

CONDIÇÕES HIDROLÓGICAS ADVERSAS GERAM RESULTADO NEGATIVO MAS BENEFICIAM CONTRATAÇÃO DE LONGO PRAZO

Comentários do Sr. Gustavo Pimenta - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

O terceiro trimestre de 2014 foi caracterizado por um rebaixamento no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) de 15,2% e pela elevação do preço médio da energia do mercado spot do período (R\$ 676,44/MWh no 3T14 ante R\$ 182,71/MWh no 3T13). Nesse trimestre, dado a estratégia de sazonalização adotada para o ano, a Companhia passou de uma posição vendedora no mercado spot, que assumiu ao longo de todo o primeiro semestre desse ano, para uma posição compradora, que resultou na elevação de R\$ 446,4 milhões¹ nos custos de compra de energia no mercado spot no 3T14 em relação ao registrado no 1S14 (R\$ 584,5 milhões¹), em linha com a previsão divulgada desde o primeiro trimestre de 2014.

O Ebitda apurado no período foi negativo em R\$ 69,7 milhões e a Companhia fechou o 3T14 com prejuízo de R\$ 83,6 milhões.

A estratégia de comercialização de energia da Companhia após 2016 avançou no 3T14 com a venda de ~50MWh a um preço e prazo médios de R\$170/MWh e 3,5 anos.

Na esfera operacional, continuamos com o aprimoramento da nossa política de gestão de ativos físicos. Nos 9M14, houve redução de 45% nas indisponibilidades não programadas das usinas da AES Tietê (vs. 9M13) refletindo as boas práticas de manutenção e confiabilidade na Companhia, que já encerram o ano de 2013 em níveis reduzidos.

O programa de modernização das usinas recebeu investimentos de R\$ 48,6 milhões no 3T14, destinados principalmente para as usinas de Água Vermelha, Barra Bonita, Promissão e Bariri, os quais visam à contínua melhoria das condições operacionais da AES Tietê e maior eficiência das usinas.

Teleconferência de resultados	
07.11.14	
11h00 (BR) e 8h00 am (EST)	
Código conferência:	
- AES Tietê	
Conexão:	
- Brasil: +55 11 3193 1001	
+55 11 2820 4001	
- EUA: + 1 888 700 0802	
Slides da apresentação e áudio estarão disponíveis em:	
http://ri.aestiete.com.br	
Índice	
Destques do 3T14	2
Contexto Setorial	3
Parque Gerador	5
Desempenho do Setor	6
Desempenho Operacional	7
Desempenho Comercial	9
Desempenho Financeiro	15
Expansão	30
Governança e Sustentabilidade	31
Contato Ri - AES Tietê	36
Anexos/ Glossário	37

Índices	3T13	3T14	Var (%)
Lucro Líq** / PL (vezes)	0,5x	0,5x	14,4%
Dívida Líquida/ PL (vezes)	0,4x	0,6x	63,6%
Dívida Líquida/ EBITDA** (vezes)	0,5x	0,7x	40,5%
EBITDA/ Desp.Financ. (vezes)	17,1x	10,5x	-38,4%

** últimos 12 meses

Dados Operacionais	3T13	3T14	Var (%)
Energia Gerada - GWh	3.085,9	1.250,9	-59,5%
Preço Contrato Bilateral***	194,2	206,3	6,2%
Investimentos - R\$ milhões	59.583,8	57.629,7	-3,3%
Colaboradores próprios	348	343	-1,4%

*** Contrato com AES Eletropaulo

R\$ milhões	3T13	3T14	Var (%)
Receita Líquida*	541,2	592,1	9,4%
Custos e Despesas Operacionais**	148,0	661,8	347,1%
EBITDA	393,2	-69,7	-117,7%
Margem EBITDA - %	72,6%	-11,8%	-84,4 p.p
Lucro Líquido	224,7	-83,6	-137,2%
Margem Líquida - %	41,5%	-14,1%	-55,6 p.p
Patrimônio Líquido	1.813,0	1.439,5	-20,6%
Dívida Líquida	702,6	912,9	29,9%
Geração de caixa operacional	397,3	239,7	-39,7%

* Receita normalizada; **não inclui depreciação

GETI3: R\$ 14,60 GETI4: R\$ 18,57 (04/11/14)

VALOR DE MERCADO: R\$ 6.296 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 2.513 milhões

São Paulo, 05 de novembro de 2014 - A AES Tietê S.A. (BM&FBovespa: GETI3 e GETI4; OTC: AESAY e AESYY) anunciou hoje os resultados referentes ao 3º trimestre de 2014 (3T14). 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.

¹ Normalizado pelo impacto líquido das liquidações no mercado de curto prazo

DESTAQUES DO 3T14

Hidrologia

- ↑ Afluência observada na região SE/CO no 3T14 foi 87% do MLT¹ (vs. 85% no 2T14)
- ↓ Nível de reservatórios das usinas da AES Tietê encerrou o 3T14 em 33,9% vs. 67,5% no 3T13

Comercial

- ↑ ~50 MWh comercializados no 3T14 ao preço médio de R\$ 170/MWh e prazo médio de 3,5 anos
- ↓ Expectativa de impacto hidrológico revisada de até R\$ 500 milhões para ~R\$ 700 milhões em 2014, em função de maior preço spot e perspectiva de rebaixamento no MRE

Financeiro

- ↑ Receita líquida de R\$ 592 milhões²; aumento de 9,4% vs. 3T13, o que reflete o maior volume de energia vendida para a AES Eletropaulo
- ↓ Custos e despesas operacionais² totalizaram R\$ 662 milhões, superior em 347% vs. 3T13 (R\$ 148 milhões) em função do maior volume e preço de energia comprada no mercado spot
- ↑ PMSO gerenciável no 3T14 totalizou R\$ 45 milhões, 6% menor do que o 3T13 (R\$ 48 milhões)
- ↓ Ebitda negativo de R\$ 70 milhões e prejuízo líquido de R\$ 84 milhões decorrente do rebaixamento médio no MRE de 15,2% e maior preço spot no trimestre (R\$ 676,44/MWh no 3T14 vs. R\$ 182,71/MWh no 3T13)

Socioambiental

- ↑ Nenhum acidente com colaboradores próprios no período e, desde 2009, não são registrados acidentes com a população nos reservatórios das usinas
- ↑ Companhia investiu R\$ 0,8 milhão no 3T14 com ações de segurança em campanhas, treinamentos, dentre outros. No acumulado do ano, este investimento totalizou R\$ 2,3 milhões
- ↑ O trimestre foi encerrado com 2.715 ações de inspeções e caminhadas de segurança, o equivalente a mais de 45,25 eventos por dia no período. Em comparação com o mesmo período do ano anterior, foi observado um aumento de 114% nessas atividades (1.269 no 3T13)

² Ajustado pelo Excedente Financeiro no 3T14, sem impacto no Ebitda e normalizado pelo impacto líquido das liquidações no mercado spot

CONTEXTO SETORIAL

GERAÇÃO HIDRELÉTRICA NO BRASIL

A energia produzida pelas 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 1,7% da capacidade de produção de energia elétrica 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 manejar o estoque de energia de forma a garantir a segurança em todo o País.

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 transmitida e distribuída da forma mais adequada por todo o País, permitindo a troca de energia entre as 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 usina hidrelétrica do SIN participante deste mecanismo, de forma proporcional aos seus respectivos níveis de garantia física³ (ou energia assegurada). Essa alocação busca garantir que todas as usinas participantes do MRE tenham seus níveis de energia assegurados, independentemente dos níveis reais de produção. Se, após a etapa acima ter sido cumprida, todos os membros do MRE atingirem seus níveis de garantias físicas e ainda houver saldo de energia produzida, o adicional da geração, designado “Energia Secundária”, é alocado proporcionalmente entre os geradores.

Da mesma forma, quando a geração de energia for inferior à garantia física das usinas do SIN, tal déficit também é rateado, proporcionalmente, entre os participantes do MRE, através do *Generation Scaling Factor* (GSF), efeito este conhecido como “Rebaixamento” da garantia física no MRE, podendo resultar em exposições ao mercado de energia de curto prazo ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Nas duas situações acima também pode ocorrer de a alocação de energia no MRE se dar em um submercado distinto daquele onde a energia é gerada, o que pode ou não criar exposições a diferença entre o PLD dos submercados onde a usina se localiza e onde a energia é alocada. Tais exposições, sejam positivas ou negativas, estão sujeitas a um mecanismo de alívio financeiro e podem ser reduzidas ou eliminadas, dependendo da contabilização de curto prazo do mês em que se configurem.

Além disso, as usinas despachadas pelo ONS estão sujeitas à aplicação do Mecanismo de Redução de Garantia Física (MRA). O MRA verifica se as usinas participantes do MRE cumpriram ou não os requisitos de disponibilidade estabelecidos. Estes cálculos são feitos considerando os parâmetros de interrupções programadas e forçadas, verificados em relação aos parâmetros de referência da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e, caso sejam descumpridos os requisitos de disponibilidade pelas usinas, a garantia física será ajustada podendo gerar exposições ao mercado de energia de curto prazo.

Os efeitos do MRA, de alocações do MRE, redução do GSF ou energia secundária são calculados e contabilizados por meio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

A comercialização de energia, de acordo com as regras vigentes, é realizada em três esferas: Ambiente de Contratação Livre (ACL), Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e mercado de curto prazo (CCEE).

³ A garantia física, calculada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pela 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.

No Ambiente de Contratação Livre (ACL), os contratos de compra e venda de energia elétrica são negociados entre geradores, comercializadores e consumidores livres e especiais. Estes contratos podem ser de curto, médio ou longo prazos e o preço e o volume são negociados livremente entre as partes envolvidas. Considerando o vencimento em dezembro de 2015 do contrato de energia com a AES Eletropaulo, a AES Tietê iniciou em 2012 sua estratégia de comercialização de energia para negociar a sua energia disponível nesta esfera de comercialização. O acompanhamento dessa estratégia é detalhada na seção “Estratégia de Comercialização de Energia e Outros Contratos Bilaterais” deste release.

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), a venda da energia ocorre somente por meio de leilões de compra e venda de energia promovidos pela CCEE, sob a delegação da ANEEL. Os contratos negociados nesse ambiente são denominados de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) e as condições contratuais são reguladas pela ANEEL. O preço desses contratos é estabelecido a cada leilão de energia.

Por fim, existem as transações realizadas pela CCEE. Nesse caso a CCEE contabiliza a energia produzida pelas usinas participantes do MRE e a garantia física por elas contratada e a eventual diferença é liquidada no mercado spot (ou mercado de curto prazo). O objetivo inicial dessa liquidação é atender ao MRE e as geradoras que não conseguiram produzir energia suficiente para suprir os seus contratos de energia. Em um segundo momento, caso haja excedente de geração, a energia gerada (energia secundária) pode ser liquidada no mercado spot ao PLD.

REGULAÇÃO

Revisão da Garantia Física dos Empreendimentos Hidrelétricos

A determinação da garantia física é de fundamental importância aos agentes do setor elétrico, uma vez que corresponde à quantidade máxima de energia que pode ser comercializada pelos geradores por meio de contratos.

O Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, no seu artigo 2º, § 2º dispõe que a garantia física de energia de um empreendimento de geração, a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia (“MME”) e constante do contrato de concessão ou ato de autorização, corresponderá às quantidades máximas de energia associadas ao empreendimento, que poderão ser utilizadas para comercialização.

Por sua vez, o artigo 4º, § 1º do mesmo Decreto determina que o MME, mediante critérios de garantia de suprimento propostos pelo Conselho Nacional de Política Energética (“CNPE”), disciplinará a forma de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração, a ser efetuado pela Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”), mediante critérios gerais de garantia de suprimento.

À luz dos referidos dispositivos, a Portaria MME nº 303, de 18 de novembro de 2004, definiu a metodologia de cálculo das garantias físicas dos empreendimentos de geração de energia elétrica e estabeleceu no § 2º do seu artigo 1º que os montantes das garantias físicas dos empreendimentos de geração hidrelétrica, exceto Itaipu Binacional, corresponderiam aos vigentes na data de sua publicação, e seriam assim mantidos até 31 de dezembro de 2014.

Desta forma, uma nova portaria deve ser editada para definir os valores das garantias físicas com vigência a partir de 1º de janeiro de 2015. Contudo, para que isso seja feito algumas questões de ordem metodológica devem ser estabelecidas previamente, tais como: homologação dos modelos computacionais a serem utilizados nos cálculos, bem como a definição da metodologia a ser utilizada para este procedimento. Igualmente relevante são as definições sobre as questões de ordem técnica como: obtenção de dados atualizados dos reservatórios (curvas volume-cota-área), do canal de fuga (curvas chave), de desvios d’água a montante (vazão sanitária, usos consuntivos, outras restrições de ordem operativa ou ambiental etc), de evaporação líquida mensal, do histórico de vazões, da queda líquida de referência, do rendimento médio do conjunto turbina-gerador (T/G), da perda hidráulica média e da potência instalada.

Assim, considerando a complexidade do tema, bem como a necessidade de consulta prévia aos agentes afetados e a proximidade do término de 2014, a Companhia entende que a prorrogação da vigência das atuais garantias físicas seria a decisão mais prudente a se adotar, em vista do pouco tempo hábil para a edição de uma nova portaria.

Audiência Pública nº54/2014

Anualmente, no mês de dezembro, a Aneel estabelece os limites máximos e mínimos do PLD que vigorarão durante o ano seguinte. A Resolução Aneel 392/2009 estabelece que o PLD mínimo deve ser calculado com base nas estimativas de custos de geração da UHE Itaipu e a Resolução Aneel 682/2003 define que o limite máximo do PLD deve ser atualizado considerando o menor valor entre (i) a usina termelétrica mais cara (com capacidade maior que 65MW) e (ii) a atualização do valor máximo do PLD estabelecido em 2003 (R\$452/MWh) pelo IGP-DI.

Em vista da atual conjuntura do setor elétrico e o fato de que o PLD, utilizado para valorar as operações de compra e venda de energia elétrica no mercado de curto prazo, tem se mantido em patamares elevados, a Aneel iniciou uma consulta pública em setembro deste ano com o objetivo de receber contribuições dos agentes do setor e demais interessados para a definição de uma nova metodologia para os limites máximo e mínimo do PLD e que seja mais aderente à atual conjuntura. As contribuições dos agentes do setor foram encaminhadas à Aneel em outubro deste ano.

Ainda em outubro, a ANEEL instaurou a Audiência Pública nº 54/2014 para determinar a aplicação da metodologia de cálculo do PLD válida a partir de 2015. O prazo estimado para a conclusão desta Audiência Pública é 10 de novembro, com sessão presencial a ser realizada em 3 de novembro.

Com a definição da nova metodologia já em 2014, os agentes poderão conhecer, de antemão, os novos limites máximo e mínimo do PLD e definir suas estratégias de sazonalização de energia para o ano de 2015.

