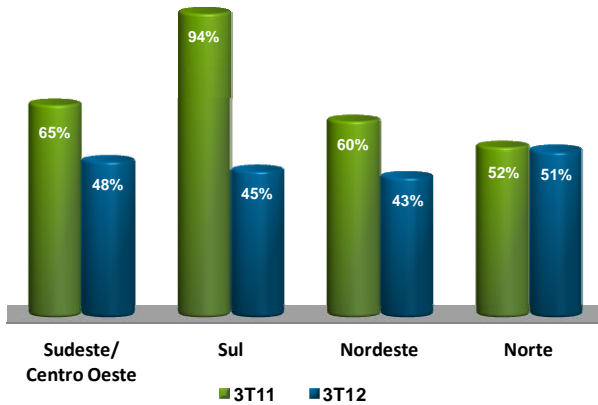
Fonte: ONS (Setembro/12)

No 3T12, devido às baixas ocorrências de precipitações, os níveis de armazenamento no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, onde estão localizadas as usinas da AES Tietê, ficaram abaixo dos níveis registrados no

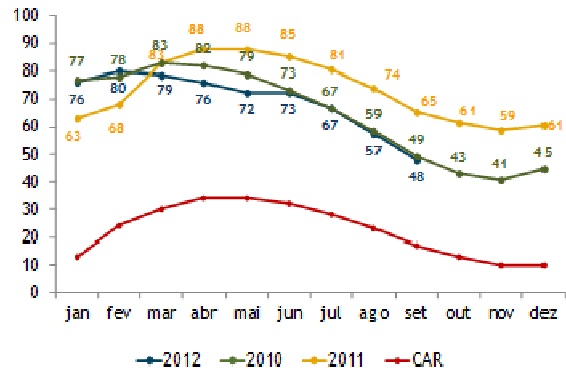
² Energia que pode ser produzida com a vazão de água de um determinado rio em um reservatório de uma usina hidrelétrica.

3T11, como pode ser observado no gráfico abaixo, à esquerda. Apesar disso, os reservatórios do Sudeste estão em um nível 30,9% superior à Curva de Aversão ao Risco (CAR) (calculada pelo ONS, conforme demonstrado no gráfico abaixo, à direita) apresentando níveis confortáveis em relação à segurança do sistema.

Nível dos Reservatórios (%)



Curva de Aversão ao Risco - Submercado SE/CO



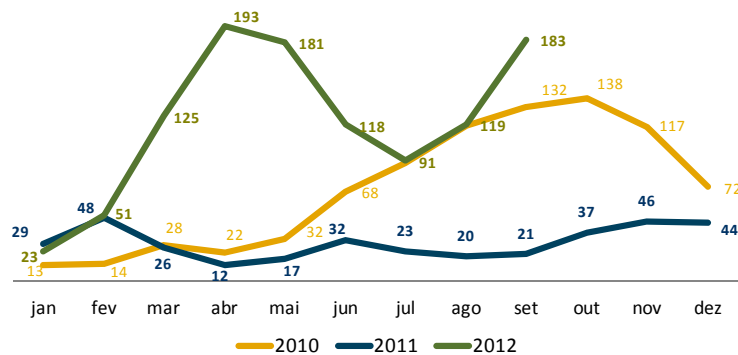
Como reflexo do menor volume de chuvas, os preços do mercado spot no submercado Sudeste/Centro-Oeste elevaram-se de maneira significativa em 2012 em comparação aos patamares observados nos anos anteriores. Para manter os reservatórios do sistema em níveis seguros, o ONS elevou em 45% em relação ao 3T11 o despacho de energia térmica, contribuindo para o aumento do preço da energia de curto prazo.

Com a melhora da ENA realizada, o PLD apresentou queda nos meses de maio e junho. Porém, o preço voltou a subir em julho, agosto e setembro, em função de uma redução da precipitação abaixo da prevista pelo ONS.

O preço permanece significativamente alto em relação ao ano anterior, pois 2011 foi um ano de ENAs elevadas e reservatórios mais cheios.

O gráfico abaixo ilustra a variação do PLD mensal:

Evolução Mensal do PLD (R\$/MWh)³ - Submercado SE/CO



Usinas da AES Tietê

Com condições hidrológicas menos favoráveis durante o 3T12, o volume médio de armazenamento dos reservatórios da AES Tietê ficou abaixo do mesmo período do ano anterior. No 3T12, o percentual de

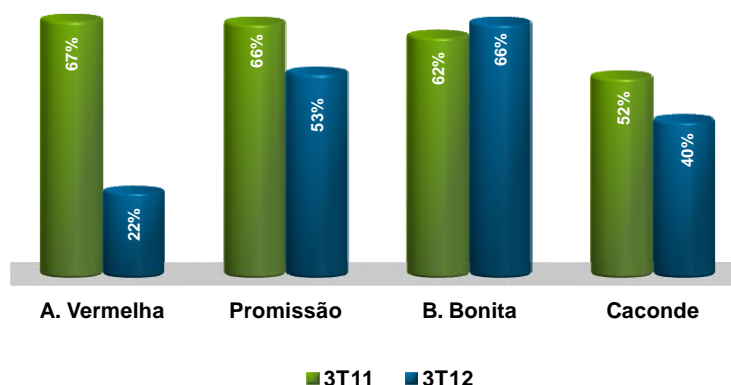
³ Preço médio mensal negociado no mercado spot

armazenamento ficou em 45%, e no 3T11 em 62%. Essa diminuição deve-se ao baixo índice de chuvas no período, inclusive abaixo das previsões do ONS.

A redução acentuada do volume de armazenamento em Água Vermelha reflete a baixa afluência na Região Sudeste no período somado ao alto despacho desta usina pelo ONS, o que fez com que o volume do reservatório ficasse reduzido.

Em decorrência do maior despacho de Água Vermelha, a Companhia adotou como estratégia operacional armazenar a maior quantidade possível de água no reservatório de Barra Bonita, reduzindo a geração no Rio Tietê. Assim, no trimestre, o armazenamento da usina de Barra Bonita ficou em 66%, acima inclusive do volume registrado no 3T11.

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 11.108 GWh ao ano. 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 2012, ocorreu o reajuste anual baseado no IGP-M acumulado no período, de 5,14%. Com isso, o preço passou de R\$ 173,68/MWh para R\$ 182,61/MWh, com reflexos a partir deste 3º trimestre de 2012.

CCEE (MRE, Spot e Administrativas)

A tarifa aplicada à energia faturada no MRE é ajustada anualmente em janeiro pela Aneel. Em 2011, esta tarifa era de R\$ 8,99/MWh. Para 2012, a tarifa aplicada ao MRE foi reajustada em função da variação do IPCA no período de dez/10 a nov/11, sendo corrigida para R\$ 9,58/MWh. Essa tarifa é determinada de forma a reembolsar os custos adicionais 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. Com a contínua falta de chuvas e a redução nos níveis dos reservatórios das hidrelétricas, os custos de energia voltaram a disparar neste 3º trimestre, também influenciados pelo despacho de térmicas a gás, o que aumenta o custo marginal das operações. O preço *spot* médio no submercado Sudeste/Centro-Oeste mais que dobrou de julho para setembro, passando de R\$ 91,24/MWh para R\$ 182,94/MWh.

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.

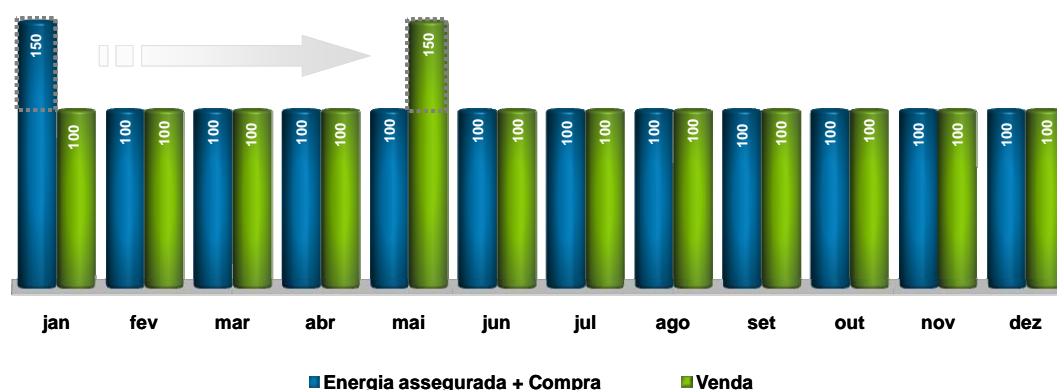
Outros Contratos Bilaterais

Em 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 500 kW e 3.000 kW, autorizados a comprar energia das referidas fontes.

