

Resultados econômico-financeiros 2T12

LUCRO LÍQUIDO DA AES TIETÊ ATINGE R\$ 229,5 MILHÕES NO 2T12

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

No 2T12, a receita líquida da AES Tietê totalizou R\$ 535,2 milhões, montante 30,8% superior em comparação ao 2T11. Esse desempenho deve-se, principalmente, à alteração na sazonalidade do contrato bilateral com a AES Eletropaulo e ao reajuste do preço da energia vendida por meio desse contrato e ainda os maiores preços praticados no mercado spot.

A Companhia apurou Ebitda de R\$ 404,2 milhões no segundo trimestre de 2012, montante 32,8% acima do registrado no 2T11, enquanto o lucro líquido de R\$ 229,5 milhões representou um aumento de 43,0% no mesmo período.

Mantendo a prática de distribuição de proventos adotada desde 2006, a AES Tietê distribuirá a seus acionistas a totalidade do lucro distribuível obtido no 2T12 na forma de dividendos.

Em 2012, a Companhia mantém o foco na excelência operacional e na disponibilidade de geração de energia, com investimentos de R\$ 174,1 milhões no ano. Os recursos serão destinados principalmente à modernização e manutenção preventiva das usinas de Água Vermelha, Ibitinga, Nova Avanhandava e Caconde.



Destaques

R\$ milhões	2T11	2T12	Var (%)
Receita Líquida	409,1	535,2	30,8%
Custos e Despesas Operacionais*	104,7	131,0	25,1%
EBITDA	304,4	404,2	32,8%
Margem EBITDA - %	74,4%	75,5%	1,1 p.p.
Lucro Líquido	160,5	229,5	43,0%
Margem Líquida - %	39,2%	42,9%	3,5 p.p.
Patrimônio Líquido	1.918,1	1.912,8	-0,3%
Dívida Líquida	639,0	645,7	1,1%

*não inclui depreciação

Índices

Índices	2T11	2T12	Var (%)
Lucro Líq** / PL (vezes)	0,4x	0,5x	34,6%
Dívida Líquida/ PL (vezes)	0,3x	0,3x	1,3%
Dívida Líquida/ EBITDA** (vezes)	0,5x	0,4x	-21,4%
EBITDA/ Desp.Financ. (vezes)	12,2x	17,2x	41,4%

** últimos 12 meses

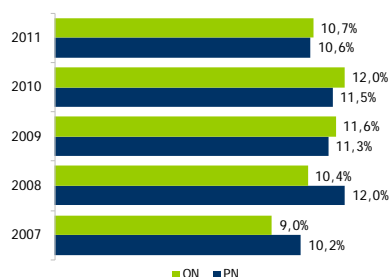
Destaques Operacionais

Dados Operacionais	2T11	2T12	Var (%)
Energia Gerada - GWh	3.502,6	3.780,8	7,9%
Preço Contrato Bilateral*** (R\$/MWh)	159,9	173,7	8,7%
Investimentos - R\$ milhões	34,4	20,1	-41,6%
Funcionários	338	370	9,5%

*** Contrato com AES Eletropaulo

São Paulo, 03 de agosto de 2012 - A AES Tietê S.A. (BM&FBovespa: GETI3 e GETI4; OTC: AESAY e AESYY) anunciou hoje os resultados referentes ao 2º trimestre de 2012 (2T12). As informações operacionais e financeiras da Companhia, exceto quando indicadas de outra forma, são apresentadas com base em números consolidados da AES Tietê S.A. e de suas controladas AES Minas PCH Ltda. e AES Rio PCH Ltda., de acordo com a Legislação Societária.

Dividend Yield



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

GETI3: R\$ 24,19 GETI4: R\$ 28,74 (02/08/12)

VALOR DE MERCADO: R\$ 10.059 MM

VALOR DE MERCADO: US\$ 4.914 MM

DESTAQUES DO 2T12

Operacionais

- ↑ A geração total de energia no 2T12 foi 7,9% superior à registrada no 2T11, representando um volume total gerado 36% superior à garantia física.
- ↑ Investimentos de R\$ 17,3 milhões, destinados especialmente ao programa de modernização das usinas de Nova Avanhandava (347MW) e Ibitinga (132MW).

Financeiros

- ↑ Receita líquida de R\$ 535,2 milhões, o que representa um aumento de 30,8% em relação ao 2T11. Essa elevação deve-se à alteração da sazonalidade do contrato bilateral com a AES Eletropaulo e aos maiores preços praticados no mercado *spot*.
- ↓ Elevação de 27% nos custos com energia, principalmente devido ao maior volume de energia comprada para revenda, e aumento de 23% nas despesas operacionais em relação ao 2T11
- ↑ Ebitda 32,8% superior quando comparado com o 2T11, alcançando R\$ 404,2 milhões no 2T12, com margem de 75,5%.
- ↑ Lucro líquido de R\$ 299,5 milhões, resultado 43,0% superior ao obtido no 2T11.

Eventos Subsequentes

- ↑ Em 04 de julho de 2012 ocorreu o reajuste anual, pelo IGP-M acumulado em 12 meses (5,14%), do preço do contrato bilateral com a AES Eletropaulo, que passou de R\$ 173,68/MWh para R\$ 182,61/MWh.
- ↑ Em 3 de agosto de 2012, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a distribuição de R\$ 250,7 milhões, correspondentes a 109% do lucro líquido auferido no 2T12, sendo R\$ 0,63 por ação ordinária e R\$ 0,69 por ação preferencial. A data prevista para pagamento dos dividendos é 27 de agosto de 2012.

CONTEXTO OPERACIONAL

GERAÇÃO HIDRELÉTRICA NO BRASIL

A energia produzida pelas usinas geradoras no Brasil é destinada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), que é formado por usinas geradoras das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e de parte da região Norte do País. Segundo o Operador Nacional do Sistema (ONS), apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do Brasil encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados, localizados principalmente na região amazônica. As atividades de coordenação e controle da operação de geração de energia são executadas pelo ONS que procura, a partir dos recursos energéticos disponíveis, eliminar as diferenças entre a programação do despacho otimizado e o realizado.

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

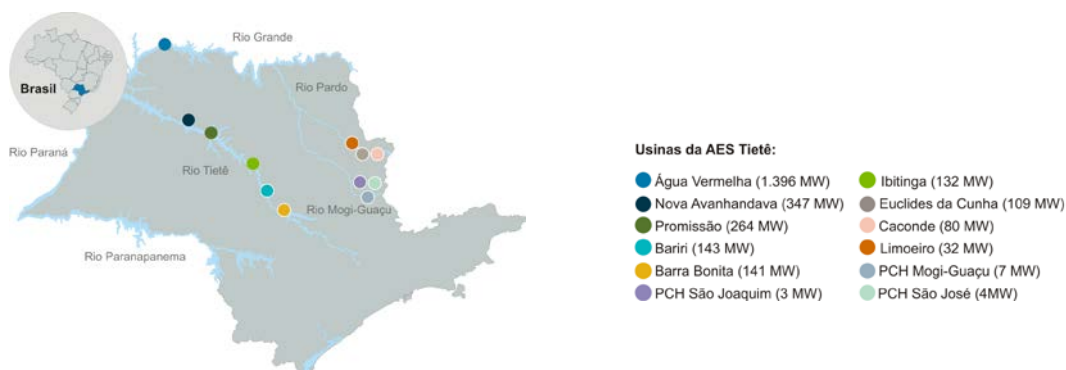
De acordo com as regras do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), o volume total de energia gerada no País é alocado para cada geradora do SIN, de forma proporcional aos seus respectivos níveis de garantia física. Esta alocação busca garantir que todas as usinas participantes do MRE tenham seus níveis 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 19 hidrelétricas, capacidade instalada de 2.663 MW e garantia física de 1.282 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), com capacidade instalada de 2.658 MW e garantia física de 1.278 MW médios, localizadas nos rios Tietê, Grande, Pardo e Mogi-Guaçu, nas regiões central e noroeste do Estado de São Paulo.