Propostas para o PLD mínimo e máximo sugeridas pela Aneel

A proposta sugerida pela Aneel no âmbito da Audiência Pública nº 54/2014 prevê a aplicação de uma nova metodologia para o cálculo do PLD mínimo e máximo. Nessa proposta, o PLD mínimo deve cobrir os custos necessários para manter e operar os empreendimentos hidrelétricos, os encargos e o CFURH⁴. Com base nos custos de operação das usinas cotistas estimados em R\$ 24,58/MWh, adicionado da expectativa de CFURH de R\$ 5,68/MWh, definiu-se o PLD mínimo como R\$ 30,26/MWh.

Para a determinação do PLD máximo, a Aneel sugere a substituição da térmica de referência para a usina termelétrica Mário Lago, a qual tem com capacidade instalada de 922,62MW e Custo Variável Unitário (CVU) de R\$ 388,04/MWh. Consequentemente, o PLD máximo sugerido é de R\$ 388,04/MWh.

Adicionalmente, a ANEEL propõe que o Encargo de Serviço de Sistema - ESS provenientes do despacho de usinas termelétricas com custo unitário variável - CVU acima deste novo PLD máximo sejam pagos pelos agentes expostos ao mercado de curto prazo.

PARQUE GERADOR

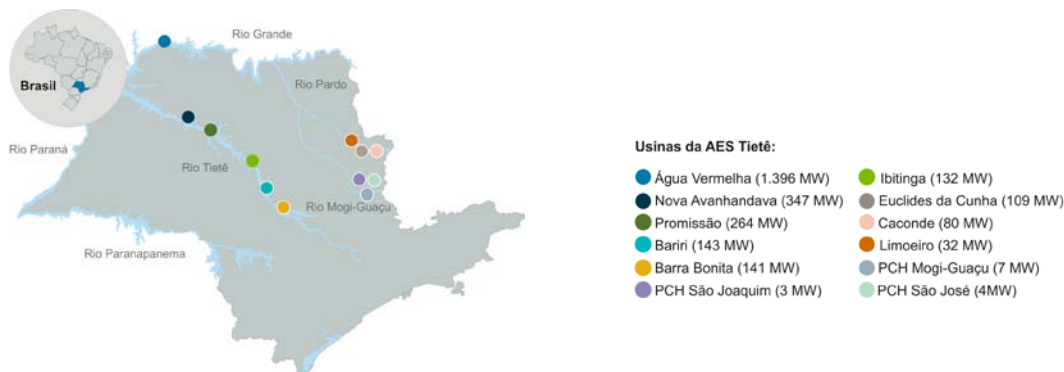
PERFIL

Com um parque gerador formado por nove usinas hidrelétricas e três pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), a AES Tietê atua no Brasil desde 1999 na geração e na comercialização de energia elétrica. A Companhia tem capacidade instalada de 2.658 MW e garantia física de 1.278 MW.

As concessões das usinas hidrelétricas da AES Tietê e da PCH Mogi-Guaçu vencem em 2029 e as PCHs São José e São Joaquim possuem autorização para operarem até o ano de 2032.

⁴ CFURH: Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

As usinas da AES Tietê estão localizadas nos Rios Tietê, Pardo, Grande e Mogi-Guaçu, conforme demonstrado no mapa a seguir:



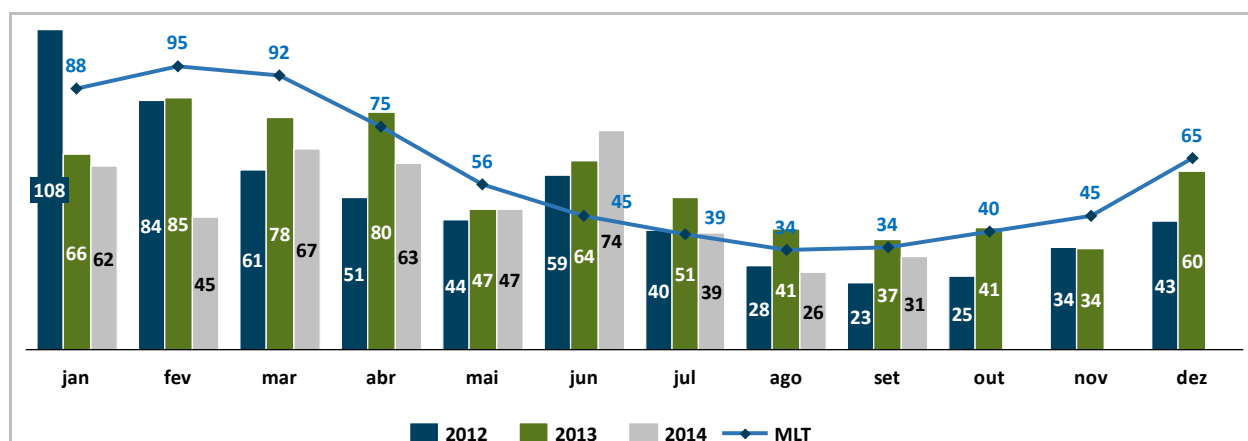
DESEMPENHO DO SETOR

RESERVATÓRIOS, DESPACHO TÉRMICO, AFLUÊNCIA E CARGA

O período de chuvas no Brasil, em particular nos submercados Sudeste/Centro-oeste (“SE/CO”), Norte e Nordeste, ocorre durante os meses de dezembro a abril. Entretanto, como se pode verificar no gráfico a seguir, o nível de afluência registrado no SIN para os anos de 2012, 2013 e 2014 foram inferiores a MLT média para os respectivos períodos (afluência média de janeiro de 2012 até setembro de 2014 foi de 91% da MLT), resultando no baixo nível dos reservatórios de todo o SIN, em particular no submercado SE/CO, que representa aproximadamente 70% do sistema.

Energia Natural Afluente⁵ (GWh)

2012 x 2013 x 2014 x MLT

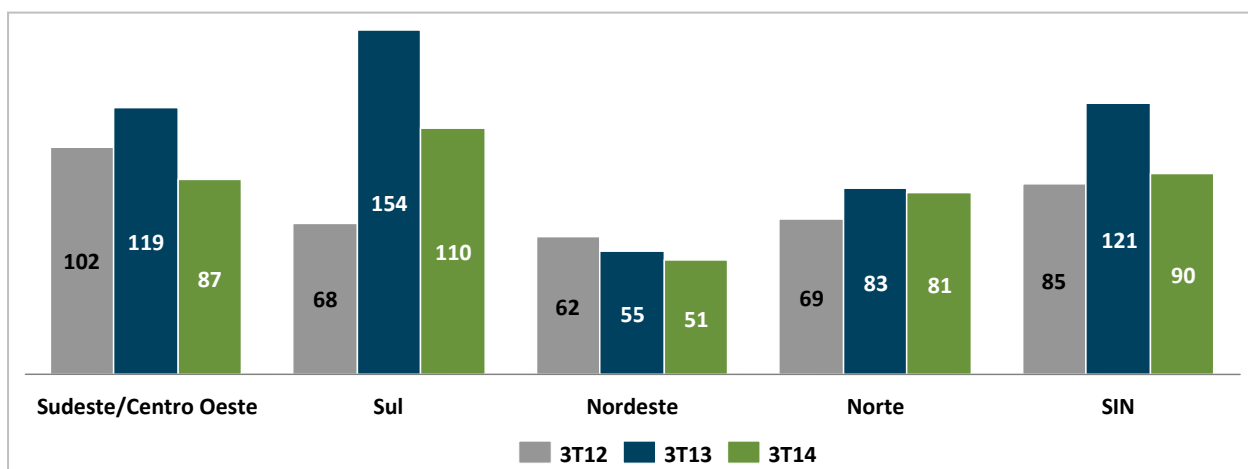


⁵ A Energia Natural Afluente, também conhecida como ENA, é um parâmetro utilizado para representar as afluências em um aproveitamento hidrelétrico.

No 3T14 as afluições verificadas no SE/CO foram de 87% da MLT ante 85% da MLT registrado no 2T14, no entanto, permanecem abaixo da média dos últimos dois anos para o período (119% da MLT no 3T13 e 102% da MLT no 3T12). Na comparação da afluição registrada para o País no 3T14 ante o 2T14, observou-se uma redução de 14 p.p. no nível da afluição (90% da MLT no 3T14 ante 104% da MLT no 2T14), principalmente, em função da redução das afluições auferidas na região Sul, que fechou o 3T14 com 110% da MLT ante 245% da MLT registrada no 2T14, e na região Norte, que encerrou o 3T14 com 81% do MLT ante 100% da MLT no 2T14.

O gráfico a seguir apresenta um comparativo da evolução da Energia Natural Afluente (ENA) em cada um dos submercados e para o SIN, nos terceiros trimestres de 2012, 2013 e 2014, em relação à média de longo prazo ("MLT") verificada no período de 1931 até 2012.

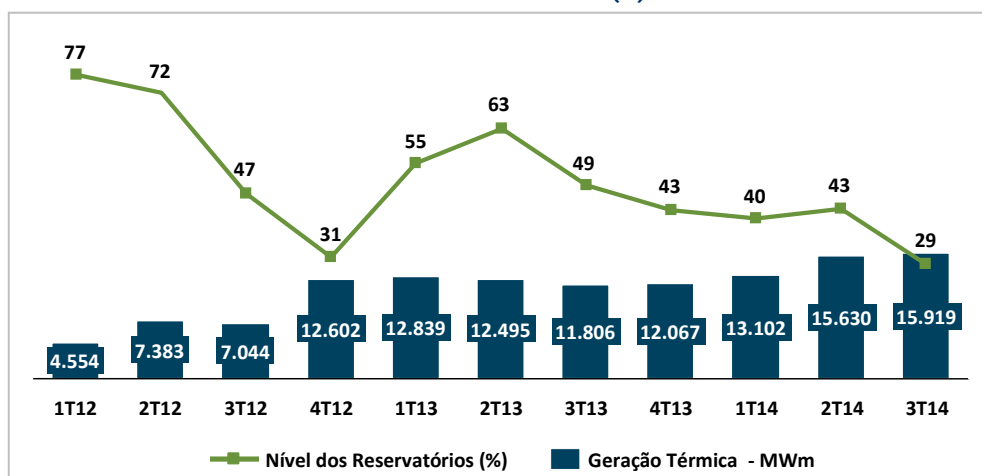
Energia Natural Afluente (% MLT)



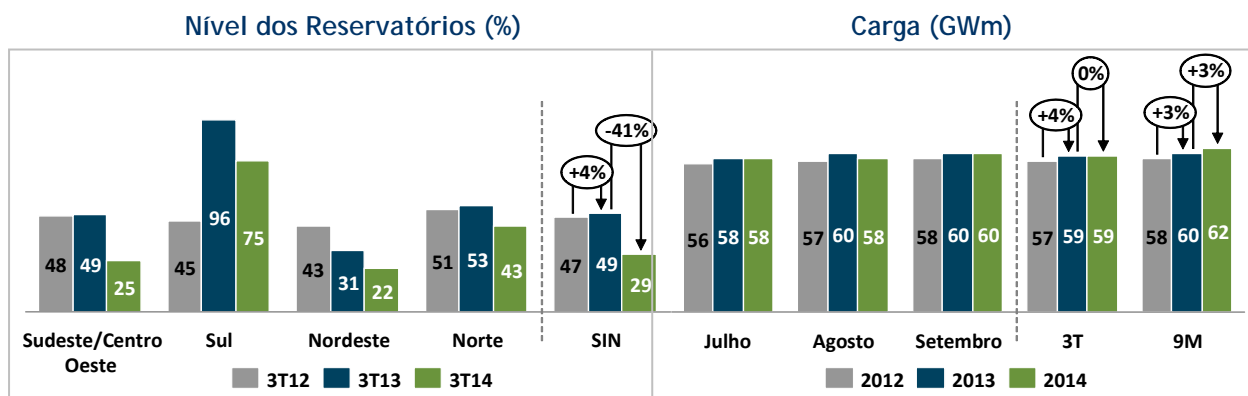
Desde o início do ano de 2014 o ONS tem optado por manter a política de maior despacho térmico para preservar os reservatórios, reduzindo a geração hidrelétrica na comparação com 2013. Para tanto, o despacho térmico no terceiro trimestre de 2014 foi ampliado em cerca de 35% na comparação com o mesmo período do ano anterior (patamar médio de 15,9 GWm no 3T14 ante 11,8 GWm no 3T13).

O gráfico a seguir ilustra a evolução do despacho térmico do SIN desde 2012 até o 3T14. É possível observar que apesar da elevação do nível de despacho térmico no SIN ao longo de 2014, o nível dos reservatórios, a partir de julho de 2014, sofreu uma redução expressiva, relacionada à hidrologia crítica do período, conforme anteriormente mencionado.

Despacho Térmico do SIN (MWm)⁶ e Nível dos Reservatórios (%)



Mesmo com o maior despacho térmico verificado no 3T14, o nível dos reservatórios encerraram o período abaixo do nível atingido no 3T13 e no 3T12. A hidrologia crítica no período e o crescimento da carga no SIN de 3% dos 9M13 quando comparado ao mesmo período de 2014 são fatores preponderantes que justificam a performance dos reservatórios do SIN mesmo com o maior despacho de térmicas em 2014, conforme pode ser observado no gráfico a seguir.



O nível de armazenamento de energia equivalente nos reservatórios das usinas da AES Tietê encerrou o 3T14 em 33,9%, nível inferior ao observado no mesmo período de 2013, quando os reservatórios encerraram o mês de setembro em 67,5% e também em relação ao mesmo período de 2012, quando encerraram em 40,1%. Essa variação está diretamente relacionada à situação hidrológica do submercado SE/CO.

⁶ Fonte ONS

DESEMPENHO OPERACIONAL

ENERGIA GERADA

No Brasil, devido à predominância da fonte hidráulica na matriz energética (~67%⁷), adota-se o modelo de despacho centralizado, no qual o ONS determina o montante de energia a ser despachada para cada uma das usinas participantes do SIN, com base em modelos de otimização do uso da água estocada nos reservatórios e considerando-se as restrições de transmissão, para assim atender de forma confiável e econômica a demanda do mercado.

As usinas da AES Tietê seguem os critérios acima, de tal forma que a variação na geração de seu parque gerador está diretamente associada aos despachos definidos pelo ONS para garantir a estabilidade do sistema e não necessariamente ao seu desempenho operacional.

No 3T14, o volume total de energia gerada pelas usinas da AES Tietê atingiu 1.250,9 GWh, 59,5% inferior ao mesmo período de 2013. Os dados de geração dos primeiros nove meses de 2014 comparados com o mesmo período de 2013 também indicam a redução no volume de geração em 38,1% (5.572,4 GWh nos 9M14 ante 9.006,8 GWh nos 9M13). A manutenção das condições hidrológicas desfavoráveis e o maior despacho térmico pelo ONS nos primeiros nove meses de 2014 resultaram na redução da participação da geração hidrelétrica no submercado SE/CO.