O portfólio de outros contratos teve crescimento expressivo, refletindo os esforços comerciais da Companhia. 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, o gráfico abaixo apresenta 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 coincidir 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 três PCHs.

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.

Outras três usinas localizadas no Rio Pardo - Caconde (Caconde/SP), Euclides da Cunha (São José do Rio Pardo/SP) e Limoeiro (Mococa/SP) - somadas às PCHs Mogi-Guaçu, São Joaquim e São José, que estão instaladas no Rio Mogi-Guaçu, totalizam aproximadamente 7% da energia gerada pela Companhia.

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 59% da energia gerada pela AES Tietê.⁴

Apesar das condições hidrológicas menos favoráveis, o volume total de energia gerada no 3T12 pelas usinas da AES Tietê foi 10,3% superior ao do 3T11. Essa variação no trimestre é explicada principalmente pelo maior volume de energia despachada pela ONS, que busca otimizar a operação do sistema. Apesar da redução das chuvas e do nível mais baixo dos reservatórios, o ONS determinou um maior volume de geração para as usinas da AES Tietê nos últimos meses, com destaque para Água Vermelha. Outras usinas que contribuíram para essa elevação foram Nova Avanhandava e Promissão, que aumentaram sua representatividade na geração bruta consolidada da Companhia, em um ponto percentual cada.

No acumulado do ano, foi registrado um aumento de 9,4% no volume de energia gerada em comparação ao mesmo período do ano anterior. Essa variação pode ser explicada pelo menor volume gerado pela usina de Nova Avanhandava em 2011, uma vez que duas das três máquinas da usina estiveram paradas para manutenção até junho de 2011. Em decorrência dessa paralisação, no acumulado de 2012 é possível verificar um aumento na geração de energia de 61,4% em relação ao mesmo período de 2011. Além disso, como mencionado anteriormente, a usina de Água Vermelha, a maior da Companhia, foi mais despachada no 3T12 em relação aos outros trimestres, favorecendo o aumento da energia gerada no consolidado do ano.

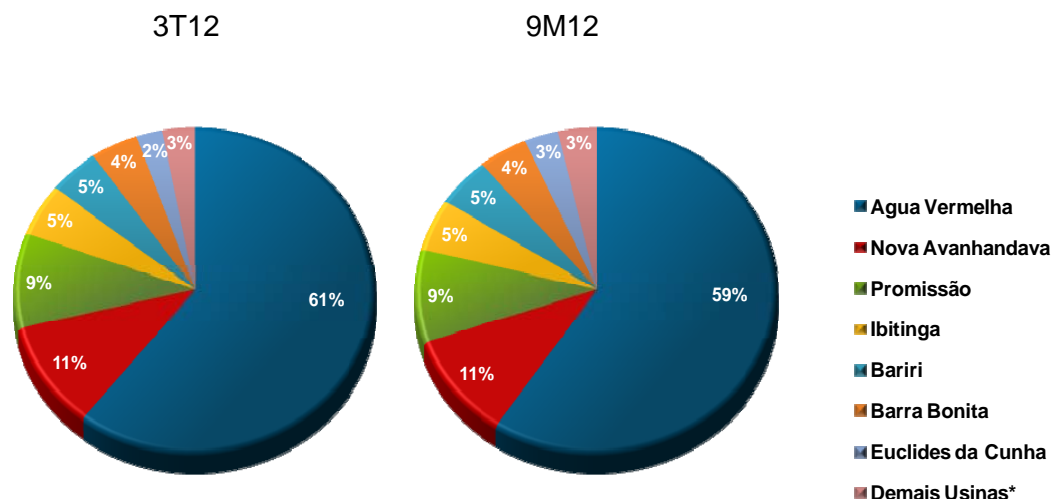
Na tabela abaixo, é possível visualizar o aumento da geração de energia das usinas da AES Tietê no 3T12 e no acumulado do ano.

Geração (Usinas) - GWh	3T11	3T12	Variação (%) 3T12 x 3T11	9M11	9M12	Variação (%) 9M12 x 9M11
Energia Gerada Bruta	3.174,3	3.500,4	10,3%	10.159,1	11.109,4	9,4%
Água Vermelha (Sen. José Ermírio de Moraes)	1.960,5	2.120,0	8,1%	5.900,6	6.586,2	11,6%
Bariri (Álvaro de Souza Lima)	139,9	162,5	16,1%	568,6	548,0	-3,6%
Barra Bonita	130,0	150,2	15,5%	533,6	495,1	-7,2%
Caconde	78,9	76,9	-2,6%	276,2	266,6	-3,5%
Euclides da Cunha	94,8	82,2	-13,3%	383,3	339,5	-11,4%
Ibitinga	164,1	181,9	10,8%	556,4	575,8	3,5%
Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)	26,6	15,5	-41,8%	106,4	75,6	-28,9%
Nova Avanhandava	305,7	372,5	21,9%	723,2	1.167,1	61,4%
Promissão (Mário Lopes Leão)	263,4	328,4	24,7%	1.066,7	1.010,2	-5,3%
Mogi / S. Joaquim / S. José	4,8	8,2	70,0%	21,7	27,0	24,4%
PCH Minas	5,5	2,1	-61,4%	22,5	18,2	-19,4%

⁴ Dados referentes ao total do 3T12

O gráfico abaixo demonstra a representatividade da geração de energia bruta de cada usina:

Energia Gerada (%)



A geração total das usinas da Companhia no 3T12 foi de 122% da garantia física (114% da garantia física do 3T11).

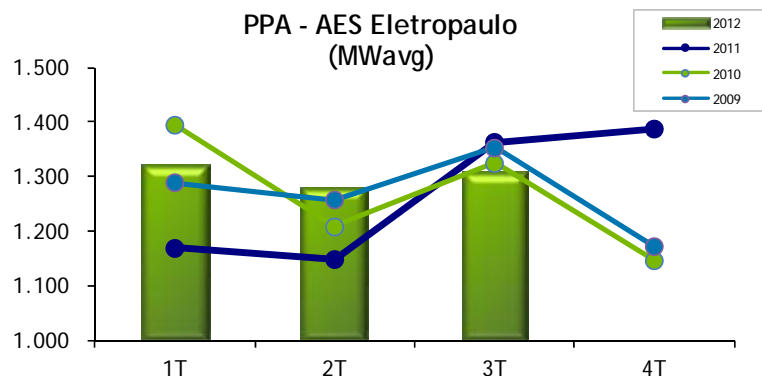
ENERGIA FATURADA

A energia faturada apresentou crescimento de 10,0% no 3T12 quando comparada à do 3T11. Já no acumulado do ano, o acréscimo foi de 17,2% na comparação com o mesmo período do ano anterior. Essas variações serão explicadas a seguir.

Energia Faturada (Consolidado) - GWh	3T11	3T12	Variação (%)		9M12	Variação (%)
			3T12 x 3T11	9M11		
Energia Faturada	3.608,3	3.970,5	10,0%	11.118,2	13.032,1	17,2%
Contrato Bilateral AES Eletropaulo	3.010,6	2.887,2	-4,1%	8.044,5	8.558,9	6,4%
CCEE	452,3	960,2	112,3%	2.727,2	4.052,4	48,6%
<i>Spot</i>	341,8	172,0	-49,7%	1.192,2	1.082,7	-9,2%
<i>MRE</i>	110,5	788,2	613,4%	1.535,0	2.969,8	93,5%
Outros Contratos Bilaterais	145,4	123,0	-15,4%	346,5	420,8	21,4%

No 3T12, é possível observar um volume menor de vendas por meio do contrato bilateral com a AES Eletropaulo (2.887 GWh no 3T12 ante 3.011 GWh no 3T11) devido à alteração na sazonalidade deste contrato. Em 2012, a sazonalidade do contrato bilateral com a AES Eletropaulo é equilibrada entre os trimestres, seguindo um perfil semelhante ao verificado na carga da distribuidora. Em 2011, o volume de energia alocado no 1S11 foi menor, fato compensado por volumes maiores no 2S11.