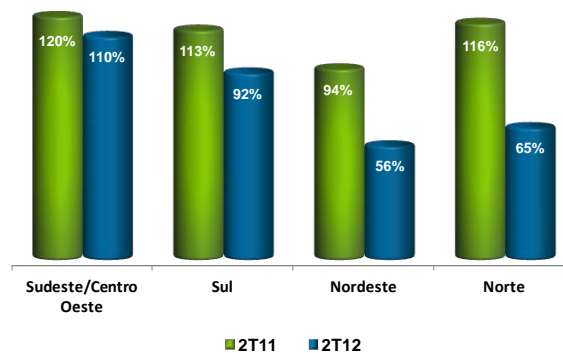
A Companhia também controla a AES Minas PCH Ltda (“PCH Minas”), que detém sete PCHs no Estado de Minas Gerais, sendo que uma delas está desativada, sob estudo de viabilidade técnica. A capacidade total instalada das PCHs em operação é de 5,4 MW, com garantia física de 4,4 MW médios.

RESERVATÓRIOS

A partir do 2º trimestre de cada ano, inicia-se o período seco no Brasil, que vai de abril a novembro. No Sudeste, no entanto, o período de chuvas tende a ser mais longo com o nível de precipitação alto até meados do mês de junho quando as chuvas começam a diminuir.

No 2T12, a energia natural afluyente¹ (ENA) no subsistema Sudeste/Centro-Oeste ficou abaixo da registrada no mesmo período do ano anterior e da média histórica. A razão foi principalmente o menor volume de chuvas verificado desde fevereiro causadas pelo fenômeno meteorológico La Niña (caracterizado pela elevação de temperatura no Pacífico Equatorial e esfriamento da temperatura no Atlântico Sul). Além disso, as afluições no 2T11 ficaram acima da média histórica.

Energia Natural Afluyente
(% da média de longo prazo)



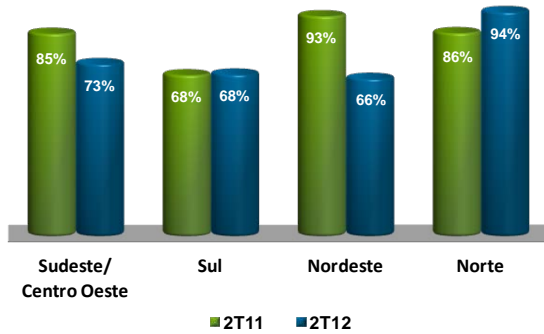
Fonte: ONS (Junho/12)

No 2T12, 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 2T11, como pode ser observado no gráfico abaixo, à esquerda. Entretanto os níveis mantiveram-se dentro da média histórica e 35% superior à Curva de Aversão ao Risco (CAR), calculada pelo ONS, conforme demonstrado no gráfico abaixo, à direita.

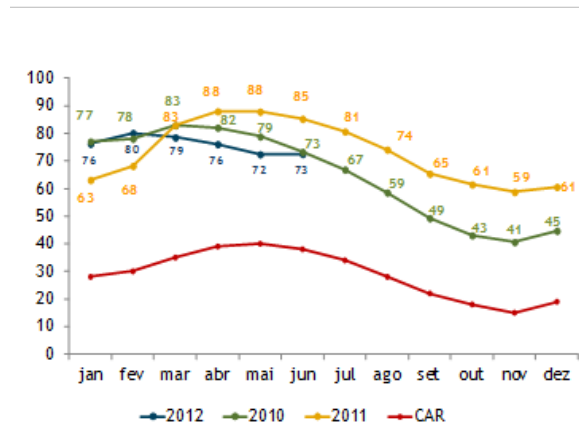
Da mesma forma, os níveis de armazenamento dos reservatórios verificados em todas as regiões do Brasil são considerados confortáveis, conforme pode ser observado nos gráficos a seguir.

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

Nível dos Reservatórios (%)



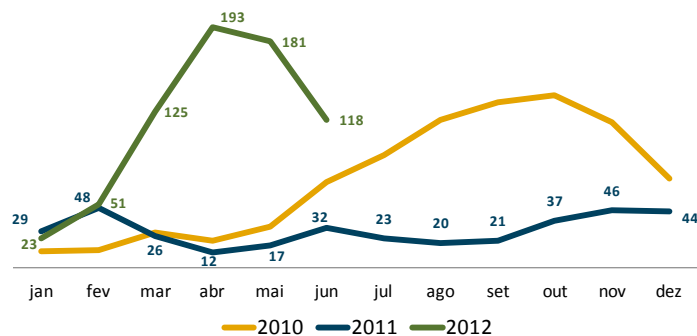
Curva de Aversão ao Risco - Submercado SE/CO



Os preços no mercado spot no submercado sudeste/centro-oeste em 2012, especialmente nos meses de março e abril, elevaram-se de maneira significativa na comparação com os patamares observados nos anos anteriores, refletindo o menor volume de chuvas principalmente nos meses de fevereiro a maio. A queda do PLD em junho se deve à melhora na ENA realizada e na projeção de afluência no SIN para os próximos meses. Ainda assim, o preço permanece 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)² - Submercado SE/CO



Usinas da AES Tietê

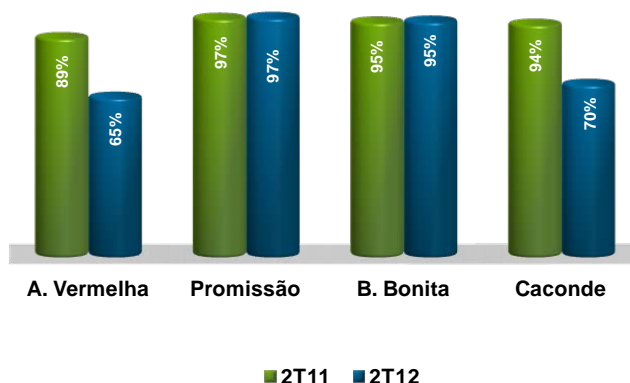
Com condições hidrológicas menos favoráveis, ao final do 2T12, o volume médio de armazenamento dos reservatórios da AES Tietê ficou abaixo do mesmo período do ano anterior. No 2T12, o percentual de armazenamento ficou em 81%, enquanto no 2T11 o mesmo foi de 93%. Essa diminuição já era esperada pela Companhia dada a ocorrência do fenômeno La Niña que reduziu o volume de chuvas antes mesmo do início do período seco. A redução em Água Vermelha e Candeia refletem os efeitos desse fenômeno, uma vez que em 2011 o volume de chuvas foi maior, acima da

² Preço médio mensal negociado no mercado spot

média histórica. Ainda assim, os níveis dos reservatórios são considerados confortáveis para a geração nos trimestres subsequentes.

No mês de junho houve grande quantidade de chuvas no subsistema do sudeste, principalmente sobre a Bacia do Rio Tietê favorecendo a recuperação dos reservatórios de Barra Bonita e Promissão que fecharam o trimestre com armazenamento de 95% e 97% respectivamente.

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. 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 do terceiro 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 dezembro/10 a novembro/11, sendo corrigida para R\$ 9,58/MWh. Essa tarifa é determinada de forma a reembolsar os custos incrementais de operação e manutenção das usinas.