Geração (Usinas) - GWh	3T13	3T14	Variação (%) 3T14 x 3T13	9M13	9M14	Variação (%) 9M14 x 9M13
Energia Gerada Bruta	3.085,9	1.250,9	-59,5%	9.006,8	5.572,4	-38,1%
Água Vermelha (Sen. José Ermírio de Moraes)	1.742,8	634,3	-63,6%	4.447,4	3.130,2	-29,6%
Bariri (Álvaro de Souza Lima)	162,7	84,6	-48,0%	587,9	297,0	-49,5%
Barra Bonita	129,6	74,8	-42,3%	498,6	219,4	-56,0%
Caconde	19,8	21,5	-	67,5	132,3	95,9%
Euclides da Cunha	111,0	28,2	-74,6%	397,5	176,2	-55,7%
Ibitinga	162,5	105,8	-34,9%	490,5	375,0	-23,5%
Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)	32,7	7,6	-76,8%	103,4	48,9	-52,7%
Nova Avanhandava	403,7	174,2	-56,8%	1.363,0	708,3	-48,0%
Promissão (Mário Lopes Leão)	311,8	119,1	-61,8%	1.021,1	477,5	-53,2%
Mogi / S. Joaquim / S. José	9,4	1,0	-89,4%	29,8	7,6	-74,6%

A geração total bruta das usinas da Companhia no 3T14 foi equivalente a 45,2% da sua garantia física bruta versus 119,0% da sua garantia física bruta no 3T13.

DESEMPENHO COMERCIAL

GARANTIA FÍSICA E SAZONALIZAÇÃO

O total da geração de energia elétrica pelas usinas hidrelétricas pertencentes ao SIN, desde o início de 2014, foi inferior ao total da garantia física do SIN, acarretando um déficit no conjunto de usinas hidroelétricas dele participantes do MRE, conhecido como rebaixamento no MRE, o qual expõe tais usinas ao mercado de curto prazo, dependendo de seu nível de contratação. Este rebaixamento é calculado através do fator GSF (Generation Scaling Factor) que funciona como um multiplicador redutor da garantia física para efeito de alocação no MRE na condição do déficit mencionado neste parágrafo.

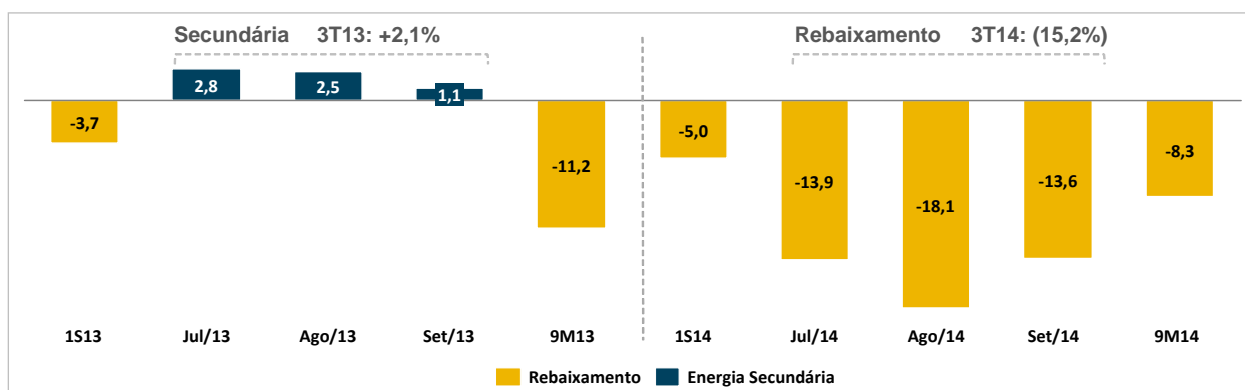
O efeito contrário ao rebaixamento no MRE, isto é, quando o sistema apresenta um superávit entre a produção de energia destinada ao MRE e a correspondente garantia física, é conhecido como energia secundária. Informações adicionais sobre este mecanismo e seu funcionamento estão detalhadas na seção "Geração Hidrelétrica no Brasil".

⁷ Conforme Banco de Informações Gerenciais da ANEEL (Out/14)

O rebaixamento no MRE verificado no 3T14 de 15,2% foi superior ao registrado no primeiro semestre de 2014, que totalizou 5,0%. Essa performance é explicada pela manutenção da hidrologia crítica nos meses de julho, agosto e setembro de 2014 (ENA no SE/CE de 90% da MLT no 3T14 ante 104% no 2T14), o comportamento da carga e o elevado despacho térmico verificada no período (15,9 GWm no 3T14 e 15,6 GWm no 3T13).

O gráfico abaixo apresenta os rebaixamentos contabilizados pela CCEE e no MRE nas liquidações financeiras por ela efetuadas no primeiro semestre e terceiro trimestre de 2013 e 2014⁸.

**Rebaixamento no MRE e
Energia Secundária (%)**



Sazonalização de Garantia Física para fins de Lastro e MRE

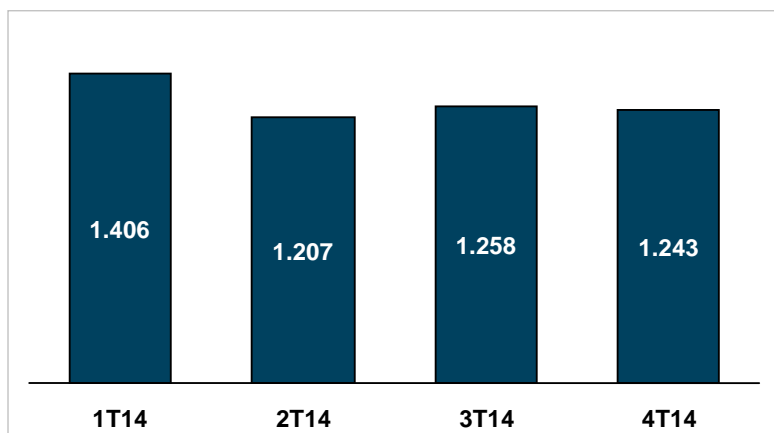
Com o advento da Resolução ANEEL n.º 584/2013, que prevê a declaração da sazonalização da garantia física para fins de lastro (contratos) e para fins de alocação de energia no MRE, a Companhia adotou uma estratégia de sazonalização que visa minimizar sua exposição ao risco hidrológico.

A estratégia adotada pela Companhia ao declarar o seu perfil de sazonalização para o MRE, em dezembro de 2013, resultou na maior alocação de sua energia no primeiro semestre de 2014, concentrada no 1T14, em linha com o perfil dos demais agentes participantes do MRE. O perfil de sazonalização do lastro, por sua vez, concentrou maior alocação de garantia física para o segundo semestre de 2014.

O gráfico a seguir apresenta a estratégia de sazonalização para o MRE adotada pela Companhia para o ano de 2014. A variação entre o montante sazonalizado para fins de MRE (após a contabilização de perdas, consumo interno e indisponibilidades) e de lastro, bem como a eventual energia secundária ou um rebaixamento no MRE constitui nos ganhos ou perdas com a venda de energia no mercado de curto prazo.

⁸ Refere-se aos valores contabilizados na liquidação da CCEE. Valores contabilizados na Companhia sofrem influência do provisionamento, considerando que liquidação da CCEE de um determinado mês é disponibilizada, em média, em até 60 dias após o fechamento de determinado mês. Dessa forma, valores contabilizados no 3T14 na Companhia referem-se (i) as contabilizações verificadas na CCEE de maio a agosto de 2014; (ii) provisionamento de julho a setembro de 2014; (iii) variações entre o provisionado em maio e junho de 2014 (contabilizados no 2T14) e o realizado para esses meses.

Estratégia de Sazonalização de Garantia física para MRE (MW médios)



Projeção de rebaixamento médio no MRE para o ano de 2014

Diante da perspectiva atual da Companhia de manutenção de uma hidrologia desfavorável para 2014 com a consequente manutenção do elevado despacho térmico pelo ONS, acima das suas estimativas anteriores, a Companhia revisa a sua previsão sobre o impacto que o rebaixamento médio no MRE em 2014 deverá gerar em seu Ebitda.

Considerando uma afluência média esperada de 80% da MLT para 2014, um despacho térmico em patamares elevados e o PLD médio para o ano de aproximadamente R\$ 700/MWh, a Companhia projeta um rebaixamento médio no MRE de 7,5% a 8,5% para o ano de 2014, resultando em um impacto negativo em seu Ebitda de aproximadamente de R\$ 700 milhões.

DIFERENÇA DE PREÇO ENTRE SUBMERCADOS, EXCEDENTE E EXPOSIÇÃO FINANCEIRA

As diferenças de PLD entre os submercados derivam dos limites de intercâmbios energéticos entre as regiões do SIN, dadas as restrições operativas dos sistemas de transmissão dessas regiões, e dão origem ao excedente financeiro e as exposições financeiras verificadas pela CCEE.

Excedente financeiro

O excedente financeiro se verifica quando o PLD do submercado em que a energia é gerada é inferior ao PLD do submercado que a importa. Essa diferença gera um saldo positivo no balanço de pagamentos e recebimentos quando da liquidação financeira das operações do mercado de curto prazo, cujo saldo equivale numericamente ao intercâmbio de energia realizado, valorado pela diferença do PLD entre os submercados. Se não existe diferença do PLD entre os submercados importador e exportador, não há excedente financeiro.

Em vista da melhoria nas afluências dos reservatórios do submercado Sul nos meses de junho e julho deste ano, o PLD deste submercado foi reduzido, tornando-se inferior ao PLD médio dos demais submercados. A diferença de PLD entre os submercados gerou na CCEE a contabilização de um excedente financeiro no SIN de R\$ 715,9 milhões nas liquidações de junho e julho⁹, o qual foi insuficiente para cobrir as exposições negativas a submercado contabilizadas pelos agentes participantes do SIN no mesmo período, que mesmo após serem parcialmente compensadas pelo excedente financeiro, resultaram em uma exposição remanescente de R\$ 245,3 milhões.

⁹ Resultado das liquidações na CCEE referentes ao período de junho e julho de 2014, cujas liquidações ocorreram, respectivamente, nos meses de agosto e setembro de 2014, influenciaram o resultado do 3T14 da Companhia.

Considerando que o excedente financeiro não foi suficiente para aliviar todas as exposições registradas no SIN, a AES Tietê também permaneceu com uma exposição remanescente de R\$ 6,2 milhões, conforme detalhado na tabela a seguir.

R\$ milhões	2T14	3T14
Exposição financeira	68,8	51,4
Alívio da exposição financeira	68,8	45,2
Exposição remanescente	-	6,2

Exposição financeira

A diferença significativa do PLD entre os submercados nos meses de junho e julho deste ano acarretou o aumento da exposição financeira dos agentes participantes do MRE. No caso da AES Tietê, esta exposição não tem origem no perfil de contratação da Companhia, já que hoje, quase a totalidade de seus contratos foram celebrados no submercado SE/CO, mesmo submercado em que a Companhia gera sua energia.

Considerando o perfil importador do submercado SE/CO, o resultado do 3T14 foi marcado por uma exposição financeira negativa que atingiu os agentes do MRE localizados nesse submercado e acarretou o aumento dos custos com compra de energia no submercado SE/CO. Esse resultado no MRE não pode ser gerenciado pela Companhia, mas para neutralizar tais exposições, a regulamentação da CCEE prevê o alívio da exposição financeira, como é detalhado a seguir.

Alívio da exposição financeira

A AES Tietê foi um dos agentes participantes do MRE no 3T14 que teve o direito de aliviar sua exposição financeira negativa por meio da alocação do excedente financeiro, acrescido do total das exposições financeiras positivas apuradas pela CCEE nas liquidações de junho e julho de 2014. Tal alívio visa a neutralizar a exposição financeira negativa não gerenciável a que a AES Tietê foi submetida, em vista da alocação de energia no MRE em outros submercados que não aquele em que sua energia é gerada, com significativa diferença do PLD entre os submercados.

Assim, no 3T14 a AES Tietê registrou um crédito no valor de R\$ 45,2 milhões, no grupo de custos de energia, que se refere ao alívio da exposição financeira registrada na liquidação da CCEE nos meses de junho e julho de 2014.

O alívio, no entanto, não foi suficiente para cobrir todas as exposições financeiras negativas da Companhia em R\$ 6,3 milhões, dada a insuficiência de recursos gerados na liquidação da CCEE, via o excedente financeiro.

Normalização do impacto líquido da contabilização no mercado spot

Conforme anteriormente mencionado, o perfil importador do submercado SE/CE frente aos submercados Sul e NE gerou a contabilização para a Companhia no âmbito do processo de liquidação da CCEE de receita no mercado spot, mesmo quando o perfil da Companhia mostrou-se comprador no MRE, como verificado no 3T14.

Com o intuito de facilitar a visualização dos impactos no resultado da Companhia, as análises a seguir de energia fatura, receita e custo com compra de energia para os anos de 2013 e 2014 foram normalizadas, de tal forma que o impacto da exposição seja ela positiva ou negativa na Companhia, seja visualizada apenas no líquido.

Por tratar-se de uma normalização que envolve reclassificações entre as contas de receita e compra de energia no mercado spot, esta normalização não traz nenhum impacto no Ebitda ou Lucro Líquido da Companhia.

FONTES DE RECEITA

AES Eletropaulo

A quantidade de energia contratada com a AES Eletropaulo é de 1.268 MWm. Esse é o montante total de energia que deve ser entregue a cada ano até o término do contrato em 31 de dezembro de 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 por ela atendido e com a alocação de energia dos demais contratos por ela celebrados.

O preço praticado no contrato foi fixado em 2000, data em que ele foi homologado pela ANEEL, que estabeleceu o Valor Normativo (VN) como parâmetro de preço para contratações bilaterais. Desde então o preço do contrato é reajustado anualmente pela variação do IGP-M. Conforme preço atualizado em 04 de julho de 2013, o preço do contrato passou de 182,66/MWh para R\$ 194,19/MWh, com base no IGP-M acumulado do período de 5,14%.

No dia 04 de julho de 2014, houve nova atualização do preço do contrato com a AES Eletropaulo para os próximos 12 meses, passando o valor para R\$ 206,31/MWh, com base no IGP-M acumulado no período de 6,2%

CCEE (MRE, Spot e Administrativas) e Outros

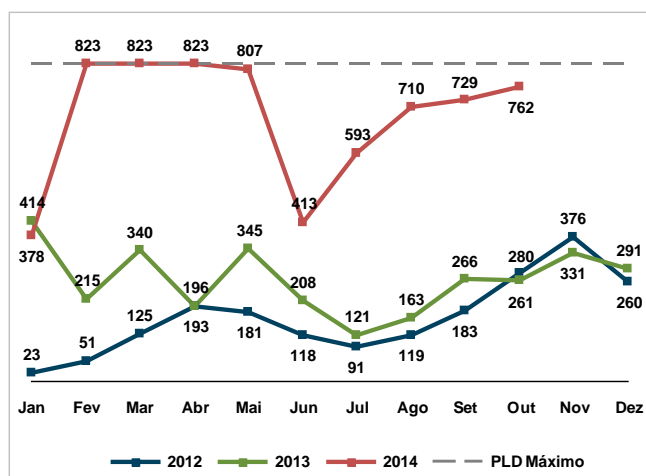
A tarifa aplicada à energia faturada no MRE é ajustada anualmente pela ANEEL, em janeiro, pela variação do IPCA. A tarifa vigente em 2014 é de R\$ 10,54/MWh, enquanto em 2013 era de R\$ 10,01/MWh. Essa tarifa é determinada de forma a reembolsar os custos variáveis de operação e manutenção das usinas.