No acumulado do ano, as vendas para a AES Eletropaulo somaram 8.558,9 GWh, ou seja 77,1% da quantidade a ser entregue por meio do contrato bilateral no total do ano, o que significa um aumento de 6,4% em relação ao mesmo período de 2011. 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 no 3T12 registrou um aumento de 112,3% se comparado ao 3T11, devido à elevação do volume de energia vendida pelo MRE (613,4%) em contrapartida ao menor volume de energia secundária liquidada no mercado spot (-49,6%). Já no acumulado do ano, o volume faturado por meio do CCEE cresceu 48,6% se comparado aos 9M11. Isto ocorreu principalmente em função da maior quantidade de energia vendida no MRE no 1º semestre do ano.

Já o volume de vendas em contratos bilaterais superou em 21,4% o volume registrado nos 9M11, reflexo da busca por novas oportunidades de mercado.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

RECEITA BRUTA

No 3T12, a receita operacional bruta da AES Tietê totalizou R\$ 572,0 milhões, montante 5,0% superior ao registrado no mesmo período do ano anterior (R\$ 544,9 milhões). Esse crescimento é explicado pelos seguintes fatores:

- (i) Elevação do preço spot verificado no período (R\$ 131,10/MWh no 3T12 versus R\$ 21,29/MWh no 3T11), a despeito do menor volume de energia faturada neste mercado (172 GWh no 3T12 ante 342 GWh no 3T11), favorecendo a receita em R\$ 12,2 milhões;
- (ii) aumento de R\$ 6,8 milhões na receita auferida no MRE, principalmente devido ao maior volume de energia vendida (788 GWh no 3T12 ante 111 GWh no 3T11); e
- (iii) reajuste no preço do contrato bilateral com a AES Eletropaulo, ocorrido em julho de 2012, quando passou de R\$ 173,68/MWh para R\$ 182,61/MWh, parcialmente compensado pelo menor volume de vendas por meio deste contrato (2.887,2 GWh no 3T12 ante 3.010,6 GWh no 3T11), devido à alteração em sua sazonalidade.

No acumulado de 2012, a receita operacional bruta registrou alta de 20,8%, chegando a R\$ 1.707,8 milhões, favorecida por:

- (i) maior volume de energia vendida via contrato bilateral com a AES Eletropaulo devido à alteração da sazonalidade em 2012 em relação a 2011 (8.558,9 GWh nos 9M12 ante 8.044,5 GWh nos 9M11) e reajuste anual do preço;
- (ii) preço spot mais elevado no período, apesar do menor volume de energia faturada neste mercado (1.082,7 GWh no 3T12 ante 1.192,2 GWh no 3T11), e
- (iii) maior volume de energia vendida no MRE (2.969,8 GWh nos 9M12 ante 1.535,0 GWh nos 9M11).

Receita Bruta (Consolidado) - R\$ milhões	3T11	3T12	Variação (%)		9M12	Variação (%)
			3T12 x 3T11	9M11		
Suprimento de Energia	544,9	572,0	5,0%	1.413,7	1.707,8	20,8%
Contrato Bilateral AES Eletropaulo	521,6	526,5	1,0%	1.326,2	1.511,6	14,0%
CCEE	7,7	27,2	251,8%	43,4	137,3	216,4%
<i>Spot</i>	6,7	19,0	181,7%	28,7	108,3	277,7%
<i>MRE</i>	1,0	7,8	685,4%	13,8	28,3	105,1%
<i>Outras (Administrativos)</i>	0,0	0,5	3525,6%	0,9	0,7	-23,4%
Outros Contratos Bilaterais	15,6	18,2	16,8%	44,1	58,9	33,7%

Receita por fonte

AES Eletropaulo

No 3T12, a receita bruta auferida a partir do contrato bilateral com a AES Eletropaulo foi de R\$ 526,5 milhões, um aumento de 1,0% em relação ao 3T11. Nos 9M12, a variação da receita bruta referente a este contrato foi de 14,0%, chegando a R\$ 1.511,6 milhões.

Esse desempenho reflete a sazonalidade do contrato, que em 2012 é equilibrada entre os trimestres, e o efeito positivo gerado pelo reajuste de 5,14% no preço do contrato, ocorrido em 04 de julho de 2012.

CCEE (Spot, MRE e Administrativos)

A receita bruta faturada por meio da CCEE registrou um aumento de 251,8% na comparação entre o 3T12 e o 3T11, em função dos preços mais elevados praticados no mercado spot e do maior volume de energia vendida no MRE, conforme explicado anteriormente.

Da mesma forma, no acumulado de 2012, a variação foi de 216,4% na comparação com o acumulado de 2011, principalmente em decorrência da elevação do preço spot e do maior volume de energia faturada no MRE, também explicados anteriormente.

Outros Contratos Bilaterais

A receita bruta com outros contratos bilaterais apresentou acréscimo de 17,9% no 3T12 e de 34,1% no acumulado do ano, refletindo 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).

No 3T12 a AES Tietê registrou R\$ 28,9 milhões em deduções de receita ante R\$ 26,3 milhões no 3T11, um incremento de 10,1%, acima da variação verificada na receita bruta. Esse desempenho é explicado pela maior participação da receita proveniente dos outros contratos bilaterais e CCEE, cuja alíquota é de 9,25% e representou 7,9% da receita bruta total da Companhia no trimestre.

No acumulado de 2012, as deduções alcançaram R\$ 89,4 milhões, ante R\$ 69,6 milhões registrados nos 9M11, um crescimento de 28,5%. A variação também é explicada pela maior participação da receita proveniente dos outros contratos bilaterais e CCEE, que respondem por 11,5% da receita bruta total dos 9M12.

RECEITA LÍQUIDA

A receita operacional líquida da AES Tietê totalizou R\$ 543,1 milhões no 3T12, montante 4,7% superior ao registrado no 3T11. Esse desempenho reflete: (i) os preços maiores praticados no mercado *spot*; (ii) o aumento da receita auferida no MRE devido ao maior volume de energia vendida neste mercado; e (iii) o reajuste no preço do contrato com a AES Eletropaulo, ocorrido em julho de 2012, conforme mencionado anteriormente.

No acumulado de 2012, a receita operacional líquida registrou alta de 20,4%, chegando a R\$ 1.618,5 milhões, favorecida: (i) pela alteração da sazonalidade do contrato bilateral com a AES Eletropaulo e pelo reajuste anual do preço; (ii) pelos preços maiores praticados no mercado *spot*; e (iii) pelo maior volume de energia vendida no MRE.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

R\$ mil	3T11	3T12	Var (%) 3T12 X 3T11	9M11	9M12	Var (%) 9M12 X 9M11
Pessoal	17.733	21.332	20,3%	51.968	58.405	12,4%
Material e Serviços de Terceiros	22.340	21.181	-5,2%	51.828	65.776	26,9%
Comp. Financ. Utiliz. Rec.Híd.	14.596	17.119	17,3%	46.655	53.693	15,1%
Energia Comprada para Revenda	27.473	37.211	35,4%	62.682	95.601	52,5%
Transmissão e Conexão	25.802	27.190	5,4%	72.130	79.996	10,9%
Provisões Operacionais	1.029	(202)	-	98	1.337	1257,5%
Outras despesas (receitas) operacionais	4.521	(3.764)	-	11.071	13.291	20,1%
Total de Custos e Despesas Operacionais	113.494	120.067	5,8%	296.432	368.099	24,2%

Os custos e despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 120,1 milhões no 3T12, representando um aumento de 5,8% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Excluindo o efeito não recorrente relativo à venda da PCH Minas no valor de R\$ 10 milhões e os custos com compra de energia, o incremento seria de 8,0%, em linha com a inflação do período.