Já os preços da energia faturada no mercado *spot* variam de acordo com condições mercadológicas de oferta e demanda de energia. O preço *spot* médio no submercado Sudeste/Centro-Oeste passou de R\$ 20,45/MWh no 2T11 para R\$ 164,05/MWh no 2T12. Esta elevação é explicada pelas condições hidrológicas desfavoráveis, de poucas chuvas durante o período de fevereiro a maio desse ano, no qual se configurou o fenômeno natural La Niña.

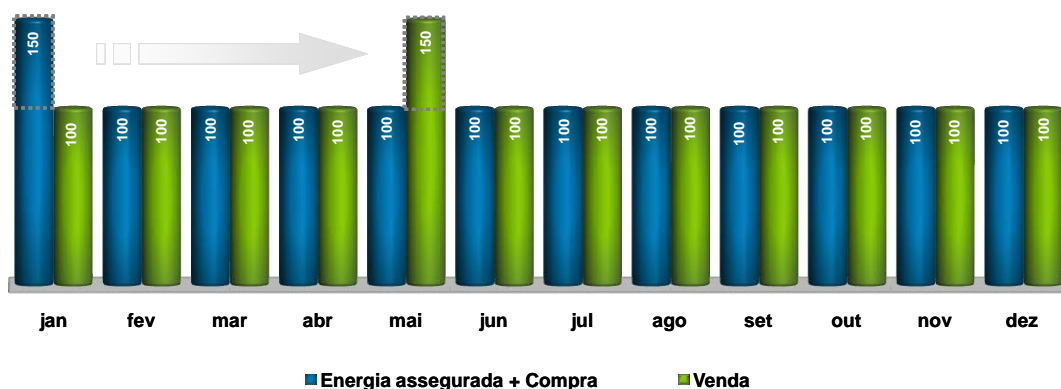
Na linha de receitas com a CCEE também são consideradas as receitas administrativas, que se referem, principalmente, ao rateio de receitas auferidas devido aos pagamentos de principal, correção monetária, multa e juros, efetuados por agentes inadimplentes com a CCEE.

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. Desde a adoção da estratégia, o portfólio desses 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. 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.

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.³

Apesar das condições hidrológicas menos favoráveis, o volume total de energia gerada no 2T12 pelas usinas da AES Tietê foi 7,9% superior ao do 2T11. Essa variação no trimestre é explicada principalmente pelo menor volume de energia gerada no 2T11, quando duas das três máquinas da usina de Nova Avanhandava estavam paradas para manutenção. Mesmo com o retorno de uma delas à operação, no final de junho de 2011, podemos observar na tabela abaixo, que o volume de energia gerada mais que dobrou com as três máquinas em funcionamento. Outras usinas que contribuíram para essa elevação foram Caconde, que gerou um volume maior principalmente no mês de maio/12, e Promissão, que teve geração mais elevada em junho/12.

No acumulado do ano, houve aumento de 8,9% no volume de energia gerada se comparado ao mesmo período do ano anterior. Essa variação pode ser explicada pelo maior volume gerado pela usina de Água Vermelha no 1T12, uma vez que a geração no 2T12 se manteve praticamente estável em relação à do 2T11. No 1T11, a usina de Água Vermelha foi menos despachada devido às condições hidrológicas desfavoráveis na região, enquanto no 1T12, voltou a gerar em patamar semelhante ao verificado nos últimos anos.

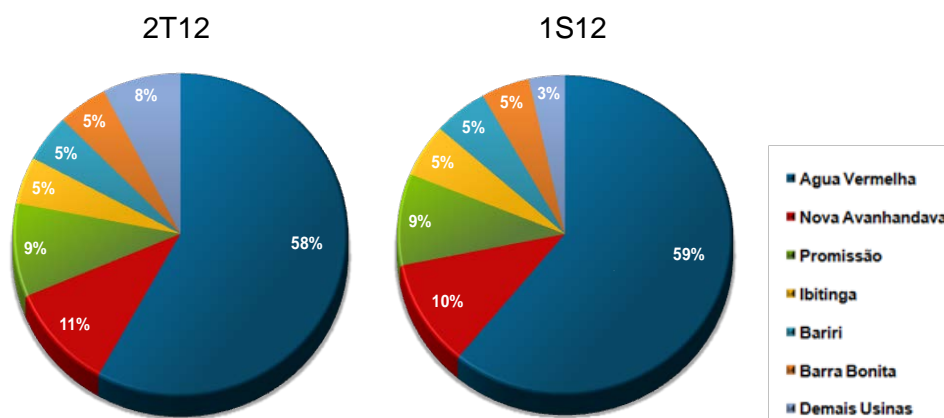
Na tabela abaixo, é possível visualizar o aumento da geração de energia das usinas da AES Tietê no 2T12 e no acumulado do ano.

³ Dados referentes ao total do 2T12

Geração (Usinas) - GWh	2T11	2T12	Variação (%) 2T12 x 2T11	1S11	1S12	Variação (%) 1S12 x 1S11
Energia Gerada Bruta	3.502,6	3.780,8	7,9%	6.984,8	7.609,0	8,9%
Água Vermelha (Sen. José Ermírio de Moraes)	2.188,8	2.198,3	0,4%	3.940,1	4.466,2	13,4%
Bariri (Álvaro de Souza Lima)	174,9	179,9	2,9%	428,6	385,5	-10,1%
Barra Bonita	160,7	183,5	14,2%	403,6	344,9	-14,5%
Caconde	83,9	110,6	31,8%	197,3	189,7	-3,8%
Euclides da Cunha	124,1	131,3	5,8%	288,4	257,3	-10,8%
Ibitinga	196,4	178,2	-9,3%	392,4	393,9	0,4%
Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)	34,9	29,5	-15,4%	79,7	60,1	-24,6%
Nova Avanhandava	194,1	398,5	105,3%	417,5	794,6	90,3%
Promissão (Mário Lopes Leão)	327,8	354,5	8,2%	803,3	681,9	-15,1%
Mogi / S. Joaquim / S. José	8,7	8,9	2,4%	16,9	18,8	11,4%
PCH Minas	8,3	7,6	-8,5%	17,0	16,0	-5,8%

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

Energia Gerada (%)



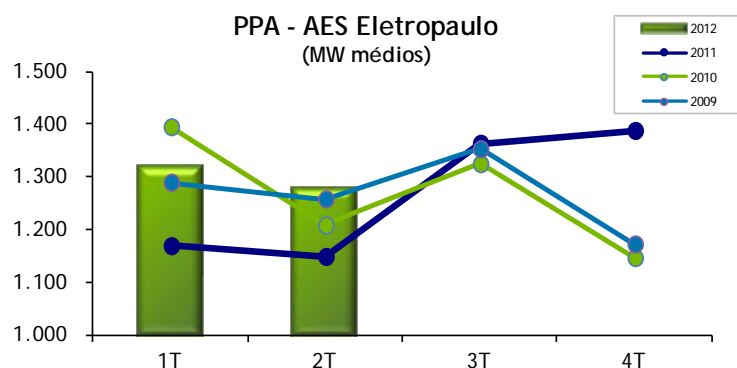
A geração total das usinas da Companhia no 2T12 foi de 136% da garantia física (141% da garantia física do 2T11).

ENERGIA FATURADA

A energia faturada apresentou crescimento de 8,6% no 2T12 quando comparada à do 2T11. Já no primeiro semestre do ano, houve acréscimo de 20,7% na comparação com o mesmo período do ano anterior. Essas variações serão explicadas a seguir.