O preço da energia faturada no mercado de curto prazo, denominado de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), varia de acordo com as condições elétricas, hidrológicas e de oferta e demanda de energia. A partir de setembro de 2013, o PLD passou a incorporar o mecanismo de aversão ao risco, chamado CVaR, que tende a antecipar o despacho térmico de forma a manter a operação do sistema mais conservadora. Antes da Resolução n°. 03 do Conselho Nacional de Política Energética (Resolução CNPE 03), que determinou esse novo modelo de formação do PLD, as despesas com o acionamento das usinas térmicas eram cobradas por meio do ESS (Encargo de Serviços do Sistema).

O resultado da hidrologia desfavorável verificada no período chuvoso de novembro de 2013 a abril de 2014, o aumento no consumo de energia e a manutenção de um maior despacho térmico foram preponderantes para a adoção, nos meses de fevereiro e março de 2014, do PLD máximo para o submercado SE/CO (R\$ 822,83/MWh). No 2T14 houve uma melhora nos níveis de afluência do SIN, em comparação com o 1T14, com destaque para o submercado Sul que apresentou afluência significativamente superior. Essa melhora na afluência contribuiu para a redução do PLD médio para o submercado SE/CO no 2T14. Já no 3T14 os níveis dos reservatórios do SIN sofreram uma significativa redução, passando de 43% em junho para 29% em agosto. Essa significativa redução é explicada pela baixa afluência verificada no período em comparação à média histórica, que associada ao alto despacho térmico resultou na alta do PLD médio do período em todos os submercados, com exceção do submercado SE/CO, cujo PLD médio verificado tanto no 2T14 quanto no 3T14 se mantiveram no mesmo patamar.

O gráfico a seguir ilustra a variação do PLD mensal para os anos de 2012 a 2014:

Evolução Mensal do PLD no submercado SE/CO (R\$/MWh)¹⁰

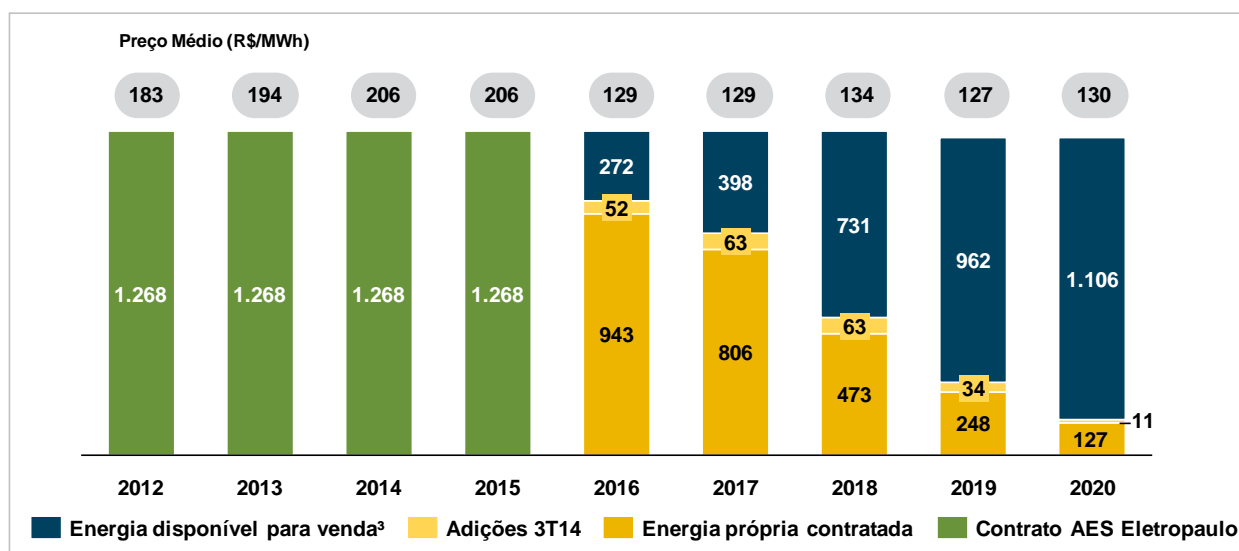


Estratégia de Comercialização de Energia e Outros Contratos Bilaterais

A Companhia definiu como estratégia de comercialização para a sua energia disponível a partir de janeiro de 2016 formar uma carteira diversificada de clientes livres, de forma a substituir totalmente o contrato bilateral com a AES Eletropaulo que vence em dezembro de 2015.

No 3T14, a Companhia comercializou¹¹ aproximadamente 50 MWh ao preço e prazo médios de R\$ 170/MWh e 3,5 anos, respectivamente. O portfólio atual da Companhia totaliza 995 MWh de energia própria vendida para entrega em 2016, ou 79% da energia assegurada líquida, 869 MWh para entrega em 2017 (69%), 536 MWh para entrega em 2018 (42%), 282MWh para entrega em 2019 (23%) e 138MWh para entrega em 2020 (11%).

Histórico e Evolução da carteira de clientes¹² (MW médios)



¹⁰ Os preços médios referentes ao período de abril a agosto de 2013 foram calculados com base nos valores de PLD1. A partir de setembro de 2013, calculam-se apenas os valores de PLD, que incorpora os mecanismos de aversão ao risco ao modelo de cálculo.

¹¹ Inclui contratos de energia firmados no período de 15/07/14 até 5/11/2014

¹² Apenas energia convencional e exclui perdas e consumo interno

ENERGIA FATURADA¹³

A energia faturada pela AES Tietê reduziu 4,5% na comparação entre o 3T14 e o 3T13. Nos 9M14, a energia faturada apresentou redução de 12,5% em comparação com o mesmo período de 2013. As variações são detalhadas a seguir:

Energia Faturada (Consolidado) - GWh	3T13	3T14	Variação (%)	9M13	9M14	Variação (%)
Energia Faturada	3.697,6	3.529,7	-4,5%	11.702,9	10.242,5	-12,5%
Contrato Bilateral AES Eletropaulo	2.614,1	3.206,4	22,7%	8.504,0	7.889,4	-7,2%
CCEE	599,6	-188,5	-131,4%	1.743,9	799,3	-54,2%
<i>Spot</i>	71,0	-188,5	-365,6%	72,2	609,9	745,2%
<i>MRE</i>	528,6	0,0	-100,0%	1.671,7	189,4	-88,7%
Outros Contratos Bilaterais	483,9	511,8	5,8%	1.455,0	1.553,7	6,8%

As vendas para a AES Eletropaulo no 3T14 totalizaram 3.206,4 GWh, 22,7% superior ao volume vendido no 3T13. Esse incremento é explicado pela sazonalidade do contrato, que varia a cada ano, como consta na seção “Fontes de Receita - AES Eletropaulo”. No acumulado de 2014 as vendas somaram 7.889,4 GWh, representando uma queda de 7,2% em relação ao mesmo período de 2013, igualmente justificada pela sazonalidade do contrato.

O volume de energia faturada por meio da CCEE no 3T14 reduziu 131,4% se comparado ao 3T13. Desconsiderando efeito de 188,5GWh (equivalente a R\$ 96,2 milhões) referente ao estorno da provisão realizada no mês de Maio/14, que impactou o 3T14, a variação seria de -100%, devido ao baixo despacho das usinas hidrelétricas da Companhia que impossibilitou a venda de energia no MRE no 3T14 e menor volume de energia vendida no mercado spot.

No acumulado de 2014, o volume faturado por meio da CCEE (inclui MRE e mercado spot) apresentou redução de 54,2%. Tal variação deriva da combinação do maior volume de venda no mercado spot (+745,2%), compensado pelo desempenho negativo das vendas no MRE, que caíram 88,7% no período.

O resultado com energia faturada por meio de outros contratos bilaterais apresentou aumento de 5,8% em relação ao registrado no 3T13. No acumulado de 2014 o volume de vendas por meio desses contratos aumentou 6,8% em relação ao mesmo período de 2013, resultado da estratégia de comercialização da Companhia.

DESEMPENHO FINANCEIRO

RECEITA BRUTA¹³

No 3T14, a receita operacional bruta da AES Tietê totalizou R\$ 619,8 milhões¹⁴, 8,2% superior àquela registrada no 3T13, de R\$ 572,9 milhões¹⁵. O resultado é explicado pelos seguintes fatores:

- (i) incremento de 30,3% na receita de energia vendida à AES Eletropaulo, associado tanto ao aumento de 22,7% no volume de energia comercializada, dada a sazonalidade desse contrato em 2014 (3.206,4 GWh no 3T14 ante 2.614,1 GWh no 3T13) quanto ao aumento do preço desse contrato a partir de julho de 2014 (R\$ 206,31/MWh no 3T14 ante R\$ 194,19/MWh no 3T13); parcialmente compensada pela:
- (ii) redução de R\$ 103,2 milhões na receita bruta de energia vendida no mercado de curto prazo em função da combinação do menor volume faturado e ao maior PLD no submercado SE/CO (R\$ 676,44/MWh no 3T14 versus R\$ 182,71/MWh no 3T13).

Nos 9M14, a receita operacional bruta aumentou 19,9%, chegando a R\$ 2.132,0 milhões, favorecida:

¹³ Normalizada pelo impacto líquido das liquidações no mercado de curto prazo

¹⁴ Reversão do ajuste pelo Excedente Financeiro realizado no 2T14 no valor de R\$ 68,8 milhões, sem impacto no Ebitda

¹⁵ Reclassificação entre contas realizada no 3T13 no valor de R\$ 39,9 milhões, sem impacto no Ebitda

- (i) pela elevação de R\$ 364,2 milhões na receita bruta de energia vendida no mercado de curto associada tanto ao maior volume (609,9 GWh nos 9M14 ante 72,4 GWh nos 9M13) quanto ao maior PLD no submercado SE/CO (R\$ 676,16/MWh nos 9M14 versus R\$ 252,68/MWh nos 9M13); compensado pela:
- (ii) redução de 7,2% no volume de energia vendida para a AES Eletropaulo, dada a sazonalidade desse contrato em 2014 (7.889,4 GWh nos 9M14 versus 8.504,0 GWh nos 9M13); e
- (iii) redução de R\$ 15,7 milhões na receita auferida no MRE devido ao menor volume de energia vendida (189,4 GWh nos 9M14 ante 1.671,7 GWh nos 9M13).

Receita Bruta (Consolidado) - R\$ milhões	3T13	3T14	Variação (%)	9M13	9M14	Variação (%)
Suprimento de Energia	572,9	619,8	8,2%	1.778,0	2.132,0	19,9%
Contrato Bilateral AES Eletropaulo	506,7	660,3	30,3%	1.582,5	1.569,7	-0,8%
CCEE	13,7	-99,9	-829,8%	29,0	385,7	1231,5%
<i>Spot</i>	7,0	-96,2	-1473,8%	7,2	371,4	5042,2%
<i>MRE</i>	6,2	0,0	-100,0%	19,2	3,5	-81,6%
<i>Outras (Administrativos)</i>	0,5	-3,7	-883,2%	2,5	10,7	326,1%
Outros Contratos Bilaterais	52,6	59,5	13,1%	166,5	175,7	5,5%
Créditos de Carbono	0,0	0,0	-	0,0	1,0	-

DEDUÇÕES DA RECEITA¹⁶

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 R\$ 27,7 milhões¹⁷ em deduções de receita no 3T14 ante R\$ 31,7 milhões¹⁸ no 3T13, uma redução de 12,7%. Esse desempenho é explicado pelo incremento das vendas para a AES Eletropaulo no 3T14, cuja alíquota de tributação de PIS/COFINS é reduzida e pela menor participação das receitas registradas com as operações na CCEE, que incluem vendas no mercado de curto prazo e no MRE, assim como outras receitas administrativas associadas ao processo de liquidação da CCEE, nas quais a alíquota de tributação é superior.

No acumulado de 2014 as deduções alcançaram R\$ 133,6 milhões, ante R\$ 95,9 milhões registrados no mesmo período de 2013. Esse desempenho é explicado, principalmente, pelo incremento na receita energia vendida no mercado de curto prazo, além do aumento nas outras receitas administrativas associadas ao processo de liquidação da CCEE.

RECEITA LÍQUIDA¹⁶

A receita operacional líquida da AES Tietê totalizou R\$ 592,1 milhões no 3T14¹⁹, montante 9,4% superior ao registrado no 3T13. Esse desempenho reflete principalmente o maior volume de energia vendida para a AES Eletropaulo.

No acumulado de 2014, a receita operacional líquida registrou aumento de 18,8%, chegando a R\$ 1.998,4 milhões, favorecida principalmente pelo maior volume de energia vendida no mercado de curto prazo.

¹⁶ Normalizada pelo impacto líquido das liquidações no mercado de curto prazo

¹⁷ Reversão do ajuste pelo Excedente Financeiro realizado no 2T14 no valor de R\$ 5,2 milhões, sem impacto no EBITDA.

¹⁸ Reclassificação entre contas realizada no 3T13 no valor de R\$ 3,2 milhões, sem impacto no Ebitda.

¹⁹ Reversão do ajuste pelo Excedente Financeiro realizado no 2T14 no valor de R\$ 63,6 milhões, sem impacto no Ebitda.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS²⁰

Os custos e despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, no 3T14 totalizaram R\$ 661,8 milhões²¹, o que representa um incremento de 347,1% (ou R\$ 513,8 milhões) na comparação com o 3T13. O resultado é explicado principalmente pelo maior custo com compra de energia, especificamente no mercado de curto prazo, dada a posição compradora da Companhia neste trimestre. O aumento do volume de compra de energia neste mercado e o aumento do PLD médio do período contribuíram para a elevação dos custos e despesas operacionais.

As despesas com PMSO gerenciáveis apresentaram redução de 6,4% no 3T14 em relação ao 3T13, como reflexo de menores custos com materiais e serviços de terceiros no valor de R\$ 2,1 milhões.

Na comparação do acumulado, os custos e despesas operacionais dos 9M14, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 1.043,6 milhões, um incremento de R\$ 509,3 milhões em relação ao valor registrado nos 9M13.

As despesas com PMSO gerenciáveis apresentaram redução de 1% nos 9M14 em relação aos 9M13. Esse desempenho reflete os ganhos de eficiência alcançados no ano de 2014.

Programa de redução de custos gerenciáveis

A previsão da Companhia é encerrar o ano de 2014 com o PMSO gerenciável de 2013, com crescimento zero, em termos nominais.