No acumulado do ano, foi verificado um aumento de 24,2%. Se o efeito não recorrente relativo à venda da PCH Minas e os custos com compra de energia fossem excluídos, os custos e despesas operacionais teriam variado 20,9% em relação aos 9M11.

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

Pessoal

As despesas com pessoal somaram R\$ 21,3 milhões no 3T12, uma elevação de 20,3% em relação ao 3T11. Essa variação reflete os encargos mais elevados relacionados à reestruturação do quadro funcional, devido à reavaliação interna de processos em busca de aumento de eficiência, e o acordo coletivo de 6,5%, válido a partir de junho/2012.

No acumulado de 2012, os custos com pessoal totalizaram R\$ 58,4 milhões, um aumento de 12,4% em relação ao mesmo período de 2011, também explicado por encargos maiores relacionados à reestruturação do quadro funcional e por despesas mais elevadas relativas ao acordo coletivo, conforme mencionado acima.

Material e serviços de terceiros

No 3T12, as despesas com material e serviços de terceiros atingiram R\$ 21,2 milhões, uma redução de 5,2% na comparação com mesmo trimestre do ano anterior, devido aos seguintes fatores:

- (i) menores custos com manutenção de equipamentos de geração na usina de Barra Bonita (R\$ 0,9 milhão);
- (ii) despesas mais baixas com reflorestamento e recuperação das bordas dos reservatórios das usinas da Companhia (R\$ 0,6 milhão); e
- (iii) despesas menores com manutenção e conservação das usinas de Bariri e Promissão (R\$0,4 milhão) em função da postergação da manutenção nessas usinas;

Parcialmente compensados por:

- (iv) custos maiores com o desenvolvimento dos projetos de expansão (Termo-SP e Termo Araraquara) (R\$ 2,4 milhões), relacionados a honorários advocatícios e consultoria em meio ambiente.

Na comparação entre os 9M12 e os 9M11, verificou-se um aumento de R\$ 13,9 milhões, devido aos seguintes eventos:

- (i) manutenção bianual das eclusas das usinas de Barra Bonita, Bariri, Ibitinga, Promissão e Nova Avanhandava (R\$ 9,2 milhões); e
- (ii) gastos maiores com consultoria para análises de viabilidade de projetos de expansão dos negócios da Companhia (R\$ 4,0 milhões).

Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)

As despesas com a CFURH no 3T12 cresceram 17,3% em relação ao 3T11, influenciadas pelo: (i) aumento de 10,3% no volume de energia gerada no período (3.500,4 GWh no 3T12 ante 3.174,3 GWh no 3T11) e (ii) reajuste de 6,6% na Tarifa Atualizada de Referência (TAR), que foi fixada em R\$ 72,87/MWh a partir de janeiro de 2012, de acordo com a variação do IPCA entre os meses de dezembro/10 e novembro/11.

Os custos com a CFURH nos 9M12 foram de R\$ 53,7 milhões, um aumento de 15,1% explicado pelo maior volume de energia gerada em 9,4% (11.109,4 GWh nos 9M12 ante 10.159,1 GWh nos 9M11) e pelo reajuste na TAR em 6,6%, conforme mencionado anteriormente.

Energia Comprada para Revenda

Os custos com energia comprada para revenda elevaram-se em 35,4%, atingindo o montante de R\$ 37,2 milhões no 3T12 ante R\$ 27,5 milhões no 3T11. Esse resultado foi influenciado principalmente pelo aumento no preço médio em função da elevação no preço negociado no mercado spot, dado o baixo volume de chuvas, e pelo aumento no volume de energia comprada (659 GWh no 3T12 ante 496 GWh no 3T11).

As despesas com compra de energia para revenda nos 9M12 totalizaram R\$ 95,6 milhões, montante 52,5% superior ao verificado nos 9M11. Essa elevação ocorreu principalmente devido ao aumento no volume de energia comprada no MRE (1.649,2 GWh nos 9M12 ante 613,3 MWh nos 9M11) e outros bilaterais (517,7 GWh nos 9M12 ante 471,2 GWh nos 9M11), além dos maiores preços praticados no mercado.

Transmissão e Conexão

Os custos de transmissão e conexão totalizaram R\$ 27,2 milhões no 3T12, um aumento de R\$ 1,4 milhão em comparação ao 3T11. Essa variação é explicada pelos seguintes fatores:

- (i) reajuste 9,7% na TUSD-g⁵ das usinas da Companhia, cujas tarifas são reajustadas entre os meses de fevereiro e agosto, de acordo com o reajuste tarifário das distribuidoras que atendem à área de concessão onde elas estão localizadas (R\$ 0,8 milhão); e
- (ii) reajuste de 1,8%, definido pela Aneel, na TUST-rb da usina de Água Vermelha em julho/2012 (R\$ 0,3 milhão).

⁵ Em fevereiro/12, ocorreram os reajustes das usinas de Caconde (20,3%), Limoeiro (21,5%) e Euclides da Cunha (20,2%). Em abril/12, foram reajustadas as tarifas das usinas de Bariri (6,1%), Barra Bonita (5,9%), Ibitinga (6,1%) e Promissão (5,8%). Em agosto/12, houve o reajuste de 9,9% referente à usina de Nova Avanhandava.

Os gastos com transmissão nos 9M12 aumentaram 10,9%, totalizando R\$ 80,0 milhões ante R\$ 72,1 milhões no mesmo período do ano anterior. Esse aumento reflete os reajustes tarifários das distribuidoras, conforme mencionado acima.

Provisões Operacionais e Outras Receitas / Despesas

No 3T12, as provisões operacionais e outras receitas somaram R\$ 4,0 milhões ante uma despesa de R\$ 5,5 milhões no 3T11. Essa variação é explicada principalmente pela venda da PCH Minas em Agosto de 2012, com efeito positivo de R\$ 10,0 milhões no Ebitda, parcialmente compensado pelo maior volume de reversões de contingências trabalhistas.

Os gastos com provisões operacionais e outras despesas aumentaram 31,0% nos 9M12 em relação ao mesmo período do ano anterior. Esse desempenho é resultado dos seguintes eventos:

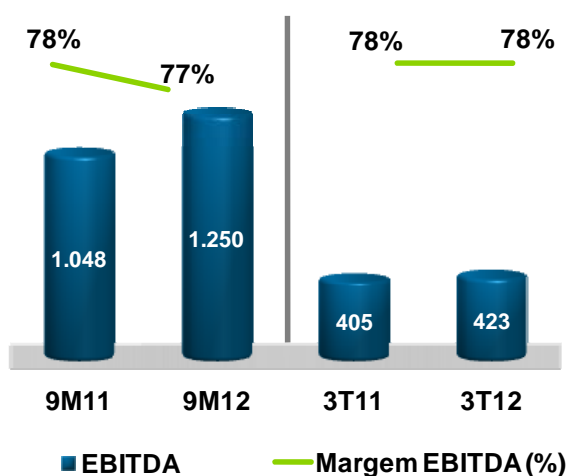
- (i) recebimento de R\$ 4,5 milhões, referente ao recálculo da Aneel para o repasse das perdas de energia livre;
- (ii) reajuste nos valores de seguros (R\$ 1,3 milhão);
- (iii) venda da PCH Minas em agosto de 2012, com efeito positivo de R\$ 10,0 milhões; e
- (iv) maior volume de reversões trabalhistas ocorridas em 2011 (R\$ 1,5 milhão).

EBITDA

No 3T12, o Ebitda da AES Tietê foi superior em 4,4% se comparado ao do 3T11, alcançando R\$ 423,0 milhões, com margem de 77,9%. Tal desempenho é explicado pela maior receita no mercado *spot* (devido ao preço mais elevado) e pelo reajuste anual do preço do contrato bilateral com a AES Eletropaulo. Tais fatores foram parcialmente compensados pelo aumento de R\$ 6,3 milhões nos custos e despesas, em função, principalmente, dos maiores gastos com energia comprada para revenda e pessoal.