Energia Faturada (Consolidado) - GWh	2T11	2T12	Variação (%) 2T12 x 2T11	1S11	1S12	Variação (%) 1S12 x 1S11
Energia Faturada	3.864,6	4.192,4	8,5%	7.510,0	9.061,0	20,7%
Contrato Bilateral AES Eletropaulo	2.508,0	2.793,1	11,4%	5.033,9	5.671,7	12,7%
CCEE	1.263,9	1.264,7	0,1%	2.275,1	3.092,2	35,9%
<i>Spot</i>	426,1	339,2	-20,4%	850,5	910,7	7,1%
<i>MRE</i>	837,8	925,5	10,5%	1.424,5	2.181,5	53,1%
Outros Contratos Bilaterais	92,7	134,7	45,3%	201,0	297,1	47,8%

No 2T12, podemos observar um maior volume de vendas por meio do contrato bilateral com a AES Eletropaulo (2.793 GWh no 2T12 ante 2.508 GWh no 2T11) devido à alteração na sazonalidade do contrato bilateral. 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 1T11 e 2T11 foi menor, fato compensado por volumes maiores no 2S11. Sendo assim, no 1S12, a energia faturada por meio desse contrato (5.672 GWh) foi maior do que no 1S11 (5.034 GWh).



O volume de energia faturada por meio da CCEE ficou praticamente estável se comparado ao 2T11, devido à elevação do volume de energia vendida pelo MRE (10,5%) em contrapartida ao menor volume de energia secundária liquidada no mercado spot (-20,4%). Já no acumulado do ano, houve um crescimento de 36% no volume de vendas via a CCEE principalmente em função da maior quantidade de energia vendida tanto no mercado spot quanto no MRE no primeiro trimestre do ano.

Em relação à energia vendida via outros contratos bilaterais, o aumento de 45,3% no 2T12 quando comparada ao 2T11 reflete a estratégia de aproveitamento das oportunidades de mercado. Já no primeiro semestre do ano, o crescimento foi de 47,8% em relação ao mesmo período do ano anterior.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

RECEITA BRUTA

No 2T12, a receita operacional bruta da AES Tietê totalizou R\$ 565,6 milhões, montante 31,4% superior ao registrado no mesmo período do ano anterior (R\$ 430,5 milhões). Esse crescimento é explicado pelos seguintes fatores:

- (i) maior volume de vendas por meio do contrato bilateral com a AES Eletropaulo (2.793,1 GWh no 2T12 ante 2.508,0 GWh no 2T11), devido à alteração na sazonalidade do contrato bilateral e ao reajuste ocorrido em julho de 2011 no preço desse contrato, que passou de R\$ 159,85/MWh para R\$ 173,68/MWh; e
- (ii) maior preço *spot* verificado no período (R\$ 164,05/MWh no 2T12 versus R\$ 20,45/MWh no 2T11), a despeito do menor volume de energia faturada neste mercado (339,2 GWh no 2T12 ante 426,1 GWh no 2T11), o que favoreceu a receita em R\$ 42,1 milhões.

No acumulado de 2012, a receita operacional bruta registrou alta de 30,7%, chegando a R\$ 1.135,8 milhões, favorecida por:

- (i) alteração da sazonalidade do contrato bilateral com a AES Eletropaulo (5.671,7 GWh no 1S12 ante 5.033,9 GWh no 1S11) e reajuste anual do preço; e
- (ii) maior volume de energia vendida no mercado *spot* (910,7 GWh no 1S12 ante 850,5 GWh no 1S11) combinado ao maior preço médio (R\$ 115,16/MWh no 1S12 versus R\$ 27,27/MWh no 1S11).

Receita Bruta (Consolidado) - R\$ milhões	2T11	2T12	Variação (%) 2T12 x 2T11	1S11	1S12	Variação (%) 1S12 x 1S11
Suprimento de Energia	430,5	565,6	31,4%	868,8	1.135,9	30,7%
Contrato Bilateral AES Eletropaulo	400,9	485,1	21,0%	804,7	985,1	22,4%
CCEE	16,4	59,4	262,3%	35,6	110,1	208,9%
<i>Spot</i>	8,3	50,4	506,4%	21,9	89,5	308,2%
<i>MRE</i>	7,5	8,9	17,7%	12,8	20,5	60,0%
<i>Outras (Administrativos)</i>	0,6	0,1	-73,9%	0,9	0,1	-87,3%
Outros Contratos Bilaterais	13,1	21,1	60,6%	28,5	40,7	43,0%

Receita por fonte

AES Eletropaulo

No 2T12, a receita bruta auferida com o contrato bilateral com a AES Eletropaulo foi de R\$ 485,1 milhões, um aumento de 21,0% em relação ao 2T11. No 1S12, a variação da receita bruta referente a esse contrato foi de 22,4%, chegando a R\$ 985,1 milhões.

Esse desempenho reflete a sazonalidade do contrato que, em 2012, é equilibrada entre os trimestres, conforme explicado anteriormente.

CCEE (MRE, *Spot* e Administrativas)

A receita bruta faturada por meio da CCEE registrou um aumento de 262,3% na comparação entre o 2T12 e o 2T11, em função dos maiores preços praticados no mercado *spot*, conforme explicado anteriormente.

Da mesma forma, no 1S12, a variação foi de 208,9% na comparação com o 1S11, em decorrência do maior volume vendido e da elevação do preço *spot*.

Outros Contratos Bilaterais

A receita bruta com outros contratos bilaterais apresentou acréscimo de 60,6% no 2T12 e de 43,0% no acumulado do ano, o que reflete, a estratégia de aproveitamento das oportunidades de mercado.

DEDUÇÕES DA RECEITA

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

A AES Tietê registrou, no 2T12, R\$ 30,4 milhões em deduções de receita ante R\$ 21,3 milhões no 2T11, um incremento de 42,4%, 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 14,2% da receita bruta total da Companhia no trimestre.

No 1S12, as deduções alcançaram R\$ 60,4 milhões, ante R\$ 43,3 milhões registrados no 1S11. A variação também é explicada pela maior participação da receita proveniente dos outros contratos bilaterais e CCEE, que respondem por 13,3% da receita total do semestre.

RECEITA LÍQUIDA

A receita operacional líquida da AES Tietê totalizou R\$ 535,2 milhões no 2T12, montante 30,8% superior ao registrado no 2T11. Esse desempenho reflete: (i) o maior volume de energia vendida

para a AES Eletropaulo combinado com o reajuste no preço, ocorrido em julho/11; e (ii) os maiores preços praticados no mercado *spot*, conforme mencionado anteriormente.

No 1S12, a receita operacional líquida registrou alta de 30,3%, chegando a R\$ 1.075,4 milhões, favorecida por (i) alteração da sazonalidade do contrato bilateral com a AES Eletropaulo e o reajuste anual do preço; e (ii) maior volume e preço de energia vendida no mercado *spot*.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

R\$ mil	2T11	2T12	Var (%) 2T12 X 2T11	1S11	1S12	Var (%) 1S12 X 1S11
Pessoal	17.340	19.213	10,8%	34.243	37.073	8,3%
Material e Serviços de Terceiros	16.213	17.793	9,7%	29.486	44.595	51,2%
Comp. Financ. Utiliz. Rec.Híd.	16.078	17.835	10,9%	32.059	36.574	14,1%
Energia Comprada para Revenda	24.968	37.482	50,1%	35.208	58.390	65,8%
Transmissão e Conexão	23.518	26.468	12,5%	46.329	52.806	14,0%
Provisões Operacionais	(270)	814	-	(931)	1.539	-
Outras despesas (receitas)	6.879	11.363	65,2%	6.544	17.055	160,6%
Total de Custos e Despesas	104.725	130.968	25,1%	182.938	248.032	35,6%

Os custos e despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, somaram R\$ 131,0 milhões no 2T12, representando um aumento de 25,1% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Já no acumulado do ano, verificamos um aumento de 35,6%.