As principais iniciativas deste programa de revisão de custos da AES Tietê estão centradas: (i) em melhorias nos processos de operação e manutenção das usinas e eclusas, (ii) na internalização do processo de gestão de seus reservatórios e (iii) na reavaliação dos custos administrativos, por meio da otimização dos serviços de terceiros.

R\$ mil	3T13	3T14	Var (%)	9M13	9M14	Var (%)
Custos e Despesas Operacionais Reportado	148.025	661.812	347,1%	534.316	1.043.627	95,3%
Encargos e taxas setoriais	41.542	33.229	-20,0%	118.745	108.894	-8,3%
Energia comprada*	60.206	583.714	869,5%	285.837	798.135	179,2%
Total de encargos e taxas setoriais + energia comprada	101.749	616.943	506,3%	404.582	907.029	124,2%
Pessoal	20.946	20.139	-3,9%	60.075	58.082	-3,3%
Material e serviços de terceiros	21.518	19.374	-10,0%	58.414	66.784	14,3%
Outros	3.813	5.356	40,5%	11.245	11.732	4,3%
PMSO Reportado	46.277	44.869	-3,0%	129.734	136.598	5,3%
Entidade Previdência Privada	1.095	598	-45,4%	3.273	1.783	-45,5%
Provisões Operacionais	(921)	1.290	-240,1%	(1.425)	2.720	-290,9%
Recuperação Seguros	-	-	-	-	(3.490)	-
Normalização Manutenção bianual eclusas	(1.505)	(1.534)	1,9%	(4.326)	3.898	-190,1%
Outros não gerenciáveis**	(25)	(76)	203,2%	(1.141)	(382)	-66,6%
PMSO Gerenciável	47.633	44.591	-6,4%	133.353	132.068	-1,0%

* Considera ajuste gerencial no valor de R\$ 63,6 milhões, referente ao alívio do excedente financeiro

** ganhos e receitas com alienação de ativos

As principais variações das contas de custos e despesas operacionais serão detalhadas a seguir:

²⁰ Normalizada pelo impacto líquido das liquidações no mercado de curto prazo

²¹ Reversão do ajuste pelo Excedente Financeiro realizado no 2T14 no valor de R\$ 63,6 milhões, sem impacto no Ebitda

Custos com Energia Comprada, Taxas Setoriais e Encargos

R\$ mil	3T13	3T14	Var (%)	9M13	9M14	Var (%)
Comp. Financ. Utiliz. Rec.Híd.	16.988	5.321	-68,7%	46.494	30.924	-33,5%
Transmissão e Conexão	22.872	26.329	15,1%	67.209	73.205	8,9%
Taxa de Fiscalização / Demais Encargos	1.682	1.579	-6,1%	5.042	4.765	-5,5%
Energia Comprada / Liquidação CCEE*	60.206	583.714	869,5%	285.837	798.135	179,2%
TOTAL - Custos operacionais e compra Energia	101.749	616.943	506,3%	404.582	907.029	124,2%

* Ajustado pelo Excedente Financeiro no 2T14 no valor de R\$ 63,6 milhões, sem impacto no Ebitda.

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

As despesas com a CFURH reduziram 68,7% na comparação do 3T14 com o 3T13, influenciada pelo menor volume de energia gerada no período (1.250,9 GWh no 3T14 versus 3.085,9 GWh no 3T13).

O menor volume de energia gerada nos 9M14 foi o fator principal para a redução de 33,5% das despesas com a CFURH na comparação com os 9M13 (5.572,4 GWh versus 9.006,8 GWh, respectivamente), compensada pelo reajuste de 5,44% na Tarifa Atualizada de Referência ("TAR"), que foi fixada em R\$ 79,87/MWh desde janeiro de 2014.

Transmissão e Conexão

Os custos com transmissão e conexão totalizaram R\$ 26,3 milhões no 3T14, um aumento de 15,1% em comparação ao 3T13. O reajuste da tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST-rb) da usina de Água Vermelha em julho de 2014 (impacto de 14,7% no 3T14 versus 3T13) e o reajuste previsto nos contratos de conexão das demais usinas hidrelétricas (TUSDg) da Companhia foram preponderantes para tal incremento.

O reajuste da usina de Água Vermelha e das demais usinas da Companhia, em particular as usinas de Barra Bonita, Ibatinga, Promissão e Bariri, cuja TUSDg sofreu reajuste médio de 9,0% em abril de 2014, justificam o aumento dos custos com transmissão e conexão de 8,9% no 9M14 ante o 9M13.

Taxas de Fiscalização /Demais Encargos

Os custos com Taxas de Fiscalização /Demais Encargos, que incluem Taxa de Fiscalização da ANEEL e Demais Taxas e Encargos com a CCEE e ONS, totalizaram R\$ 1,6 milhão no 3T14, 6,1% inferior ao valor registrado no 3T13. Essa redução reflete o menor rateio com a contribuição à CCEE e a redução de 2,9% na Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica ("TFSEE")²² para o ano de 2014, em comparação com a TFSEE proposta pela ANEEL para o ano de 2013.

Seguindo a redução da TFSEE e o menor rateio com contribuição à CCEE verificada nos 9M14, os custos com Taxas de Fiscalização /Demais Encargos totalizaram R\$ 4,8 milhões, valor 5,5% inferior ao mesmo período do ano anterior.

Energia Comprada /Liquidação CCEE

O custo com energia comprada /liquidação CCEE teve um incremento de R\$ 515,2 milhões na comparação dos trimestres, passando de R\$ 101,7 milhões no 3T13 para R\$ 616,9 milhões no 3T14²³. Esse resultado é influenciado, principalmente:

²² A TFSEE é cobrada por usina e equivale a 0,4% do valor do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, multiplicado pela sua potência instalada.

²³ Ajustado pelo Excedente Financeiro no 2T14 no valor de R\$ 63,6 milhões, sem impacto no Ebitda.

- (i) R\$ 510,3 milhões referente ao maior volume com compra de energia no mercado de curto prazo (697,3 GWh no 3T14 ante 49,8 GWh no 3T13), associada a estratégia de sazonalização adotada pela Companhia e o rebaixamento médio no MRE verificado no 3T14 (15,2%) ante secundária verificada no 3T13 (2,1%);
- (ii) R\$ 10,7 milhões dado o maior volume com compra de energia no MRE (1.031,6 GWh no 3T14 ante 18,0 GWh no 3T13), considerando a redução do despacho hidrelétrico das usinas da Companhia,

O custo com compra de energia para revenda e o processo de liquidação da CCEE teve um incremento de R\$ 512,3 milhões na comparação do acumulado dos anos, passando de R\$ 285,8 nos 9M13 para R\$ 798,1 milhões nos 9M14²⁴. Esse resultado é influenciado, principalmente:

- (i) R\$ 465,3 milhões referente ao maior volume com compra de energia no mercado de curto prazo (870,1 GWh nos 9M14 ante 326,3 GWh nos 9M13), associado a estratégia de sazonalização adotada pela Companhia, compensada pelo rebaixamento no MRE auferido nos 9M14 ante 9M13 (8,3% e 11,2%, respectivamente), e;
- (ii) R\$ 13,3 milhões devido ao maior volume com compra de energia no MRE (2.213,6 GWh nos 9M14 ante 1.013,2 GWh nos 9M13), considerando a redução do despacho hidrelétrico das usinas da Companhia.

Custos e Despesas com Pessoal, Material, Serviços e Outros (PMSO Reportado)

Pessoal

R\$ mil	3T13	3T14	Var (%)	9M13	9M14	Var (%)
Pessoal e Encargos	19.851	19.541	-1,6%	56.802	56.299	-0,9%
Entidade Previdência Privada	1.095	598	-45,4%	3.273	1.783	-45,5%
TOTAL	20.946	20.139	-3,9%	60.075	58.082	-3,3%

As despesas com pessoal totalizaram R\$ 20,1 milhões no 3T14, um decréscimo de 3,9% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Essa redução é resultado dos ganhos de eficiência e simplificação no quadro de colaboradores próprios (348 no 3T13 para 343 no 3T14) da Companhia e do aumento da taxa de desconto, conforme Deliberação CVM n.º 695/2012 que impactou na redução dos custos com Previdência Privada.

Material e serviços de terceiros

Na comparação entre o 3T14 e o 3T13, os custos com material e serviços de terceiros somaram R\$ 19,4 milhões no 3T14, uma redução de 10,0% em relação ao 3T13. Essa variação está principalmente relacionada:

- (i) à redução das ações de manutenções civis e preventivas nas usinas no 3T14 no valor de R\$ 1,2 milhão;
- (ii) às adequações ambientais nas PCHs da Companhia realizadas no 3T13, no valor de R\$ 0,4 milhão; e,
- (iii) à redução de R\$ 0,7 milhão associada a internalização de atividades pelos colaboradores próprios da Companhia, redução de despesas administrativas compensado pelo:
- (iv) ao aumento com despesas de reflorestamento no período, associada a sazonalização desses custos em 2013, auferidos no 4T13, compensada pela redução com atividades de arqueologia, que totalizaram R\$ 1,3 milhão; e,

²⁴ Considera ajuste gerencial no valor de R\$ 63,6 milhões realizada no 2T14.

- (v) à manutenção bianual das eclusas das usinas Barra Bonita, Bariri, Ibitinga, Promissão e Nova Avanhandava, que totalizaram R\$ 0,2 milhão no 3T14.

Na comparação do acumulado do ano, os custos com material e serviços de terceiros somaram R\$ 66,8 milhões no 9M14, um incremento de 14,3% em relação ao 9M13. Essa variação está principalmente relacionada:

- (i) à manutenção bianual das eclusas das usinas de Barra Bonita, Bariri, Ibitinga, Promissão e Nova Avanhandava, no valor de R\$ 10,0 milhões;
- (ii) às ações de manutenções civis e preventivas nas usinas no valor de R\$ 1,8 milhões, de acordo com o plano de manutenções da Companhia; e,
- (iii) às ações ambientais de reflorestamento e arqueologia no valor de R\$ 3,0 milhões, relacionadas as compensações ambientais previstas na renovação das licenças das usinas em 2013; compensado pela:
- (iv) redução de consultorias e serviços prestados na área de tecnologia da informação para aprimoramentos e adequações de sistemas que suportam a estratégia de eficiência da Companhia, que totalizou R\$ 1,5 milhões;
- (v) à redução de R\$ 1,2 milhões associada a internalização de atividades pelos colaboradores próprios da Companhia e redução de despesas administrativas; e,
- (vi) à adequações ambientais nas PCHs da Companhia, no valor de R\$ 0,9 milhões.

Provisões Operacionais e Outras Despesas/ Receitas Operacionais

R\$ mil	3T13	3T14	Var (%)	9M13	9M14	Var (%)
Outras despesas (receitas) operacionais	4.734	4.066	-14,1%	12.670	9.012	-28,9%
Provisões Operacionais	(921)	1.290	-240,1%	(1.425)	2.720	-290,9%
TOTAL	3.813	5.356	40,5%	11.245	11.732	4,3%

No 3T14, as provisões operacionais e outras despesas/ receitas operacionais totalizaram uma despesa de R\$ 5,4 milhões, ante uma despesa de R\$ 3,8 milhões no 3T13. Essa variação está principalmente relacionada ao pagamento de condenações judiciais trabalhistas ocorridas no 3T14, no valor de R\$ 1,2 milhões.

No acumulado do ano, as provisões operacionais e outras despesas/ receitas operacionais totalizaram uma despesa de R\$ 11,7 milhões, ante uma despesa de R\$ 11,2 milhões no 9M13. Essa variação está principalmente relacionada:

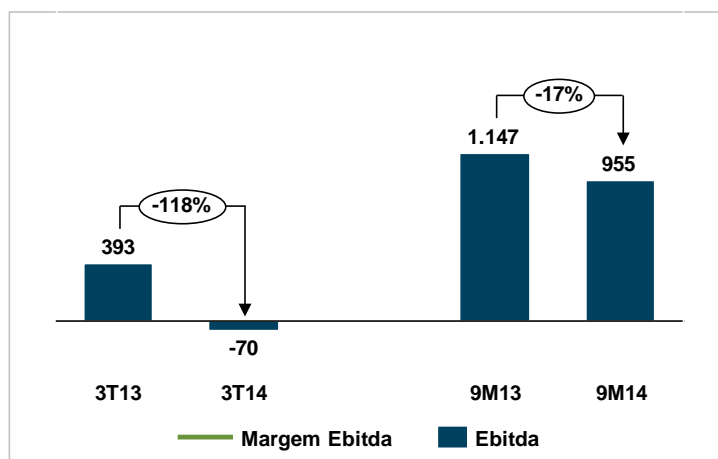
- (i) reversão de PCLD (Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa), no valor de R\$ 1,7 milhão no 1T13, em virtude do recebimento de parte do valor devido pela massa falida do Banco Santos; e,
- (ii) pagamento de condenações e reversão de provisões trabalhistas, no total de R\$1,6 milhão; compensado pelo:
- (iii) recebimento de uma indenização em abril de 2014, no valor de R\$ 3,5 milhões, relativa ao sinistro ocorrido em 2012 na usina de Limoeiro.

EBITDA

A AES Tietê registrou Ebitda negativo de 69,7 milhões no 3T14 ante um Ebitda positivo auferido no mesmo período do ano anterior de R\$ 393,2 milhões. Essa variação é explicada, principalmente, pelos seguintes fatores:

- (i) R\$ 598,6 milhões de, em função do maior volume de energia comprada no mercado de curto prazo a um maior preço médio, dado o rebaixamento no MRE verificado no 3T14 de 15,2% (ante uma energia secundária de 2,1% registrada no 3T13) e estratégia de sazonalização;
- (ii) R\$ 16,5 milhões, resultado da maior compra de energia no MRE em razão da redução do despacho hidrelétrico das usinas da Companhia; parcialmente compensado por:
- (iii) R\$ 150,1 milhões devido ao maior volume de energia vendida para a AES Eletropaulo no 3T14 a um maior preço.

Evolução Ebitda (R\$ milhões)



O Ebitda da AES Tietê nos 9M14 totalizou R\$ 954,8 milhões apresentando uma redução de 16,8% em relação ao verificado nos 9M13 (R\$ 1.147,7 milhões). O desempenho é explicado, principalmente:

- (i) R\$ 143,7 milhões em função da maior compra de energia no mercado de curto prazo, a um preço maior do que o registrado nos 9M13;
- (ii) R\$ 29,6 milhões associado a maior compra de energia no MRE, considerando a redução do despacho hidrelétrico das usinas da Companhia;
- (iii) R\$9,7 milhões devido ao menor volume de energia vendida para a AES Eletropaulo no 3T14 a um maior preço; e,
- (iv) R\$ 6,9 milhões de incremento no PMSO da Companhia, principalmente relacionados aos processos de manutenções das eclusas e usinas da Companhia nos 9M14, que totalizaram R\$ 10,0 milhões, parcialmente compensado pela redução de serviços de tecnologia da informação, internalização de atividades e redução de despesas administrativas, que totalizaram R\$ 2,7 milhões

RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido registrado pela Companhia no 3T14 foi uma despesa de R\$ 15,8 milhões, comparado a uma despesa de R\$ 11,5 milhões registrada no 3T13. A variação de 37,3% se deve, sobretudo, pelo incremento dos encargos financeiros da Companhia face ao aumento do CDI médio do período (10,81% no 3T14 ante 8,33% no 3T13), compensado pelo saldo de juros capitalizados decorrente da maior base de ativos imobilizados em curso.