No acumulado de 2012, o Ebitda da Companhia registrou alta de 19,3% na comparação com os 9M11, somando R\$ 1.250,4 milhões, com margem de 77,3%. O desempenho é explicado, principalmente, pela maior receita auferida em função do reajuste anual do preço do contrato bilateral com a AES Eletropaulo e pelo preço mais elevado praticado no mercado *spot*. Essa expansão de R\$ 274,3 milhões na receita líquida foi parcialmente compensada pela elevação dos custos e despesas, em função, principalmente, dos gastos maiores com compra de energia para revenda, com a manutenção bianual das usinas, despesas com consultoria para análise de projetos de expansão e pessoal.

Evolução Ebitda (R\$ milhões)



RESULTADO FINANCEIRO

No 3T12, a Companhia registrou resultado financeiro negativo de R\$ 12,4 milhões, comparado a um resultado também negativo de R\$ 18,0 milhões no 3T11, o que reflete os encargos financeiros menores em decorrência da redução média do CDI no período e a menor despesa com variações monetárias e cambiais.

No acumulado de 2012, o resultado financeiro foi negativo em R\$ 38,3 milhões, comparado a um resultado também negativo em R\$ 42,2 milhões registrado nos 9M11. Essa redução também pode ser explicada por despesas menores com encargos em função da redução do CDI, além da menor despesa com variações monetárias e cambiais.

R\$ mil	3T11	3T12	Var (%) 3T12 X 3T11	9M11	9M12	Var (%) 9M12 X 9M11
Receitas Financeiras	12.644	7.261	-42,6%	41.605	26.522	-36,3%
Despesas Financeiras	(30.671)	(19.655)	-35,9%	(83.852)	(64.834)	-22,7%
Despesas Financeiras	(24.851)	(18.311)	-26,3%	(73.558)	(60.550)	-17,7%
Variações Monetárias	(5.820)	(1.344)	-76,9%	(10.294)	(4.284)	-58,4%
Resultado Financeiro	(18.027)	(12.394)	-31,2%	(42.247)	(38.312)	-9,3%

Receitas Financeiras

Em 30 de setembro de 2012, as disponibilidades e aplicações financeiras da AES Tietê somavam R\$ 392,4 milhões ante R\$ 387,3 milhões em 30 de setembro de 2011. Tais disponibilidades foram aplicadas em operações de curto prazo, com rentabilidade média em torno de 101,3% do CDI no 3T12, comparadas à rentabilidade média de 102,4% do CDI no 3T11. No acumulado de 2012, a rentabilidade média foi de 102,7% do CDI, enquanto que no acumulado de 2011 foi de 102,8% do CDI.

No 3T12, as receitas financeiras apresentaram decréscimo de 42,6% (R\$ 5,4 milhões) em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, em decorrência do menor saldo médio de aplicações financeiras, que passou de R\$ 409,5 milhões no 3T11 para R\$ 364,7 milhões no 3T12 e da redução do CDI médio no período (7,74% a.a. no 3T12 comparado a 12,18% a.a. no 3T11).

No acumulado de 2012, as receitas financeiras foram menores em 36,3% ou R\$ 15,1 milhões. Essa variação foi influenciada pelo recebimento, no 1T11, de R\$ 3,0 milhões da massa falida do Banco Santos referentes a

recursos aplicados em CDBs (títulos bancários) por meio de um fundo de investimento. Expurgando esse efeito, as receitas financeiras registraram decréscimo de 31,3%, em decorrência do menor saldo médio de aplicações financeiras, que passou de R\$ 443,0 milhões nos 9M11 para R\$ 371,5 milhões nos 9M12 e da redução do CDI médio no período (11,76% a.a. nos 9M11 ante 8,90% a.a. nos 9M12).

Despesas Financeiras e Variações Monetárias

As despesas financeiras e variações monetárias totalizaram R\$ 19,6 milhões no 3T12, montante inferior em R\$ 11,0 milhões ao registrado no 3T11. Essa variação ocorreu em função dos seguintes fatores:

- (i) redução de R\$ 10,3 milhão nos encargos financeiros da única dívida da Companhia, uma emissão de debêntures corrigida por CDI + 1,2% a.a.;
- (ii) ajuste na provisão referente à discussão judicial relacionada à compra de energia de Itaipu, cujo valor é atualizado pela variação cambial (R\$ 3,7 milhões). Vide mais detalhes no quadro abaixo;

A despeito de ser uma geradora, a AES Tietê foi colocada inicialmente pela Aneel na condição de quotista cogente de Itaipu. Entre set/2003 e out/2004, a Companhia obteve uma liminar para a suspensão da compra de quotas de Itaipu. Após a queda da liminar, a Companhia optou por provisionar o valor referente ao não pagamento e reajustar mensalmente com a variação cambial. Em dezembro de 2004, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 128, estabelecendo a distribuição das quotas de Itaipu para o ano de 2005, que passou a ser feita somente entre as concessionárias de distribuição, excluindo-se os quotistas geradores, entre eles a AES Tietê. Considerando que não há decisão definitiva desse processo, a Administração da Companhia opta por manter o saldo dessa provisão.

- (iii) registro, no 3T11, de correção monetária referente à liquidação do passivo da TUSD-g, conforme acordo realizado em janeiro/2009 entre geradoras, distribuidoras e a Aneel, ocorrida entre jan/2009 e dez/2011 (R\$ 0,8 milhões). Para mais detalhes, vide quadro abaixo;

Em 2004, a Aneel estabeleceu que os geradores conectados às Demais Instalações de Transmissão (DITs) deveriam remunerar as transmissoras por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD-g).

Entretanto, a metodologia de cálculo gerou questionamentos entre os agentes do setor e, entre 2004 e 2007, estas tarifas não foram publicadas pela Aneel. Assim, a Companhia provisionou o valor em discussão, que chegou a R\$ 190,1 milhões em 31 de dezembro de 2008.

Em janeiro de 2009, foi realizado um acordo entre geradoras (incluindo a AES Tietê), Aneel e distribuidoras, que determinou o pagamento de R\$ 177,3 milhões, em 36 parcelas mensais, referente ao período de 2004 a 2008 (efeito caixa). No 1T09, foi realizada reversão de R\$ 12,7 milhões, diferença entre o valor provisionado e o efetivamente devido.

Entre jan/2009 e dez/2011, foram contabilizados no resultado financeiro apenas os valores referentes à correção monetária das 36 parcelas. No 3T11, esse valor foi de R\$ 0,8 milhão.

compensados por:

- (iv) redução da capitalização de juros, devido aos menores desembolsos com investimentos registrados no 3T12 (R\$ 3,9 milhões).

Nos 9M12, as despesas financeiras alcançaram R\$ 64,8 milhões, uma redução de 22,7% se comparados aos R\$ 83,9 milhões registrados nos 9M11. Essa variação é explicada principalmente pela redução dos encargos financeiros da dívida da Companhia, em função da redução do CDI médio do período e pela menor despesa com variações monetárias e cambiais.

LUCRO LÍQUIDO

No 3T12, o lucro líquido da AES Tietê totalizou R\$ 244,0 milhões, 6,9% acima do verificado no 3T11. Contribuíram positivamente para tal desempenho: (i) o reajuste no preço do contrato bilateral com a AES Eletropaulo; (ii) o preço mais elevado no mercado *spot*; e (iii) redução do CDI sobre a dívida líquida da

Companhia. Em contrapartida, a elevação de R\$ 6,3 milhões nos custos e despesas operacionais compensou parcialmente os efeitos positivos citados acima.

O lucro líquido da AES Tietê nos 9M12 totalizou R\$ 719,8 milhões, 23,6% acima do verificado nos 9M11. Contribuíram positivamente para tal desempenho: (i) o maior volume de energia faturada via o contrato bilateral com a AES Eletropaulo, além do reajuste no preço desse contrato; (ii) o preço mais elevado no mercado *spot*; e (iii) o melhor resultado financeiro em função da redução de encargos financeiros, que foram parcialmente compensados pela: (iv) elevação dos gastos com compra de energia para revenda, material e serviços de terceiros, compensação financeira para utilização de recursos hídricos e pessoal.