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

Pessoal

As despesas com pessoal somaram R\$ 19,2 milhões no 2T12, uma elevação de 10,8% em relação ao 2T11. Essa variação reflete principalmente o acordo coletivo de 5%, válido desde junho/2011 e complementado em 3% em dezembro/2011, o que gerou uma elevação nas despesas com salários e encargos no valor de R\$ 1,7 milhão.

Os custos com pessoal no 1S12 totalizaram R\$37,1 milhões, um aumento de 8,3%, explicado pelo acordo coletivo vigente desde junho/2011 mencionado acima.

Material e serviços de terceiros

No 2T12, as despesas com material e serviços de terceiros atingiram R\$ 17,8 milhões, um aumento de 9,7% na comparação com mesmo trimestre do ano anterior, devido aos seguintes fatores:

- (i) aumento de R\$ 1,4 milhão nos honorários advocatícios para a cassação da liminar obtida pelo Ministério Público e Defensoria Pública do Estado de São Paulo para suspensão da licença prévia concedida à Termo SP pela CETESB ;
- (ii) maiores gastos com a recuperação das bordas dos reservatórios da Companhia (R\$ 0,6 milhão);
- (iii) manutenção bianual das eclusas das usinas de Barra Bonita, Bariri, Ibitinga, Promissão e Nova Avanhandava (R\$ 0,6 milhão); parcialmente compensados pela

- (iv) redução nos custos com consultoria, relacionados principalmente ao projeto que visa a ganhos de eficiência e melhorias na gestão de custos, com o objetivo de reduzir as despesas no médio e longo prazo (R\$ 1,1 milhão).

Na comparação entre o 1S12 e o 1S11 verificou-se um aumento de R\$ 15,1 milhões, devido aos seguintes eventos:

- (i) manutenção bianual das eclusas das usinas de Barra Bonita, Bariri, Ibitinga, Promissão e Nova Avanhandava (R\$ 9,8 milhões);
- (ii) maiores gastos com consultoria para análises de viabilidade de expansão dos negócios da Companhia (R\$ 1,9 milhão);
- (iii) despesas com a manutenção de equipamentos de geração na usina de Barra Bonita (R\$ 2,0 milhões); e
- (iv) aumento nos honorários advocatícios (R\$ 1,4 milhão); parcialmente compensados
- (v) pela redução nos gastos com consultoria, conforme mencionado acima (R\$ 2,0 milhões).

Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)

As despesas com a CFURH no 2T12 cresceram 10,9% em relação ao 2T11, influenciadas (i) pelo aumento de 7,9% no volume de energia gerada no período (3.780,8 GWh no 2T12 ante 3.502,6 GWh no 2T11) e; (ii) pelo 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 no 1S12 foram de R\$ 36,6 milhões, um aumento de 14,1% explicado pelo maior volume de energia gerada (7.609,0 GWh no 1S12 ante 6.984,8 GWh no 1S11) e pelo reajuste na TAR em 6,6%.

Energia Comprada para Revenda

Os custos com energia comprada para revenda elevaram-se em 50,1%, atingindo o montante de R\$ 37,5 milhões no 2T12 ante R\$ 25,0 milhões no 2T11. Esse resultado foi influenciado pelo aumento no preço médio em função da elevação no preço negociado no SPOT em virtude do baixo volume de chuvas, e pelo aumento no volume de energia comprada (465 GWh no 2T12 ante 422 GWh no 2T11).

As despesas com compra de energia para revenda no 1S12 foram de R\$ 58,4 milhões, montante 65,8% superior ao verificado no 1S11. Essa elevação ocorreu principalmente devido ao maior volume de energia recebida por meio do MRE em uma das usinas da Companhia. Isso foi compensado pelo aumento do volume de energia vendida no MRE por outras usinas da Companhia, conforme explicado na seção “Energia Faturada”, de tal forma que o efeito líquido nesse segmento de mercado foi praticamente nulo.

Transmissão e Conexão

Os custos de transmissão e conexão aumentaram R\$ 3,0 milhões em comparação ao 2T11, totalizando R\$ 26,5 milhões no 2T12. Essa variação é explicada pelos seguintes fatores:

- (i) reajuste de 15,2%, definido pela ANEEL, na TUST-rb da usina de Água Vermelha em julho/2011 (R\$ 2,3 milhões); e
- (ii) reajuste médio de 10,7%⁴ na TUSD-g das demais usinas da Companhia, cujas tarifas são reajustadas entre os meses de fevereiro e agosto, de acordo com o reajuste tarifário das

⁴ Em agosto/11, houve o reajuste de 15,7% referente à usina de Nova Avanhandava. 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%).

distribuidoras que atendem à área de concessão onde elas estão localizadas (R\$ 0,8 milhão).

Os gastos com transmissão no 1S12 aumentaram 14,0%, totalizando R\$ 52,8 milhões ante R\$ 46,3 milhões em igual período do ano anterior. Esse aumento reflete os reajustes tarifários das distribuidoras, conforme mencionado acima.

Provisões Operacionais e Outras Despesas

No 2T12, as provisões operacionais e outras despesas somaram R\$ 12,2 milhões ante R\$6,6 milhões no 2T11. Essa variação é explicada principalmente pelo evento não recorrente de baixa de equipamentos decorrente da recapacitação de ativos das usinas de Nova Avanhandava e Caconde no valor de R\$ 5,3 milhões, parcialmente compensado pela reversão parcial do recebimento de energia livre ocorrida no 2T11 no valor de R\$ 0,9 milhões.

Os gastos com provisões operacionais e outras despesas aumentaram 231,3% no 1S12 em relação ao mesmo período do ano anterior. Esse desempenho é resultado dos seguintes eventos:

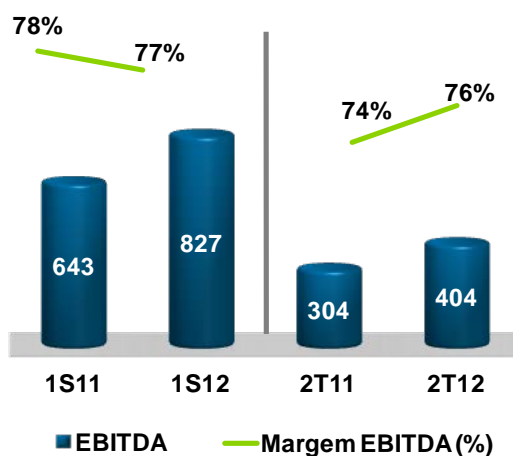
- (i) reconhecimento de perdas com a baixa de ativos (R\$ 5,3 milhões);
- (ii) recebimento de R\$ 4,5 milhões no 1S11, referente ao recálculo da ANEEL para o repasse das perdas de energia livre; e
- (iii) maior volume de reversões trabalhistas ocorridas no 1S11 (R\$ 1,5 milhão).

EBITDA

No 2T12, o Ebitda da AES Tietê foi superior em 32,8% se comparado ao do 2T11, alcançando R\$ 404,2 milhões, com margem de 75,5%. Tal desempenho é explicado pela maior receita líquida, em função da sazonalidade do contrato bilateral com a AES Eletropaulo e do reajuste anual do preço desse contrato, além da maior receita no mercado *spot* em função do preço mais elevado nesse mercado. Tais fatores foram parcialmente compensados pelo aumento de R\$ 26,2 milhões nos custos e despesas, em função dos maiores gastos com energia comprada para revenda, outras despesas operacionais e encargos de conexão e transmissão.