O resultado financeiro líquido da Companhia atingiu uma despesa de R\$ 36,4 milhões no acumulado de 2014, apresentando uma redução de 4,9% em relação ao 9M13 (despesa de R\$ 38,3 milhões), principalmente em função do aumento do saldo de juros capitalizados e da renda das aplicações financeiras, compensado pelo incremento dos encargos financeiros da Companhia no período.

R\$ mil	3T13	3T14	Var (%)	9M13	9M14	Var (%)
Receitas Financeiras	12.007	15.661	30,4%	25.154	38.080	51,4%
Despesas Financeiras	(23.506)	(31.445)	33,8%	(63.485)	(74.516)	17,4%
Despesas Financeiras	(22.767)	(28.282)	24,2%	(59.733)	(73.788)	23,5%
Variações Monetárias	(739)	(3.163)	328,0%	(3.752)	(728)	-80,6%
Resultado Financeiro	(11.499)	(15.784)	37,3%	(38.331)	(36.436)	-4,9%

Receitas Financeiras

As receitas financeiras cresceram 30,4% no 3T14 em relação ao 3T13. Essa variação é explicada, principalmente, pelo aumento no saldo médio de aplicações financeiras (R\$ 564,8 milhões no 3T14 versus R\$ 535,4 milhões no 3T13) e pelo aumento da rentabilidade média verificada no período (101,6% do CDI no 3T14 versus 101,0% do CDI no 3T13), resultando no maior rendimento das aplicações financeiras em R\$ 3,9 milhões.

Na comparação entre os 9M14 e os 9M13, as receitas financeiras cresceram 51,4%. Essa variação é explicada, principalmente, pelo aumento de 14,3% no saldo médio de aplicações financeiras (R\$ 489,2 milhões no acumulado de 2014 versus R\$ 428,1 milhões em 2013) e pelo aumento da rentabilidade média verificada no período (101,4% do CDI nos 9M14 versus 99,8% do CDI nos 9M13), resultando no maior rendimento das aplicações financeiras no valor total de R\$ 14,0 milhões.

Despesas Financeiras e Variações Monetárias

As despesas financeiras e variações monetárias somaram R\$ 31,4 milhões no 3T14, montante 33,8% superior ao registrado no 3T13 (R\$ 23,5 milhões). Tal variação é explicada, sobretudo:

- (i) pelo aumento de R\$ 7,1 milhões com encargos financeiros das dívidas devido à elevação do CDI médio no período, compensada pela redução do saldo da dívida bruta (R\$ 1.135,6 milhões no 3T14 versus R\$ 1.139,4 milhões no 3T13);
- (ii) pela atualização monetária e variação cambial de R\$ 2,1 milhões, em processo judicial que discute a aquisição obrigatória pela AES Tietê de energia oriunda de Itaipu; compensado:
- (iii) pelo aumento de R\$ 2,4 milhões no saldo de juros capitalizados decorrente da maior base de ativos imobilizados em curso.

As despesas financeiras e variações monetárias somaram R\$ 74,5 milhões no acumulado de 2014, montante 17,4% superior ao registrado no mesmo período de 2013. Tal variação é explicada, sobretudo:

- (i) pelo aumento dos encargos financeiros das dívidas da Companhia no valor de R\$ 26,3 milhões influenciado, principalmente, pela elevação do CDI médio no período e também pelo maior saldo da dívida bruta do 1T14 quando comparado com o 1T13 (R\$ 1.447,0 milhões e R\$ 1.431,3 milhões, respectivamente); compensado:
- (ii) pelo aumento do saldo de juros capitalizados no valor de R\$ 13,0 milhões;
- (iii) pela reversão de R\$ 1,3 milhão referente a decisão favorável à AES Tietê, em processo no qual a Companhia questionou alterações no cálculo do PIS instituídas pela Lei 9.718/98; e,
- (iv) pela atualização monetária e variação cambial de R\$ 1,9 milhão em processo judicial que discute a aquisição obrigatória pela AES Tietê de energia oriunda de Itaipu.

LUCRO LÍQUIDO/PREJUÍZO LÍQUIDO

A AES Tietê apurou no 3T14 um prejuízo líquido de R\$ 83,6 milhões, inferior ao resultado obtido no 3T13, o qual foi um lucro líquido de R\$ 224,7 milhões. Contribuíram para tal desempenho os seguintes fatores:

- (i) maior volume de energia comprada no mercado de curto prazo a um maior preço médio e a posição compradora da Companhia nesse mercado no período, que totalizou um impacto negativo de R\$ 395,4 milhões; e,
- (ii) maior volume de energia comprada no MRE considerando a redução do despacho hidrelétrico das usinas da Companhia, resultando em impacto negativo de R\$ 10,9 milhões, parcialmente compensado pelo:
- (iii) maior volume e preço de energia vendida para a AES Eletropaulo, totalizando um impacto de R\$ 99,6 milhões.

No acumulado do ano, o lucro líquido auferido pela AES Tietê foi de R\$ 525,5 milhões, resultado 19,3% inferior ao obtido no mesmo período do ano anterior (R\$ 651,0 milhões). Contribuíram para tal desempenho os seguintes fatores:

- (i) maior volume de compra de energia no mercado de curto prazo, compensado por um menor rebaixamento no MRE registrado nos 9M14 ante os 9M13 (8,3% e 11,2%, respectivamente), a preços superiores, no total de R\$ 95,4 milhões;
- (ii) maior compra de energia no MRE considerando a redução do despacho hidrelétrico das usinas da Companhia, com impacto negativo de R\$ 19,5 milhões;
- (iii) menor volume de energia vendida para a AES Eletropaulo, parcialmente compensado pelo aumento do preço médio do contrato a partir de julho deste ano, com impacto de R\$ 5,6 milhões; e,
- (iv) aumento de R\$ 4,5 milhões no PMSO da Companhia, principalmente relacionados aos processos de manutenções das eclusas e usinas da Companhia nos 9M14.

PROVENTOS

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas e o Estatuto Social, a Assembleia Geral Ordinária da Companhia decide sobre a destinação do resultado do exercício. Em havendo lucro disponível para a distribuição aos acionistas, a Companhia deve distribuir como dividendo obrigatório 25% do resultado do exercício. Além disso, o Estatuto Social da AES Tietê possibilita que o Conselho de Administração delibere sobre a distribuição de dividendos intermediários semestralmente, ou em períodos inferiores, com base em balanço especialmente levantado para esse fim.

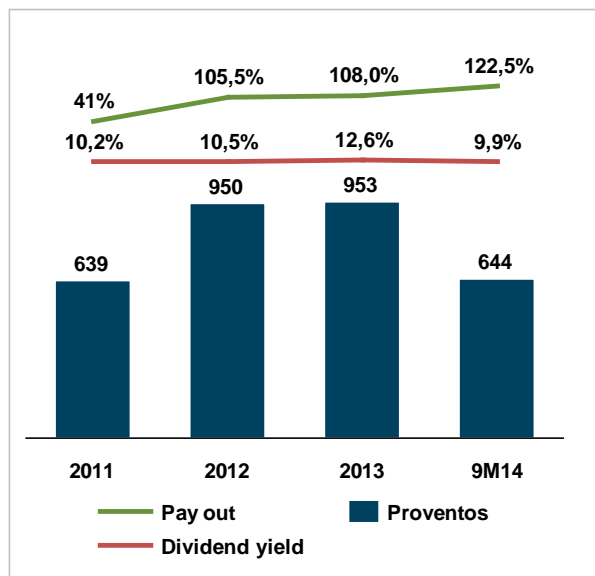
As ações preferenciais da AES Tietê têm como vantagem, dentre outras, dividendos 10% maiores do que os atribuídos às ações ordinárias.

Desde 2006 a AES Tietê tem como prática distribuir a totalidade de seu lucro líquido na forma de proventos. A Companhia também adota como prática a distribuição trimestral de dividendos, sendo que tais distribuições são previamente avaliadas e recomendadas pela Diretoria, opinadas pelo Conselho Fiscal e aprovadas pelo Conselho de Administração.

Em função da hidrologia desfavorável ao longo de 2014, do rebaixamento da garantia física de todos os geradores pertencentes ao MRE e da estratégia de sazonalização adotada, a Companhia passou da posição de vendedora de energia no mercado de curto prazo para compradora no 3T14, e seu resultado econômico-financeiro neste trimestre foi impactado pelo alto custo de compra de energia, apurando um prejuízo de R\$ 83,6 milhões.

Assim, dado que todo o lucro líquido distribuível do 1T14 e do 1S14, no total de R\$ 643,8 milhões, foi pago aos acionistas como dividendos intermediários (payout de 122,5%), não há base para pagamento de dividendos intermediários neste trimestre.

Histórico pagamento de proventos (R\$ milhões)



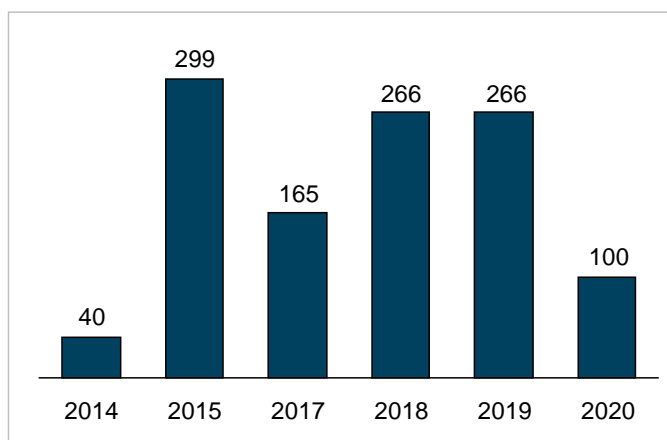
ENDIVIDAMENTO

Em 30 de setembro de 2014, a dívida bruta da AES Tietê totalizava R\$ 1.135,6 milhões, 0,3% inferior à posição da dívida bruta na mesma data de 2013. Essa pequena variação é devida a movimentação de juros no período.

Debêntures	Montante	Vencimento	em R\$ milhões
			Custo Nominal
1º emissão	317,5	04/2015	CDI + 1,20% a.a.
2º emissão	518,0	05/2019	CDI + 0,79% a.a.
3º emissão	299,7	03/2020	108,2% do CDI

No encerramento do 3T14, as disponibilidades somavam R\$ 222,7 milhões, montante R\$ 214,0 milhões inferior ao registrado no mesmo período de 2013. Essa redução se deve, principalmente, a uma maior exposição da Companhia ao mercado de curto prazo no trimestre e o rebaixamento da garantia física de todos os geradores pertencentes ao MRE registrado no período, além do pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio (JSCP) referente ao 1S14, no valor de R\$ 389,4 milhões.

Cronograma de amortização da dívida (R\$ milhões)



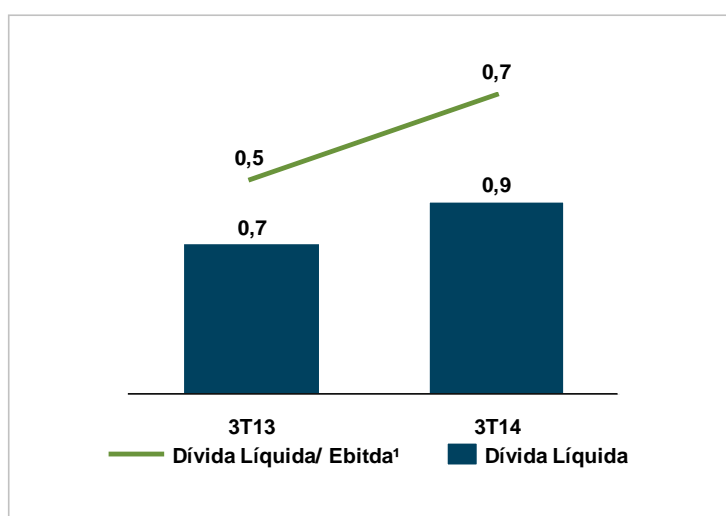
Covenants

A 1ª emissão de debêntures da Companhia possui covenant financeiro que considera o índice Dívida Bruta pelo Ebitda Ajustado²⁵, que não pode ser igual ou superior a 2,5x. Esse índice encerrou o trimestre dentro do limite estabelecido, em 0,9x.

Os covenants da 2ª e 3ª emissões de debêntures consideram o índice Dívida Líquida pelo Ebitda Ajustado, que não pode ser igual ou superior a 3,5x. O índice Dívida Líquida pelo Ebitda Ajustado²⁴ encerrou o trimestre dentro do limite estabelecido, em 0,7x.

Todas as emissões também consideram um covenant de cobertura de juros (Ebitda Ajustado pelas Despesas Financeiras), que não pode ser inferior a 1,75x. Ao final do 3T14, esse indicador estava em 10,5x.

Dívida Líquida (R\$ bilhões)



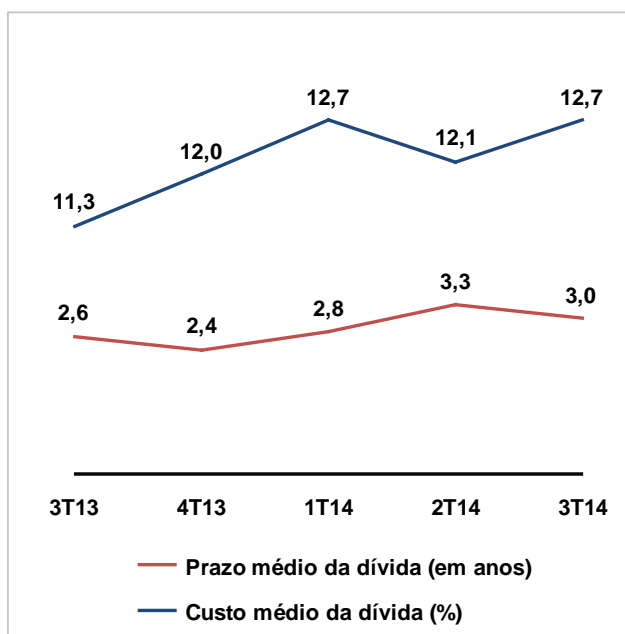
*Conforme estabelecido na 2ª e 3ª emissão de debêntures

²⁵ Ebitda Ajustado - O Ebitda é ajustado (i) pelas despesas/receitas financeiras e (ii) pelos valores de depreciação e amortização para melhor refletir a geração de caixa operacional da Companhia

O custo médio da dívida da Companhia em setembro de 2014 era de 12,7% ao ano, em comparação a 11,3% no mesmo período de 2013. Esse aumento decorre, principalmente, do aumento do CDI médio, por conta da 3ª emissão de debêntures onde sua remuneração é 108,2% do CDI. (10,81% no 3T14 frente a 8,33% no 3T13).