PROVENTOS

A Administração da Companhia propõe a distribuição de R\$ 253,8 milhões. Esse valor corresponde a 104% do lucro líquido do 3T12, sendo R\$ 0,635020944 por ação ordinária e R\$ 0,698523038 por ação preferencial, a ser distribuído na forma de dividendos, com pagamento no dia 22 de novembro de 2012.

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), que eleva a despesa com depreciação da Companhia, não é considerada para fins de distribuição de dividendos, ou seja, a despesa referente a mais valia de ativos do período é adicionada à base para a distribuição de dividendos. No 3T12, esse ajuste foi de R\$ 17,7 milhões.

ENDIVIDAMENTO

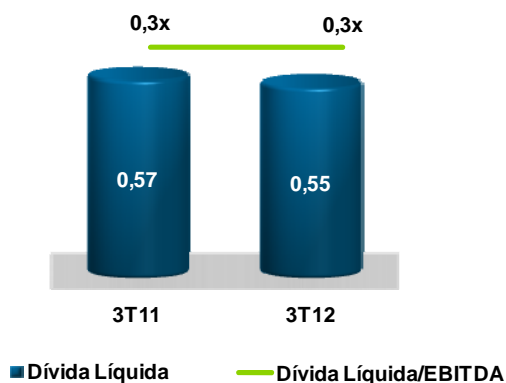
em R\$ milhões		
Montante (Principal + Juros)	Vencimento	Custo Nominal
919,2	04/2015	CDI + 1.20% a.a.

Em 30 de setembro de 2012, a dívida bruta da AES Tietê totalizava R\$ 940,0 milhões, representada basicamente por uma emissão de debêntures, ao custo de CDI +1,2% a.a. e com vencimento final em 2015. Esse valor é 1,7% inferior na comparação com a posição de 30 de setembro de 2011 (R\$ 956,0 milhões), em função da redução do saldo de juros a pagar.

No encerramento do 3T12, as disponibilidades somavam R\$ 392,4 milhões, praticamente estáveis na comparação com o saldo registrado no 3T11 (R\$ 387,3 milhões). Assim, a dívida líquida ao final do 3T12 era de R\$ 547,6 milhões, 3,7% abaixo da registrada no 3T11 (R\$ 568,7 milhões), em razão do menor saldo de juros a pagar. Em 30 de setembro de 2012, a relação "dívida líquida/Ebitda", considerando o Ebitda dos últimos 12 meses, era de 0,3x, o mesmo valor registrado em 30 de setembro de 2011.

Os covenants das debêntures determinam que a Dívida Financeira pelo Ebitda não pode ser igual ou superior a 2,5 e o índice obtido da divisão entre Ebitda pelas Despesas Financeiras não poderá ser igual ou inferior a 1,75. No 3T12, o índice Dívida Financeira/Ebitda estava em 0,56, ante 0,72 no 3T11, e o índice Ebitda pelas Despesas Financeiras estava em 20,5x, contra 11,6x no 3T11.

Dívida Líquida (R\$ bilhões)



INVESTIMENTOS

No 3T12, os investimentos somaram R\$ 31,0 milhões. Desse total, a Companhia investiu:

- (i) R\$ 27,9 milhões na modernização das usinas, sobretudo Nova Avanhandava, Limoeiro, Água Vermelha e Ibitinga;
- (ii) R\$ 3,1 milhões em TI, visando à otimização dos processos.

No acumulado do 9M12, a companhia investiu R\$ 72,4 milhões. Os investimentos se dividem da seguinte forma:

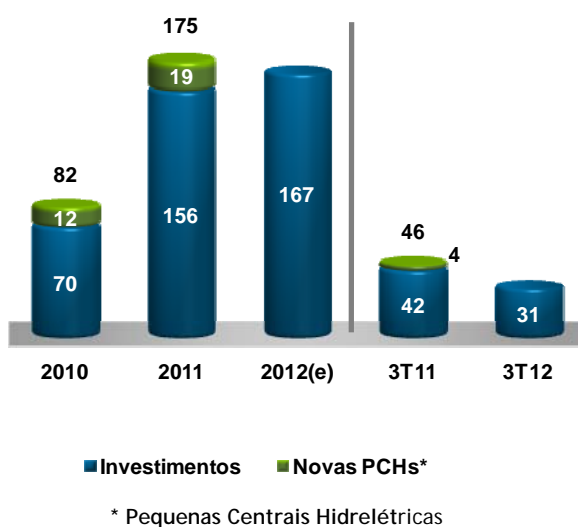
- (i) R\$ 62,2 milhões na modernização das usinas, principalmente Nova Avanhandava e Ibitinga;
- (ii) R\$ 6,1 milhões em melhorias de TI; e
- (iii) R\$ 4,1 milhões o projeto Jaguari Mirim (PCH São José), que entrou em operação em março.

A Companhia revisou o *guidance* de investimentos para 2012. O total previsto, que era de R\$ 174,1 milhões, passou para R\$ 166,8 milhões, uma redução de 4,2% (ou R\$ 7,3 milhões). A alteração se deu por conta da postergação, para 2013, do início dos investimentos na atualização e revisão do sistema de gestão empresarial da Companhia, programado originalmente para o 3T12.

Os investimentos do ano estão sendo 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.

Histórico de Investimentos

(R\$ milhões)



FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

R\$ Milhões	1T11	2T11	3T11	9M11	1T12	2T12	3T12	9M12
SALDO DE CAIXA INICIAL	565,1	499,4	285,9	565,1	441,9	413,4	273,5	441,9
Geração Operacional de Caixa	298,8	296,6	350,9	946,3	382,0	466,5	435,1	1.283,6
Investimentos	(34,8)	(29,4)	(39,6)	(103,8)	(17,6)	(17,4)	(28,3)	(63,3)
Despesas Financeiras Líquidas	(10,5)	(22,6)	(13,5)	(46,6)	(13,2)	(25,3)	(11,2)	(49,7)
Imposto de Renda	(315,0)	(15,8)	(17,0)	(347,7)	(375,5)	(21,1)	(21,7)	(418,3)
Caixa Livre	(61,5)	228,9	280,8	448,2	(24,3)	402,8	373,8	752,3
Dividendos e JSCP	(4,2)	(442,4)	(179,3)	(625,9)	(4,2)	(542,6)	(250,6)	(797,4)
SALDO DE CAIXA CONSOLIDADO	499,4	285,9	387,3	387,3	413,4	273,5	392,4	392,4

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 3T12 x 3T11

O fluxo de caixa livre encerrou o 3T12 em R\$ R\$ 373,8 milhões, apresentando uma variação de 33,1% ou 93,0 milhões, quando comparado ao do 3T11. Decorrente dos seguintes fatores:

- (i) a geração de caixa operacional totalizou R\$ 435,1 milhões, uma expansão de R\$ 84,2 milhões ante o 3T11. Tal variação é explicada pelo aumento da receita originada do contrato bilateral com a AES Eletropaulo, decorrente do reajuste ocorrido em julho de 2012, além do benefício relativo ao maior preço spot verificado no período (R\$ 131,10/MWh no 3T12 versus R\$ 21,29/MWh no 3T11) e do aumento de R\$ 7 milhões na receita auferida no MRE;

- (ii) volume de investimentos inferior (R\$ 28,3 milhões no 3T12 ante R\$ 39,6 milhões no 3T11), em função de um menor volume de recursos destinados à modernização das usinas e ausência do investimento no projeto Jaguari Mirim (PCH São José), que entrou em operação em março;

Parcialmente compensados pelo

- (iii) maior desembolso com imposto de renda (R\$ 21,7 milhões no 3T12, versus R\$ 17,0 milhões no 3T11), resultado da elevação do resultado obtido pela Companhia no 3T12.