No acumulado de 2012, o Ebitda da Companhia registrou alta de 28,8% na comparação com o do 1S11, somando R\$ 827,3 milhões, com margem de 76,9%. A expansão da receita líquida em R\$ 249,9 milhões foi parcialmente compensada pela elevação dos custos e despesas operacionais em R\$ 65,1 milhões, em função dos maiores gastos com compra de energia para revenda, material e serviços de terceiros e outras despesas operacionais.

Evolução Ebitda (R\$ milhões)



RESULTADO FINANCEIRO

No 2T12, a Companhia registrou resultado financeiro negativo de R\$ 15,5 milhões, comparado a um resultado também negativo de R\$ 13,3 milhões no 2T11. Essa variação foi influenciada principalmente pelo aumento da dívida líquida da companhia impactada pela redução no saldo de caixa.

No 1S12, o resultado financeiro foi negativo em R\$ 25,9 milhões, comparado a um resultado também negativo em R\$ 24,2 milhões registrado no 1S11. Assim como no trimestre, a redução é explicada pela maior dívida líquida da companhia resultante do menor saldo de caixa.

R\$ mil	2T11	2T12	Var (%) 2T12 X 2T11	1S11	1S12	Var (%) 1S12 X 1S11
Receitas Financeiras	11.704	7.967	-31,9%	28.961	19.261	-33,5%
Despesas Financeiras	(24.962)	(23.449)	-6,1%	(53.181)	(45.179)	-15,0%
Despesas Financeiras	(23.561)	(20.082)	-14,8%	(48.707)	(42.239)	-13,3%
Variações Monetárias	(1.401)	(3.367)	140,3%	(4.474)	(2.940)	-34,3%
Resultado Financeiro	(13.258)	(15.482)	16,8%	(24.220)	(25.918)	7,0%

Receitas Financeiras

Em 30 de junho de 2012, as disponibilidades e aplicações financeiras da AES Tietê somavam R\$ 273,5 milhões ante R\$ 285,9 milhões em 30 de junho de 2011. Tais disponibilidades foram aplicadas em operações de curto prazo, com rentabilidade média em torno de 102,7% do CDI no 2T12, comparadas à rentabilidade média de 102,5% do CDI no 2T11. No 1S12, a rentabilidade média foi de 102,5% do CDI, enquanto que no 1S11 foi de 102,6% do CDI.

No 2T12, as receitas financeiras apresentaram decréscimo de 31,9% (R\$ 3,7 milhões) em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, em decorrência do menor saldo médio de aplicações financeiras, que passou de R\$ 403,2 milhões no 2T11 para R\$ 107,2 milhões no 2T12 e da redução do CDI médio no período (8,9% a.a. no 2T12 comparado a 11,82% a.a. no 2T11).

No acumulado de 2012, as receitas financeiras foram menores em 33,5% ou R\$ 9,7 milhões. Essa variação foi influenciada pelo recebimento, no 1T11, de R\$ 3,0 milhões referente ao crédito da massa falida do Banco Santos. Expurgando esse efeito, as receitas financeiras registraram decréscimo de 25,8%, em decorrência do menor saldo médio de aplicações financeiras, que passou de R\$ 450,2 milhões no 1S11 para R\$ 373,0 milhões no 1S12, e da redução do CDI médio (11,54% a.a. no 1S11 ante 9,48% a.a. no 1S12).

Despesas Financeiras e Variações Monetárias

As despesas financeiras e variações monetárias totalizaram R\$ 23,5 milhões no 2T12, montante inferior em R\$ 1,5 milhões ao registrado no 2T11. Essa variação ocorreu em função dos seguintes fatores:

- (i) redução dos encargos financeiros da única dívida da Companhia, uma emissão de debêntures corrigidas por CDI + 1,2% a.a. (R\$ 6,4 milhões);
- (ii) registro, no 2T11, 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\$ 1,2 milhão). 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 2T11, esse valor foi de R\$ 1,2 milhão.

compensados por:

- (iii) redução da capitalização de juros, devido aos menores desembolsos com investimentos registrados no 2T12 (R\$ 2,3 milhões); e
- (iv) ajuste na provisão referente à compra de energia de Itaipu, devido à variação cambial (R\$ 3,5 milhões). Para mais detalhes, vide 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 Companhia. Considerando que não há decisão definitiva desse processo, a Administração da Companhia opta por manter o saldo dessa provisão.

No 1S12, as despesas financeiras alcançaram R\$ 45,2 milhões, uma redução de 15% se comparado aos R\$ 53,2 milhões registrados no 1S11. Essa variação é explicada principalmente pela redução dos encargos financeiros da dívida da Companhia, indexada a CDI + 1,2% a.a.

LUCRO LÍQUIDO

No 2T12, o lucro líquido da AES Tietê totalizou R\$ 229,5 milhões, 43,0% acima do verificado no 2T11. Contribuíram positivamente para tal desempenho: (i) o reajuste no preço do contrato bilateral com a AES Eletropaulo e o maior volume de energia faturada, devido à alteração da sazonalidade do contrato; e (ii) o preço mais elevado no mercado *spot*. Em contrapartida, a elevação de R\$ 26,2 milhões nos custos e despesas operacionais afetou parcialmente os efeitos positivos citados acima.

O lucro líquido da AES Tietê no 1S12 totalizou R\$ 475,7 milhões, 34,4% acima do verificado no 1S11. Contribuíram positivamente para tal desempenho: (i) o maior volume de energia faturada via o contrato bilateral com a AES Eletropaulo, somado ao reajuste no preço desse contrato e; (ii) quantidade e preço mais elevados no mercado *spot*. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela: (iii) elevação dos gastos com compra de energia para revenda, material e serviços de terceiros e outras despesas operacionais.

PROVENTOS

Os proventos referentes aos resultados do 2T12 totalizaram R\$ 250,7 milhões, o que corresponde a 109% do lucro líquido do trimestre. Esse valor será distribuído na forma de dividendos, com pagamento no dia 27 de agosto de 2012, sendo: R\$ 0,6274424730 por ação ordinária e R\$ 0,6901867203 por ação preferencial.

A base de distribuição de dividendos considera a totalidade do lucro líquido do trimestre sob a forma de proventos, já 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 do período é adicionada à base para a distribuição de dividendos. No 2T12, esse ajuste foi de R\$ 21,3 milhões, conforme tabela abaixo:

Dividendos 2T12 (R\$ milhões)	
Lucro do 2º Trimestre de 2012	229,5
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	21,3
Constituição de Reserva Legal (5%)	-
Base para distribuição de dividendos	250,7
Saldo remanescente	-

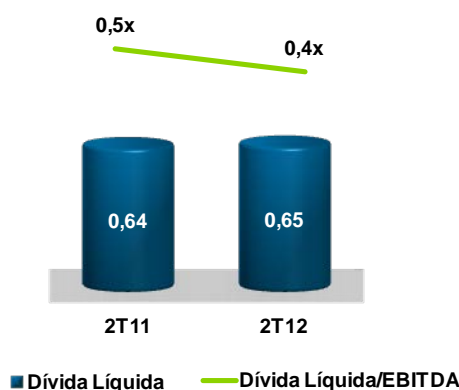
ENDIVIDAMENTO

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

Em 30 de junho de 2012, a dívida bruta da AES Tietê totalizava R\$ 919,2 milhões, representada basicamente pela emissão de debêntures, ao custo de CDI +1,2% a.a. e com vencimento final em 2015. Esse valor é praticamente estável se comparado à posição de 30 de junho de 2011 (R\$ 924,9 milhões), uma vez que as amortizações serão iniciadas em 2013.