O prazo médio da dívida consolidada no 3T14 atingiu 3,0 anos, com elevação em relação ao mesmo período de 2013 (2,6 anos). Este incremento deve-se ao refinanciamento da dívida, por meio da 3ª emissão de debêntures da Companhia.

Custo e prazo médio da dívida



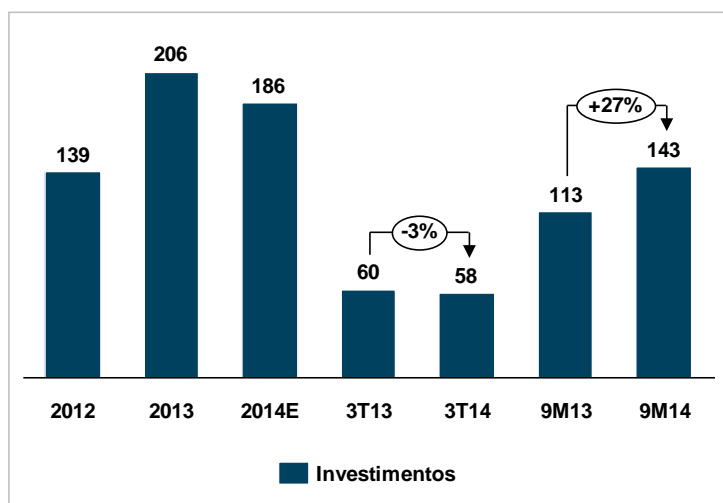
INVESTIMENTOS

Os investimentos da AES Tietê somaram R\$ 57,6 milhões no 3T14, valor 3,3% abaixo do montante investido no 3T13. Desse total, R\$ 48,6 milhões foram destinados à modernização e manutenção preventiva das usinas, com destaque para Água Vermelha (R\$ 17,4 milhões), Barra Bonita (R\$ 15,3 milhões), Promissão (R\$ 2,7 milhões) e Bariri (R\$ 6,1 milhões), e R\$ 7,1 milhões referentes a juros capitalizados, decorrente do incremento na base de ativos imobilizados em andamento, considerando o plano de manutenção e modernização das usinas para os anos de 2013 e 2014.

Nos 9M14, a AES Tietê investiu R\$ 142,8 milhões, montante 26,9% superior ao valor investido nos 9M13 (R\$ 112,5 milhões).

O total de investimentos previstos para 2014 é de R\$ 185,5 milhões, a serem destinados principalmente à modernização e manutenção preventiva das usinas de Água Vermelha, Barra Bonita e Bariri para manutenção das suas condições operacionais e assegurar a disponibilidade de geração de energia. Estima-se também que parte desses investimentos sejam destinados a projetos de TI no valor de R\$ 7,9 milhões.

Histórico de Investimentos (R\$ milhões)



FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

FLUXO DE CAIXA - R\$ Milhões	3T13	3T14	9M13	9M14
Saldo inicial de caixa	374,8	451,8	396,9	456,7
Geração Operacional de Caixa	397,3	239,7	1.086,0	1.296,0
Investimentos	(54,9)	(41,1)	(101,6)	(131,9)
Despesas Financeiras Líquidas	(2,3)	(13,5)	(30,6)	(55,6)
Amortização Líquida	-	(0,0)	192,3	(1,0)
Imposto de Renda	(20,2)	(24,8)	(436,9)	(449,8)
Caixa Livre	320,0	160,4	709,2	657,7
Dividendos e JSCP	(258,0)	(389,4)	(669,4)	(891,7)
Saldo final de caixa	436,8	222,7	436,8	222,7

O fluxo de caixa livre totalizou R\$ 160,4 milhões no 3T14, montante 49,9% inferior ao registrado no 3T13. Esse desempenho se deve:

- (i) à redução de R\$ 157,6 milhões na geração de caixa operacional (R\$ 239,7 milhões no 3T14 ante R\$ 397,3 milhões no 3T13) explicada sobretudo pelo incremento com compra de energia no mercado de curto prazo no valor de R\$ 174,5 milhões, dado o rebaixamento da garantia física dos geradores pertencentes ao MRE no período e a sazonalização adotada pela Companhia em 2014; e,
- (ii) pelo pagamento superior em R\$ 11,2 milhões de despesas financeiras líquidas, associadas ao incremento dos encargos financeiros pagos pela Companhia; compensado por:
- (iii) menor volume de investimentos (R\$ 41,1 milhões no 3T14 versus R\$ 54,9 milhões no 3T13) para manutenção e modernização das usinas da AES Tietê.

O pagamento de dividendos e JSCP no 3T14 totalizou R\$ 389,4 milhões, montante 50,9% superior ao que foi pago no 3T13. Esse incremento está associado ao maior lucro e volume de dividendos aprovados pelo Conselho de Administração referentes ao 1S14 ante o 1S13.

Como resultado, o saldo do caixa totalizou R\$ 222,7 milhões no 3T14 versus R\$ 436,8 milhões no 3T13.

Nos 9M14 o fluxo de caixa livre totalizou R\$ 657,7 milhões, montante 6,8% inferior ao registrado nos 9M13. Esse desempenho se deve ao:

- (i) incremento de R\$ 193,3 milhões referente à maior captação realizada no acumulado de 2013 (2º emissão de debêntures no valor de R\$ 498,0 milhões) ante ao mesmo período de 2014 (3º emissão de debêntures no valor de R\$ 300,0 milhões);
- (ii) maior volume de investimentos (R\$ 131,9 milhões nos 9M14 versus R\$ 101,6 milhões nos 9M13) destinados à manutenção e modernização das usinas da AES Tietê; e,
- (iii) pagamento superior em R\$ 25 milhões de despesas financeiras líquidas, associadas ao incremento dos encargos financeiros pagos pela Companhia; compensado por:
- (iv) incremento de R\$ 210,0 milhões na geração de caixa operacional explicada sobretudo pela estratégia de sazonalização adotada pela Companhia, compensada pelo rebaixamento no MRE, que totalizou R\$ 323,6 milhões. O pagamento de dividendos e JSCP nos 9M14 totalizou R\$ 891,7 milhões, montante 33,2% superior ao pago no mesmo período do ano anterior. Essa variação refere-se ao maior lucro e volume de dividendos aprovados pelo Conselho de Administração referentes ao 1S14 ante o 1S13.

Como resultado, o saldo do caixa totalizou R\$ 222,7 milhões nos 9MT14 ante R\$ 436,8 milhões nos 9M13.

MERCADO DE CAPITAIS

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

As ações da AES Tietê integram o Índice de Energia Elétrica (IEE), que tem como objetivo medir o desempenho do setor elétrico, além do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBovespa, que reúne as empresas que apresentam os melhores desempenhos sob o aspecto da sustentabilidade. A AES Tietê integra esse índice desde 2007, o que reflete o reconhecimento do seu comprometimento com a responsabilidade social e sustentabilidade empresarial. As ações preferenciais da Companhia integram o Índice Brasil (IBrX) que mede o desempenho das ações mais negociadas na bolsa. As ações da Companhia também integram o Índice de Dividendos (IDIV), responsável por medir o comportamento das ações de empresas que se destacaram em termo de remuneração dos investidores.

DESEMPENHO DAS AÇÕES

As ações preferenciais e ordinárias da AES Tietê encerraram o mês de setembro cotadas a R\$ 21,55 e R\$ 16,03, respectivamente. No trimestre, as ações preferenciais tiveram valorização de 10,9% e as ordinárias desvalorizaram 1,4%. O TSR (índice que indica o total de retorno ao acionista das ações preferenciais) apresentou valorização de 10,9%. No mesmo período, o Ibovespa registrou ganhos de 1,8% e o IEE registrou queda de 1,9%.

Os papéis da Companhia foram negociados em 100% dos pregões da BM&FBovespa durante o 3T14. Os dados de liquidez mostram a realização de 47,3 mil negócios envolvendo ações ordinárias no período (decréscimo de 5,2% sobre o 2T14), movimentando aproximadamente 14,1 milhões de ações; e 143 mil negócios envolvendo ações preferenciais no período (volume 5% inferior ao registrado no 2T14), movimentando aproximadamente 36,2 milhões de ações.

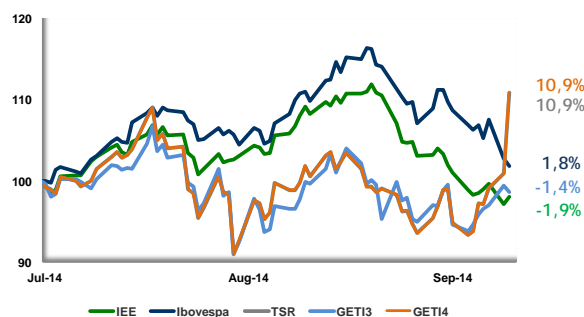
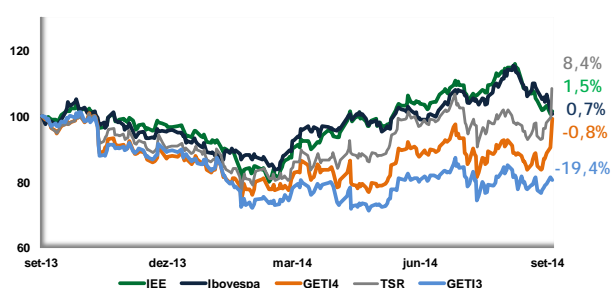
Nos últimos 12 meses, as ações preferenciais e ordinárias da AES Tietê registraram queda de 0,8% e 19,4%, respectivamente. O desempenho do papel no período refletiu principalmente as condições hidrológicas desfavoráveis que impactaram o preço de energia do mercado de curto prazo. Além disso, a preocupação acerca da conjuntura econômica nacional e as incertezas acerca do cenário político nacional para os próximos 4 anos também tiveram influência negativa no desempenho na bolsa brasileira. No mesmo período, o índice TSR teve crescimento de 8,4%, o índice Bovespa teve crescimento de 0,7% e o IEE apresentou crescimento de 1,5%.

AES Tietê x Ibovespa x IEE x TSR¹

Base 100

12 Meses²

Trimestre³



1 - Total Shareholder Return - Retorno total ao acionista (considera a variação das cotações e os dividendos declarados no período)

2 - Base 100: 30/09/2013

3 - Base 100: 30/06/2014

As ações negociadas no mercado de balcão norte-americano (ADR's) sob os códigos AESAY (ordinárias) e AESYY (preferenciais) encerraram o mês de setembro cotadas a US\$ 6,71 e US\$ 8,66, respectivamente. No trimestre, as ADR's preferenciais registraram queda de 8,9% e as ADR's ordinárias registraram queda de 0,6%. No mesmo período, a NYSE registrou queda de 2,5%.

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

Acionista	ON	%	PN	%	Total	%
Cia Brasileira de Energia	140.882.909	71,3%	59.447.111	32,3%	200.330.020	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%	94.237.483	51,3%	150.665.251	39,5%
Total	197.461.211	100,0%	183.792.282	100,0%	381.253.493	100,0%

em 30/09/2014

EXPANSÃO

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 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, ocorrida em dezembro de 1999 (“Obrigação de Expansão”).

Contudo, foram estabelecidas restrições regulatórias posteriormente à privatização, em especial a criação de um novo modelo do setor elétrico, por meio da publicação da Lei nº 10.848/2004, que tornaram inviável o cumprimento da Obrigação de Expansão, tal como originalmente concebida.

Com o novo modelo do setor, a AES Tietê passou a sujeitar-se às restrições para a comercialização de energia elétrica. A Companhia foi impedida de negociar contratos diretamente com as distribuidoras e essas, por sua vez, foram obrigadas a adquirir energia em leilões de energia nova, dificultando o cumprimento da Obrigação de Expansão por meio de novos empreendimentos construídos no Estado de São Paulo. Há ainda restrições regionais, tais como o volume de recursos hídricos e eólicos disponíveis no Estado de São Paulo para projetos de geração de energia, os quais impedem o desenvolvimento de projetos competitivos frente aos outros estados do País.

Em setembro de 2011, a Companhia foi citada 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 a Companhia apresentar seu plano para o cumprimento da Obrigação de Expansão. A AES Tietê apresentou como plano de expansão da sua capacidade o projeto “Termo São Paulo”.

Em dezembro de 2012, foi anexada ao processo a manifestação do Estado de São Paulo sobre o projeto apresentado pela AES Tietê, no qual se alega basicamente que: (i) o plano apresentado é consistente; (ii) não existe garantia do fornecimento de gás natural da Petrobrás, o que prejudicaria a execução do plano; (iii) a usina termelétrica não seria a única alternativa para cumprir a obrigação de expansão; (iv) mesmo que o gás seja fornecido pela Petrobrás, não há garantia de vitória no leilão (para a construção da usina) e tal fato (não vencer o leilão) não pode ser interpretado como uma justificativa para o não cumprimento da Obrigação de Expansão. O juízo de 1ª instância determinou que a AES Tietê se manifestasse sobre os comentários do Estado de São Paulo acerca do plano, bem como que as partes informassem se havia interesse na realização de uma audiência de tentativa de conciliação.

Em junho de 2013, a AES Tietê: (i) apresentou seus comentários sobre as considerações do Estado de São Paulo; (ii) apresentou laudo pericial elaborado pela PSR (consultoria especializada no setor elétrico brasileiro), relativo às dificuldades de cumprimento da Obrigação de Expansão, e (iii) informou seu interesse em uma audiência de conciliação.

Em agosto de 2013, as partes foram intimadas sobre a designação de uma audiência de conciliação para outubro de 2013. A audiência de conciliação foi realizada, tendo o juiz responsável pelo caso determinado a suspensão do processo até dezembro de 2013 para que as partes estudassem alternativas para expandir a capacidade de geração da AES Tietê, que não o plano de expansão anteriormente apresentado em juízo pela Companhia, qual seja, o projeto Termo São Paulo.

Entre outubro e dezembro de 2013, a AES Tietê e o Estado de São Paulo se reuniram algumas vezes para discutir o potencial energético de diferentes fontes e estudar alternativas à Obrigação de Expansão.

Em 13 de março de 2014, foi publicada uma determinação do juízo para que as partes informassem se chegaram a uma composição, tendo tanto a Companhia, quanto o Estado de São Paulo, apresentado pedido de suspensão do processo por 60 dias, a fim de dar continuidade às negociações. Tais pedidos não foram apreciados pelo juízo até o momento.

Em 23 de maio de 2014, a AES Tietê apresentou um novo pedido de suspensão do processo por 90 dias, tendo em vista que as negociações com o Estado de São Paulo avançaram. Esse novo pedido foi apresentado antes de uma decisão relativa à suspensão de 60 dias anteriormente requerida por ambas as partes. Em 14 de agosto 2014 o pedido de suspensão de 90 dias foi aprovado.