Destaques 9M12 x 9M11

O fluxo de caixa livre totalizou R\$ 752,3 milhões nos 9M12, montante 67,8% superior ao 9M11. Esse desempenho ocorreu em função dos seguintes fatores:

- (i) a geração de caixa operacional aumentou R\$ 337,3 milhões (35,6%) na comparação com o 9M11. Esse aumento é decorrente da maior receita auferida com o contrato bilateral com a AES Eletropaulo e com a venda de energia no mercado spot; e
- (ii) queda de 39,0% nos investimentos (R\$ 63,3 milhões no 9M12 ante R\$ 103,8 milhões no 9M11);

Parcialmente compensados pelo

- (iii) acréscimo de 20,3% no pagamento de imposto de renda e contribuição social decorrente do maior lucro auferido pela Companhia na mesma base de comparação.

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 6 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.

Contra a liminar mencionada acima, em outubro de 2011, foi apresentado recurso ao Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo, o qual, por entender que havia a necessidade de examinar se existiriam condições materiais para o cumprimento da obrigação, suspendeu a liminar concedida em favor do Estado de São Paulo até que fosse julgado o recurso apresentado pela AES Tietê.

Em 19 de março de 2012, o referido recurso foi negado, tendo o Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo determinado que a AES Tietê apresentasse o seu plano em juízo ou comprovasse os motivos para não fazê-lo. Assim, visando evitar a aplicação de qualquer sanção, a AES Tietê apresentou no dia 26 de abril de 2012, o projeto "Termo São Paulo", detalhado abaixo, como seu plano para atendimento da obrigação de expansão da capacidade.

Em 12 de setembro de 2012, foi proferida decisão em 1ª instância determinando que o Estado de São Paulo se manifeste sobre o Plano de Expansão de Capacidade da AES Tietê.

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 (LP). 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.

Em 30 de novembro de 2011, o Ministério Público e a Defensoria Pública do Estado de São Paulo ajuizaram ação civil pública contra o Estado de São Paulo, a AES Tietê e a CETESB, questionando o procedimento de licenciamento ambiental e solicitando em pedido liminar a suspensão dos efeitos da licença prévia, o que foi concedido pelo Judiciário. Em 23 de abril de 2012, a Companhia voluntariamente se deu por intimada e apresentou defesa no dia 27 de abril de 2012. Em 15 de maio de 2012, o Tribunal de Justiça de SP suspendeu a liminar e, desde então, aguarda-se julgamento de mérito do recurso apresentado pela AES Tietê.

Em paralelo, a Companhia continua trabalhando para atender às condicionantes e obter a Licença de Instalação (LI).

A AES Tietê se inscreveu para participar dos leilões A-5 de 2011, que ocorreu no dia 20 de dezembro de 2011, além dos leilões A-3 e A-5 de 2012, previstos para ocorrerem em 11 e 25 de outubro de 2012, respectivamente. 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", a participação nesses certames ficou inviabilizada.

A Companhia trabalha para obter o fornecimento de gás, de forma a viabilizar o projeto, com duas opções: (i) participar dos próximos leilões de energia; ou (ii) avaliar a possibilidade de vender energia no mercado livre.

Além do projeto "Termo-São Paulo", a Companhia adquiriu a opção de compra de um projeto de usina termoeletrica, com capacidade de 579 MW, a ser instalada no município de Araraquara. Com isso, foi garantida exclusividade para avaliação do projeto nos próximos anos e a possibilidade de adequá-lo aos padrões de desenvolvimento de negócios da AES. A Companhia acredita que exista potencial de sinergia e redução de custos caso os dois projetos sejam executados simultaneamente.

Contribuem 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), finalizada em março de 2012, além de dois contratos de longo prazo de compra de energia proveniente de biomassa de cana-de-açúcar, que totalizam 10 MW médios.

REGULATÓRIO

MEDIDA PROVISÓRIA Nº 579 E DECRETO-LEI 7.805

Com objetivo de estimular a economia do país, em 11 de setembro de 2012, o governo federal anunciou cortes nos custos de energia para consumidores residenciais e industriais através da Medida Provisória 579 ("MP 579"). Em 14 de setembro de 2012, a emissão do Decreto-Lei 7.805, definiu alguns dos procedimentos operacionais para a implementação do que havia sido estabelecido na MP 579.

A iniciativa busca uma redução de 20,2%, em média (16,2% para clientes residenciais e de 19,7% a 28% para os consumidores industriais) nas tarifas e baseia-se em dois pontos principais:

- (i) redução dos encargos setoriais (RGR, CCC e CDE), que contribuiria para a redução das tarifas finais em 7,0%; e

- (ii) definição de novas condições para a renovação de contratos de concessão de geração, transmissão e distribuição, com datas de vencimento entre 2015 e 2017, com um impacto médio de 13,2% nas tarifas finais.

As regras para renovação das concessões estabelecidas pela MP 579 são válidas para as concessões concedidas antes de 1995 e, por isso, não são aplicáveis à AES Tietê. Além disso, a concessão de todas as usinas da AES Tietê expirará apenas em 2029. A Companhia também possui toda a sua garantia física de geração contratada até 31 de dezembro de 2015. Sendo assim, não são esperados impactos significativos nos negócios da Companhia em função da MP 579.

MERCADO DE CAPITAIS

DESEMPENHO DAS AÇÕES

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

As ações preferenciais da Companhia integram o Índice Brasil (IBrX), que mede o desempenho das 100 ações mais negociadas na bolsa; o Índice Dividendos (IDIV), que mede o comportamento das ações de empresas que se destacaram em termos de remuneração dos investidores; e o Índice de Energia Elétrica (IEE), que tem como objetivo medir o desempenho do setor elétrico.

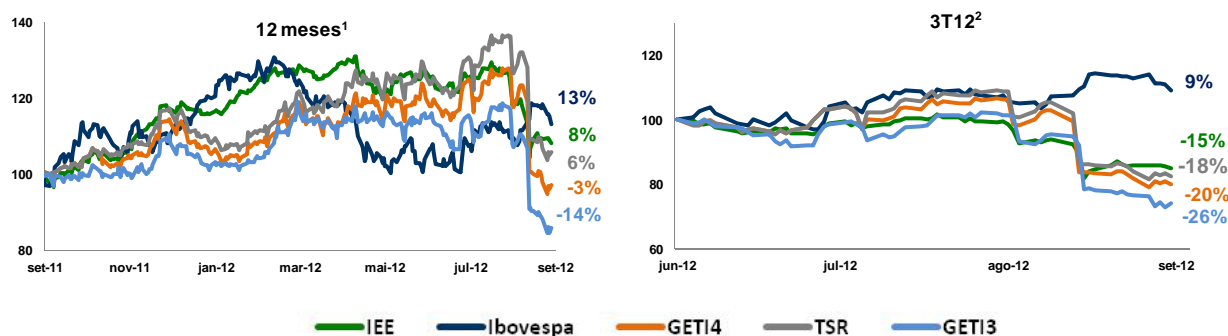
Pelo quinto ano consecutivo, a Companhia também faz parte da carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE), que reúne as empresas que apresentam os melhores desempenhos sob o aspecto da sustentabilidade.

As ações da AES Tietê encerraram setembro cotadas a R\$ 18,37 (ordinárias) e R\$ 22,80 (preferenciais), com desvalorização, respectivamente, de 25,9% e 20,3% no 3T12. Neste mesmo período, o Ibovespa valorizou-se 8,9%, enquanto o IEE desvalorizou-se 15,0% e o TSR das ações preferenciais sofreu queda de 17,7%.

Esse desempenho reflete a reação do mercado após o anúncio do programa de redução de custos de energia, que apesar de não impactar diretamente a Companhia influenciou a cotação de todas as empresas do setor de energia. No mesmo período, o Ibovespa apresentou valorização de 8,9% enquanto o IEE apresentou queda de 15,0%.

Os papéis da Companhia foram negociados em 100% dos pregões da BM&FBovespa durante o 3º trimestre de 2012. No período, foram registrados 8.240 negócios realizados com as ações preferenciais e 3.662 com as ordinárias, correspondente a um volume médio diário de R\$ 21,3 milhões e R\$ 7,8 milhões, respectivamente.