No encerramento do 2T12, as disponibilidades somavam R\$ 273,5 milhões, montante R\$ 12,4 milhões inferior ao saldo registrado no 2T11. Essa variação é explicada principalmente pelo maior desembolso para pagamento de dividendos durante o ano de 2012 (R\$ 546,8 milhões em 2012 ante R\$ 446,6 milhões em 2011). Assim, a dívida líquida ao final do 2T12 era de R\$ 645,7 milhões, acima da registrada no 2T11 (R\$ 639,0 milhões). Em 30 de junho de 2012, a relação "dívida líquida/Ebitda", considerando o Ebitda dos últimos 12 meses, era de 0,4x.

Dívida Líquida (R\$ bilhões)



INVESTIMENTOS

No 2T12, os investimentos somaram R\$ 20,1 milhões. Desse total, a companhia investiu:

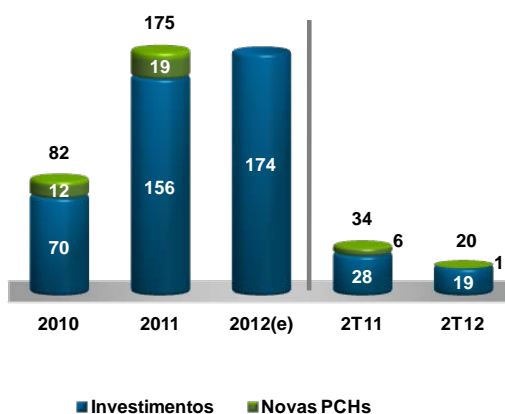
- (i) R\$ 17,3 milhões na modernização das usinas de Nova Avanhandava e Ibitinga;
- (ii) R\$ 2,1 milhões em TI, visando à otimização dos processos da companhia; e
- (iii) R\$ 0,7 milhão no projeto Jaguari Mirim (PCH São José)

No acumulado do 1S12, a companhia investiu R\$41,4 milhões. Os investimentos se dividem da seguinte forma:

- (i) R\$ 34,9 milhões na modernização das usinas, principalmente Nova Avanhandava e Ibitinga;
- (ii) R\$ 3,5 milhões em TI no projeto Jaguari Mirim (PCH São José); e
- (iii) R\$ 3,0 milhões em melhorias de TI

O total previsto para 2012 se mantém em R\$ 174,1 milhões. Esse montante será destinado principalmente à modernização e manutenção preventiva das usinas de Água Vermelha, Ibitinga, Nova Avanhandava e Caconde (R\$ 138,2 milhões), visando à manutenção das condições operacionais e assegurando a disponibilidade de geração de energia. Estima-se também que R\$ 16,8 milhões sejam destinados a projetos de TI.

Histórico de Investimentos (R\$ milhões)



* Pequenas Centrais Hidrelétricas

OBRIGAÇÃO DE EXPANSÃO

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

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

Em 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 o projeto “Termo São Paulo”, detalhado abaixo, como seu plano para atendimento da obrigação de expansão da capacidade no dia 26 de abril de 2012.

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 termelétrica 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 Termelétrica 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 Companhia 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-SP, a Companhia adquiriu a opção de compra de um projeto de usina termelétrica, 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.

FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

R\$ Milhões	1T11	2T11	1S11	1T12	2T12	1S12
SALDO DE CAIXA INICIAL	565,1	499,4	565,1	441,9	413,1	441,9
Geração Operacional de Caixa	298,8	296,6	595,4	381,9	463,8	845,7
Investimentos	(34,8)	(29,4)	(64,2)	(17,6)	(17,4)	(34,9)
Despesas Financeiras Líquidas	(10,5)	(22,6)	(33,0)	(13,3)	(25,3)	(38,6)
Amortização Líquida	-	-	-	-	-	-
Imposto de Renda	(315,0)	(15,8)	(330,7)	(375,5)	(21,1)	(396,6)
Caixa Livre	(61,5)	228,9	167,4	(24,5)	400,0	375,5
Dividendos e JSCP	(4,2)	(442,4)	(446,6)	(4,2)	(542,6)	(546,8)
SALDO DE CAIXA CONSOLIDADO	499,4	285,9	285,9	413,1	270,6	270,6

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

O fluxo de caixa livre encerrou o 2T12 com variação positiva de R\$ 171,1 milhões quando comparado ao 2T11, passando de um saldo positivo de R\$ 228,9 milhões para R\$ 400,0 milhões. Essa variação é decorrente dos seguintes fatores:

- (i) a geração de caixa operacional totalizou R\$ 463,8 milhões, uma aumento de R\$ 167,2 milhões ante o 2T11. Essa variação se deu em função da maior receita oriunda do contrato bilateral com a AES Eletropaulo, que foi favorecida pelo reajuste ocorrido em julho de 2011 e pela alteração da sazonalidade, além da elevação das receitas provenientes da comercialização de energia na CCEE e de outros contratos bilaterais; e menores investimentos (R\$ 17,4 milhões no 2T12 ante R\$ 29,4 milhões no 2T11), parcialmente compensados pelo
- (ii) maior desembolso com imposto de renda (R\$ 21,1 milhões no 2T12 versus R\$ 15,8 milhões no 2T11), em função da elevação do resultado obtido pela Companhia no 2T12.

Destaques 1S12 x 1S11

O fluxo de caixa livre no 1S12 totalizou R\$ 375,5 milhões, montante 124,3% superior ao 1S11. Esse desempenho ocorreu em função dos seguintes fatores:

- (i) a geração de caixa operacional aumentou R\$ 250,3 milhões na comparação com o 1S11. Esse aumento é decorrente da maior receita auferida no contrato bilateral com a AES Eletropaulo, comercialização de energia na CCEE e outros contratos bilaterais; e
- (ii) menores investimentos (R\$ 34,9 milhões no 1S12 ante R\$ 64,2 milhões no 1S11); parcialmente compensados pelo
- (iii) maior pagamento de imposto de renda e contribuição social decorrente do maior lucro auferido pela companhia.

DESEMPENHO DA AÇÃO

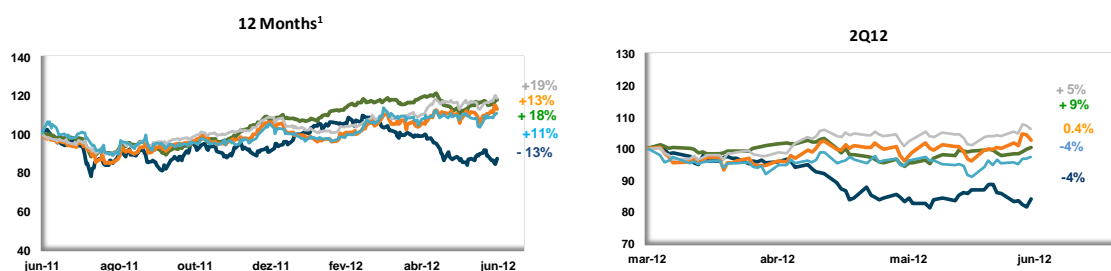
As ações da AES Tietê encerraram o 2T12 cotadas a R\$24,80 (ON) e 28,59 (PN), com valorização, respectivamente, de 10,7% e 13,1% em relação ao final do 2T11. Neste mesmo período, o Ibovespa

desvalorizou 12,9%, enquanto o IEE valorizou 17,5% e o TSR das ações preferências (PN) sofreu elevação de 18,6%.