AES Tietê x Ibovespa x IEE x TSR³
Base 100

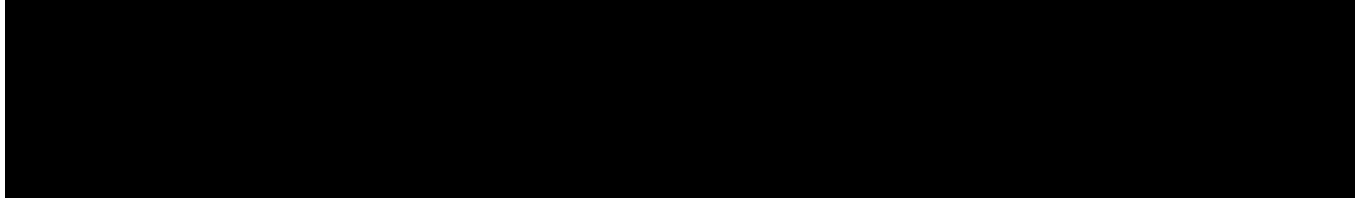


1 - Índice - 30/09/2011 = 100 2 - Índice - 29/06/2012 = 100

3 - Total Shareholder Return - Retorno total ao acionista

(Considera a variação das cotações e os dividendos declarados no período)

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA



Em 30/09/2012

CONTATOS:

Clarissa Sadock

Diretora de Relações com Investidores

clarissa.sadock@aes.com

Tel.: (11) 2195-7048

Gerente de RI	E-mail	Telefone
Roberta Tenenbaum	roberta.tenenbaum@aes.com	(11) 2195-7022
Analistas de RI	E-mail	Telefone
Luciana Silvestre	luciana.silvestre@aes.com	(11) 2195-2282
Rafael Presilli	rafael.presilli@aes.com	(11) 2195-2582
Tatiana Anicet	tatiana.anicet@aes.com	(11) 2195-1289
Thatiana Zago	thatiana.zago@aes.com	(11) 2195-2681

www.aestiete.com.br/ri ri.aestiete@aes.com

AES TIETÊ CONVIDA PARA:

Teleconferência / *Webcast*

APRESENTAÇÃO:

Britaldo Soares - Diretor Presidente

Rinaldo Pecchio - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

DATA: quarta-feira, 7 de novembro de 2012

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 O INGLÊS

CÓDIGO DA CONFERÊNCIA: AES Tietê

REPLAY: (+55 11) 4688-6312

CÓDIGO PORTUGUÊS: 2943720#

CÓDIGO INGLÊS: 2094451#

DISPONIBILIDADE: 07/11/12 até 13/11/12.

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 Companhia. 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 doze 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 2.658 (MW), o que corresponde a 18% da energia gerada no Estado, de acordo com dados da Secretaria Estadual de Energia, Recursos Hídricos e Saneamento. No 3T12, gerou 3.500,4 GWh de energia e obteve Receita Líquida de R\$ 543,1 milhões e Ebitda de R\$ 423,0 milhões.

ANEXOS - DADOS CONSOLIDADOS - R\$ mil

CONSOLIDADO		
ATIVO	30.06.2012	30.09.2012
ATIVO CIRCULANTE	585.219	747.591
DISPONIBILIDADES	273.495	392.410
Caixa e bancos	819	306
Aplicações financeiras	272.676	392.104
CRÉDITOS	261.882	265.558
Revendedores	48.182	36.318
Contas a receber de partes relacionadas	213.700	229.240
OUTROS	49.842	89.623
Tributos e contribuições sociais	44.805	64.371
Outros créditos	5.037	25.252
ATIVO NÃO CIRCULANTE	3.326.300	3.307.484
Tributos e contribuições sociais diferidos	-	-
Títulos a recuperar	104.237	101.650
Outros tributos compensáveis	791	894
Cauções e depósitos vinculados	53.323	54.598
Outros créditos	14.576	14.386
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(14.576)	(14.386)
Imobilizado	3.118.087	3.098.794
Intangível	49.862	51.548
TOTAL DO ATIVO	3.911.519	4.055.075

CONSOLIDADO		
PASSIVO	30.06.2012	30.09.2012
PASSIVO CIRCULANTE	748.505	902.035
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	320.147	340.733
Empréstimos e financiamentos	300.217	300.221
Encargos de dívidas	19.930	40.512
FORNECEDORES	55.456	59.827
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	268.146	401.273
DIVIDENDOS PROPOSTOS E DECLARADOS	2.235	2.413
PROVISÕES	73.884	67.545
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	14.067	13.041
Provisão para litígios e contingências	59.817	54.504
OUTRAS CONTAS A PAGAR	28.637	30.244
PASSIVO NÃO CIRCULANTE	1.250.229	1.246.888
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	599.059	599.290
PROVISÕES PARA LITÍGIOS E CONTINGÊNCIAS	45.631	51.843
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS	602.490	593.218
PROVISÃO PARA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO	2.340	1.798
OUTROS	709	739
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.912.785	1.906.152
Capital Social	207.227	207.227
Reservas de Capital	253.704	253.775
Reservas de Lucro - Legal	41.445	41.445
Ajuste de avaliação patrimonial	1.159.662	1.141.933
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	-	-
Lucros acumulados	250.747	261.772
TOTAL DO PASSIVO	3.911.519	4.055.075

Demonstração dos Resultados	3T11	3T12	Var (%) 3T12 X 3T11	9M11	9M12	Var (%) 9M12 X 9M11
Receita Operacional Bruta	544.909	572.033	5,0%	1.413.702	1.707.844	20,8%
Suprimento e Transporte de Energia	544.909	571.993	5,0%	1.413.685	1.707.778	20,8%
Outras Receitas	-	40	-	16	66	310,9%
Deduções da Receita Operacional	(26.284)	(28.943)	10,1%	(69.569)	(89.390)	28,5%
Receita Operacional Líquida	518.625	543.092	4,7%	1.344.132	1.618.455	20,4%
Custos do Serviço de Energia Elétrica	(154.315)	(160.620)	4,1%	(418.779)	(487.678)	16,5%
Pessoal	(17.733)	(21.332)	20,3%	(51.968)	(58.405)	12,4%
Material	(1.451)	(1.323)	-8,8%	(3.343)	(3.124)	-6,6%
Serviços de Terceiros	(20.889)	(19.858)	-4,9%	(48.485)	(62.652)	29,2%
Compensação Financeira para Utilização de Recursos Hídricos	(14.596)	(17.119)	17,3%	(46.655)	(53.693)	15,1%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(27.473)	(37.211)	35,4%	(62.682)	(95.601)	52,5%
Transmissão e Conexão	(25.802)	(27.190)	5,4%	(72.130)	(79.996)	10,9%
Depreciação e Amortização	(40.821)	(40.553)	-0,7%	(122.347)	(119.579)	-2,3%
Provisões Operacionais	(1.029)	202	-	(98)	(1.337)	1257,5%
Outras despesas (receitas) operacionais	(4.521)	3.764	-	(11.071)	(13.291)	20,1%
Resultado do Serviço	364.310	382.472	5,0%	925.353	1.130.777	22,2%
EBITDA	405.131	423.025	4,4%	1.047.700	1.250.356	19,3%
Receita (Despesa) Financeira	(18.027)	(12.394)	-31,2%	(42.247)	(38.312)	-9,3%
Receitas Financeiras	12.644	7.261	-42,6%	41.605	26.522	-36,3%
Despesas Financeiras	(24.851)	(18.311)	-26,3%	(73.558)	(60.550)	-17,7%
Variações Monetárias/cambiais - líquidas	(5.820)	(1.344)	-76,9%	(10.294)	(4.284)	-58,4%
Resultado Antes dos Tributos	346.283	370.078	6,9%	883.106	1.092.465	23,7%
Provisão para IR e Contribuição Social	(126.194)	(132.720)	5,2%	(321.175)	(391.143)	21,8%
Impostos Diferidos	8.281	6.685	-19,3%	20.311	18.460	-9,1%
Lucro Líquido do Exercício	228.369	244.043	6,9%	582.242	719.782	23,6%

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.