Os papéis da Companhia foram negociados em 100% dos pregões da BM&FBovespa durante todo o segundo trimestre de 2012. Foram registrados 33.497 negócios envolvendo ações ordinárias (acréscimo de 28% sobre o 2T11), movimentando aproximadamente 9,6 milhões de ações. No mesmo período, foram registrados 127.013 negócios envolvendo 29,9 milhões de ações preferenciais, volume 25% superior ao registrado no 2T11.

Na comparação com o encerramento do 1T12, as ações ordinárias da AES Tietê tiveram uma desvalorização de 2,6% enquanto as ações preferenciais tiveram um desempenho positivo com valorização de 2,8%. No período, o Ibovespa apresentou desvalorização de 15,7%, e o IEE uma valorização de 0,4% e o TSR das PN registrou um incremento de 6,2%.

AES Tietê x Ibovespa x IEE x TSR³



1 - Índice - 30/06/2011 = 100 2 - Índice - 31/03/2012 = 100 3 - Total Shareholder Return - Retorno total ao acionista

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

Acionista	ON	%	PN	%	Total	%
Cia Brasileira de Energia	140.882.909	71,3%	59.447.093	32,3%	200.330.002	52,5%
Centrais Elétricas Bras. S.A - Eletrobrás	150.534	0,1%	30.107.688	16,4%	30.258.222	7,9%
Outros (Free Float)	56.427.768	28,6%	94.237.501	51,3%	150.665.269	39,5%
Total	197.461.211	100,0%	183.792.282	100,0%	381.253.493	100,0%

Em 30/06/2012

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
Tatiana Anicet	tatiana.anicet@aes.com	
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: segunda-feira, 6 de agosto de 2012

HORÁRIO: 10h00 (BR) / 09h00 (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: 1428266#

CÓDIGO INGLÊS: 1230666#

DISPONIBILIDADE: 03/08/12 até 09/08/12.

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 2.663 (MW), o que corresponde a 18% da energia gerada no Estado, de acordo com dados da Secretaria Estadual de Energia, Recursos Hídricos e Saneamento. A Companhia também possui outras sete Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) no Estado de Minas Gerais. No 2T12, gerou 3.780,8 GWh de energia e obteve Receita Líquida de R\$ 535,2 milhões e Ebitda de R\$ 404,2 milhões.

ANEXOS - DADOS CONSOLIDADOS - R\$ mil

CONSOLIDADO		
ATIVO	31.03.2012	30.06.2012
ATIVO CIRCULANTE	776.767	585.219
DISPONIBILIDADES	413.316	273.495
Caixa e bancos	6.874	819
Aplicações financeiras	406.442	272.676
CRÉDITOS	306.589	261.882
Revendedores	60.801	48.182
Contas a receber de partes relacionadas	245.788	213.700
OUTROS	56.862	49.842
Tributos e contribuições sociais	24.847	44.805
Outros créditos	32.015	5.037
ATIVO NÃO CIRCULANTE	3.363.256	3.326.300
Tributos e contribuições sociais diferidos	-	-
Títulos a recuperar	106.824	104.237
Outros tributos compensáveis	788	791
Cauções e depósitos vinculados	67.588	53.323
Outros créditos	14.576	14.576
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(14.576)	(14.576)
Imobilizado	3.137.401	3.118.087
Intangível	50.655	49.862
TOTAL DO ATIVO	4.140.023	3.911.519

CONSOLIDADO		
PASSIVO	31.03.2012	30.06.2012
PASSIVO CIRCULANTE	381.803	748.505
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	50.893	320.147
Empréstimos e financiamentos	223	300.217
Encargos de dívidas	50.670	19.930
FORNECEDORES	56.411	55.456
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	149.720	268.146
DIVIDENDOS PROPOSTOS E DECLARADOS	27.672	2.235
PROVISÕES	70.948	73.884
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	15.997	14.067
Provisão para litígios e contingências	54.951	59.817
OUTRAS CONTAS A PAGAR	26.159	28.637
PASSIVO NÃO CIRCULANTE	1.557.838	1.250.229
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	898.752	599.059
PROVISÕES PARA LITÍGIOS E CONTINGÊNCIAS	46.449	45.631
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS	607.940	602.490
PROVISÃO PARA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO	4.092	2.340
OUTROS	605	709
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2.200.382	1.912.785
Capital Social	207.227	207.227
Reservas de Capital	253.639	253.704
Reservas de Lucro - Legal	41.445	41.445
Ajuste de avaliação patrimonial	1.180.914	1.159.662
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	253.120	-
Lucros acumulados	264.037	250.747
TOTAL DO PASSIVO	4.140.023	3.911.519

Demonstração dos Resultados	2T11	2T12	Var (%) 2T12 X 2T11	1S11	1S12	Var (%) 1S12 X 1S11
Receita Operacional Bruta	430.455	565.583	31,4%	868.793	1.135.811	30,7%
Suprimento e Transporte de Energia	430.454	565.557	31,4%	868.776	1.135.785	30,7%
Outras Receitas	1	26	2474,8%	16	26	60,9%
Deduções da Receita Operacional	(21.340)	(30.399)	42,4%	(43.285)	(60.448)	39,7%
Receita Operacional Líquida	409.115	535.184	30,8%	825.507	1.075.363	30,3%
Custos do Serviço de Energia Elétrica	(145.521)	(170.568)	17,2%	(264.464)	(327.058)	23,7%
Pessoal	(17.340)	(19.213)	10,8%	(34.243)	(37.073)	8,3%
Material	(1.112)	(845)	-24,0%	(1.892)	(1.801)	-4,8%
Serviços de Terceiros	(15.101)	(16.948)	12,2%	(27.594)	(42.794)	55,1%
Compensação Financeira para Utilização de Recursos Hídricos	(16.078)	(17.835)	10,9%	(32.059)	(36.574)	14,1%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(24.968)	(37.482)	50,1%	(35.208)	(58.390)	65,8%
Transmissão e Conexão	(23.518)	(26.468)	12,5%	(46.329)	(52.806)	14,0%
Depreciação e Amortização	(40.796)	(39.600)	-2,9%	(81.526)	(79.026)	-3,1%
Provisões Operacionais	270	(814)	-401,1%	931	(1.539)	-265,3%
Outras despesas (receitas) operacionais	(6.879)	(11.363)	65,2%	(6.544)	(17.055)	160,6%
Resultado do Serviço	263.594	364.616	38,3%	561.043	748.305	33,4%
EBITDA	304.390	404.216	32,8%	642.569	827.331	28,8%
Receita (Despesa) Financeira	(13.258)	(15.482)	16,8%	(24.220)	(25.918)	7,0%
Receitas Financeiras	11.704	7.967	-31,9%	28.961	19.261	-33,5%
Despesas Financeiras	(23.561)	(20.082)	-14,8%	(48.707)	(42.239)	-13,3%
Variações Monetárias/cambiais - líquidas	(1.401)	(3.367)	140,3%	(4.474)	(2.940)	-34,3%
Resultado Antes dos Tributos	250.336	349.134	39,5%	536.823	722.387	34,6%
Provisão para IR e Contribuição Social	(92.196)	(122.503)	32,9%	(194.981)	(258.423)	32,5%
Impostos Diferidos	2.381	2.864	20,3%	12.030	11.775	-2,1%
Lucro Líquido do Exercício	160.521	229.495	43,0%	353.872	475.739	34,4%

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.