Esforços em andamento para cumprimento da Obrigação de Expansão

Para cumprir com o requerimento de expansão, a Companhia está desenvolvendo um novo projeto para construção de uma termelétrica a gás natural, com capacidade líquida de geração de aproximadamente 503 MW. Em novembro de 2009, foi definida a localização da planta e, em agosto de 2010, concluído o estudo de viabilidade técnico-econômica, 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 LP. Em 20 de outubro de 2011, a LP para construção da usina termelétrica no município de Canas foi emitida pela CETESB.

A Companhia tem projetos térmicos a gás natural aptos a participar dos leilões regulados desde 2011. Entretanto, devido à decisão da Petrobrás de não apresentar uma proposta vinculante de contrato de fornecimento de gás para projetos térmicos, incluindo o projeto Termo São Paulo, não foi possível participar desses certames promovidos nos últimos anos.

Apesar desse entrave, a Companhia continua trabalhando para viabilizar o projeto Termo São Paulo. A prioridade hoje é resolver a questão do gás para que a Companhia possa participar dos leilões no mercado regulado. Para tanto, a Companhia vem mantendo entendimentos com o Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, Petrobrás e outros fornecedores de gás natural do mercado global para viabilizar o fornecimento desse combustível.

Além do projeto Termo São Paulo, a Companhia adquiriu a opção de compra de um projeto de usina termelétrica, com capacidade líquida 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 Tietê. A Companhia acredita que exista potencial de sinergia e redução de custos caso os dois projetos sejam executados simultaneamente.

Contribuíram para o cumprimento 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 provenientes de biomassa de cana-de-açúcar, que totalizam 10 MW médios.

OUTRAS INICIATIVAS

A Companhia trabalha com outras iniciativas para expandir e diversificar a sua capacidade instalada. Recentemente, a Companhia registrou um projeto solar fotovoltaico de capacidade instalada de 28,1MW denominado de Água Vermelha I, localizada no município de Iturama, no Estado de Minas Gerais.

O projeto localiza-se na área da UHE Água Vermelha e estava habilitado para participar do Leilão de Energia Reserva realizado no dia 31 de outubro de 2014. Esse projeto está alinhado com a estratégia de desenvolver oportunidades adjacentes aos seus negócios, criando valor por meio de sinergias operacionais e economia de escala.

GOVERNANÇA E SUSTENTABILIDADE

GOVERNANÇA CORPORATIVA

A governança corporativa é o sistema pelo qual uma Companhia é controlada e monitorada e envolve as práticas e os relacionamentos entre acionistas, conselho de administração, conselho fiscal e diretoria. A adoção de boas práticas de governança é essencial para a gestão estratégica e eficiente do negócio. Com foco na criação de valor para seus acionistas, a Companhia continuamente trabalha para aprimorar suas práticas.

No âmbito interno, a AES Tietê é administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria. O Conselho de Administração é responsável pelo planejamento e pelas questões estratégicas da empresa. Atualmente, o Conselho de Administração é composto por dezenove membros, sendo dez membros efetivos e nove membros suplentes. Dentre os seus membros, sete foram indicados pelo acionista controlador, um foi indicado pela BNDES Participações S.A. - BNDESPAR ("BNDESPAR"), um foi indicado pelos empregados, e um é membro independente. O mandato dos atuais membros do Conselho de Administração se encerrará na data da realização da Assembleia Geral que examinará as contas da administração da Companhia referentes ao exercício social que findará em 31 de dezembro de 2016.

A Diretoria é composta por 8 membros, incluindo o Diretor Presidente. Os membros da Diretoria Executiva desempenham suas funções de acordo com o objeto social da Companhia, conduzindo os negócios e operações com estrita observância das disposições do Estatuto Social, das decisões das Assembleias Gerais de Acionistas e do Conselho de Administração.

Atualmente, a Companhia possui um Conselho Fiscal, que tem como principal função fiscalizar os atos dos administradores e verificar o cumprimento dos seus deveres legais e estatutários. Além disto, o Conselho Fiscal também é responsável por analisar trimestralmente o balancete e as demonstrações contábeis elaboradas pela Companhia, opinar sobre o relatório anual da administração e as propostas dos órgãos da administração a serem submetidos em assembleia geral. O Conselho Fiscal da Companhia é atualmente composto por quatro membros efetivos e respectivos suplentes, dos quais: três foram indicados pela BNDESPAR e um pelos acionistas minoritários preferencialistas.

Além de ter sua gestão administrativa fiscalizada pelo Conselho Fiscal, para atendimento a Lei Sarbanes-Oxley, a AES Tietê avalia anualmente seu ambiente de controle interno com o objetivo de garantir acuracidade e transparência em suas demonstrações financeiras.

SUSTENTABILIDADE

Entre os resultados socioambientais destacam-se a não existência de acidentes com colaboradores próprios e com a população e a destinação à reciclagem ou reaproveitamento de 98% do total de resíduos gerados pela Companhia.

Segurança

As despesas com segurança no 3T14 somaram R\$ 781 mil, totalizando R\$ 2,34 milhões no acumulado do ano e inclui investimentos, campanhas, treinamentos, equipamentos, dentre outros.

No 3T14, a companhia manteve o foco na prevenção de acidentes com a força de trabalho, encerrando o trimestre com 2.715 ações entre inspeções e caminhadas de segurança, o equivalente a mais de 45,25 eventos por dia no período. Em comparação com o mesmo período do ano anterior, foi observado um aumento de 114% nessas atividades (1.269 no 3T13). Essas ações, entre outras, contribuíram para manter em zero o número de dias perdidos com colaboradores próprios e terceirizados.

Até o fim do 3T14, a taxa de frequência (TF) com contratados foi de 12,80, superior à registrada no mesmo período de 2013, de 5,45. Esse aumento se deve à ocorrência de 7 acidentes a mais que o índice registrado no mesmo período de 2013.

A companhia realizou, no trimestre, palestras motivacionais com foco em aspectos comportamentais para 100% dos colaboradores próprios e contratados.

Desde fevereiro de 2009 não ocorrem acidentes com a população nas áreas administradas pela AES Tietê.

Eficiência no Uso de Recursos

O Sistema de Gestão Ambiental (SGA) da AES Tietê é certificado externamente e tem como principais focos a prevenção, a correção, a mitigação e o controle de impactos ambientais. O SGA expande as fronteiras da Companhia e trata de temas que envolvem gestão de fornecedores, bem como os impactos que as atividades causam nas comunidades do entorno.

No 3T14, a gestão de resíduos sólidos na AES Tietê resultou na reciclagem, reaproveitamento ou reutilização de 98% do total de 168,82 toneladas de resíduos gerados pela companhia, superando o índice de 97% registrado no 3T13 e contribuindo em maior grau para a mitigação dos impactos das suas atividades.

No 3T14 as emissões de CO2 e totalizaram 552 toneladas, ante 419 toneladas que haviam sido projetadas para o mesmo período. Esse aumento decorreu, principalmente, do consumo próprio de energia devido ao baixo nível dos reservatórios e da utilização de termelétricas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para garantir a segurança energética. Importante ressaltar que o cálculo do 3T14 considerou o fator de emissão de setembro/2013 do grid nacional, pois até a elaboração deste release, o governo federal não havia divulgado o fator de emissão de setembro/2014.

Desenvolvimento e Valorização de Colaboradores

A Companhia tem o compromisso de atrair, desenvolver e reter talentos. Para isso, busca proporcionar um ambiente de trabalho ético e inclusivo, que valorize a diversidade e promova o desenvolvimento pessoal e profissional, por meio da educação para a sustentabilidade e da aplicação de critérios que valorizem os compromissos assumidos com seus colaboradores.

Em março foi lançada a campanha Histórias que Transformam, que conta com depoimentos dos colaboradores, em vídeo, sobre suas histórias pessoais e profissionais relacionadas à AES Tietê. As histórias demonstram como eles vivenciam os valores e a marca da empresa todos os dias, e como seus comportamentos se refletem na relação com diversos públicos. Até o 3T14 foram divulgados 14 vídeos, e 6 vídeos ainda serão lançados em 2014. Mais de 40.350 visualizações e 120 comentários de colaboradores foram registrados.

Desenvolvimento e Valorização de Fornecedores

Para gerir e auxiliar o desenvolvimento de sua cadeia de suprimento, a companhia conta com o Índice de Desempenho de Fornecedores (IDF), ferramenta que avalia critérios sociais, ambientais, de segurança e operacionais.

No 3T14 o IDF dos fornecedores da AES Tietê foi de 75,68, acima da meta anual estabelecida, de 75,00.

Desenvolvimento e Valorização de Comunidades

O engajamento das comunidades no entorno de suas operações faz parte da estratégia de atuação da AES Tietê. Desse modo, por meio de recursos próprios e incentivados, a companhia investe continuamente em projetos que proporcionem acesso à educação, cultura, esporte e à capacitação profissional inclusiva. Essas atividades foram viabilizadas, no 3T14, pelo investimento de R\$ 475 mil de recursos próprios.

A Casa de Cultura e Cidadania, com quatro unidades mantidas pela AES Tietê, foi a principal beneficiária desses investimentos, que resultaram no atendimento a 70,2 mil pessoas no 3T14 por meio de cursos de cultura e esporte, espetáculos e apresentações artísticas.

No 3T14 também foram realizadas duas edições do projeto Cantos e Encantos, em Ibitinga e Promissão. O projeto tem o objetivo de estimular a mudança de atitude por meio de informações, comunicação e ações interativas com foco em cultura, educação e bem-estar. No total, participaram 7.500 pessoas de comunidades dos dois municípios.

A AES Tietê, frente ao cenário hidrológico atual, iniciou no 3T14 um plano de comunicação com a comunidade do entorno de suas usinas para esclarecer o papel da Companhia e suas responsabilidades em relação aos reservatórios.

Em Mococa, Caconde, Batatais, São José do Rio Pardo e Ribeirão Preto foram realizadas campanhas nas rádios e jornais locais para que a população dessas cidades compreendesse as razões que levaram a AES Tietê a reduzir a vazão de alguns dos seus reservatórios. O objetivo foi deixar claro que a prioridade da companhia é o uso múltiplo das águas, preservando o abastecimento das comunidades do entorno e a fauna. Ainda como parte desse plano, foram realizados encontros com jornalistas de veículos de comunicação que cobrem as regiões de Barra Bonita, Araçatuba, Ribeirão Preto, Caconde, Mococa, Euclides da Cunha, Franca, São José do Rio Preto e São José do Rio Pardo para informá-los sobre o cenário, a gestão das usinas e a governança do sistema elétrico.

DASHBOARD DE SUSTENTABILIDADE - AES TIETÊ							
INDICADOR							
SEGURANÇA	2012	2013	1T14	2T14	3T14	Meta 2014	Tendência 2014
Nº total de acidentes fatais	0	0	0	0	0	0	
Taxa de Frequência (TF) Próprios (YTD)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Taxa de Frequência (TF) Contratados (YTD)	4,81	5,05	9,07	11,03	12,80	4,55	
Taxa de Gravidade (TG) Próprios (YTD)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Taxa de Gravidade (TG) Contratados (YTD)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Nº total de acidentes com população	0	0	0	0	0	0	
Nº total de fatalidades com população	0	0	0	0	0	0	
EFICIÊNCIA NO USO DE RECURSOS	2012	2013	1T14	2T14	3T14	Meta 2014	Tendência 2014
NATURAIS							
Índice da soma de resíduos reciclados, reaproveitados e reutilizados / total de resíduos gerenciáveis gerados	96%	95%	92%	96%	98%	95%	
Redução das emissões de CO2e (%)	8,9%	-7,4%	-21%	-26,2%	-31,7%	ND	
DESENVOLVIMENTO E VALORIZAÇÃO	2012	2013	1T14	2T14	3T14	Meta 2014	Tendência 2014
COLABORADORES							
Taxa de rotatividade voluntária - col. próprios (%)	6,04%	5,33%	0,87%	0,57%	1,17%	-	-
FORNECEDORES							
IDF - Índice de Desempenho de Fornecedores	79	78	78,15	78,44	75,68	75,00	
dentro/acima do esperado para o trimestre							
abaixo do esperado para o trimestre, plano de ação em andamento							
abaixo do esperado para o trimestre, plano de ação em implantação							

Legenda:

- dentro/acima do esperado para o trimestre
- abaixo do esperado para o trimestre, plano de ação em andamento
- abaixo do esperado para o trimestre, plano de ação em implantação
- ND meta a ser definida

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.

EQUIPE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

CONTATOS

Clarissa Sadock Diretora de Relações com Investidores clarissa.sadock@aes.com Tel.: (11) 2195-7048		
Gerente de RI	E-mail	Telefone
Lina Paolone Gallo	lina.gallo@aes.com	(11) 2195-2097
Analistas de RI	E-mail	Telefone
Isabela Klemes Taveira	isabela.taveira@aes.com	(11) 2195-2212
Felipe Joaquim Martins de Souza	felipe.dsouza@aes.com	(11) 2195-2282
Gabriela Rigo Bussotti	gabriela.bussotti@aes.com	(11) 2195-7433
www.aestiete.com.br/ri		ri.aestiete@aes.com

ANEXOS - DADOS CONSOLIDADOS - R\$ mil

CONSOLIDADO		
ATIVO	30.06.2014	30.09.2014
ATIVO CIRCULANTE	777.955	696.100
DISPONIBILIDADES	451.801	222.727
Caixa e bancos	150.736	23.127
Aplicações financeiras	301.065	199.600
CRÉDITOS	272.196	329.531
Revendedores	68.012	36.911
Outras contas a receber	202.743	291.214
Devedores diversos	1.441	1.406
OUTROS	53.958	143.842
Tributos e contribuições sociais	51.035	79.261
Tributos a recuperar	1.364	16.903
Outros créditos	1.449	43.522
Despesas pagas antecipadamente	110	4.156
ATIVO NÃO CIRCULANTE	3.306.271	3.318.812
Tributos e contribuições sociais diferidos	84.494	82.173
Outros tributos compensáveis	791	791
Cauções e depósitos vinculados	5.025	5.140
Outros créditos	12.651	12.666
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(12.609)	(12.609)
Imobilizado	3.137.965	3.152.177
Intangível	77.954	78.474
TOTAL DO ATIVO	4.084.226	4.014.912

CONSOLIDADO		
PASSIVO	30.06.2014	30.09.2014
PASSIVO CIRCULANTE	785.656	1.196.992
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	322.921	339.478
Empréstimos e financiamentos	299.229	299.366
Encargos de dívidas	23.692	40.112
FORNECEDORES	77.054	510.019
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	342.237	296.892
DIVIDENDOS PROPOSTOS E DECLARADOS	2.539	2.820
PROVISÕES	19.159	24.383
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	14.359	12.457
Provisão para litígios e contingências	4.800	11.926
OUTRAS CONTAS A PAGAR	21.746	23.400
PASSIVO NÃO CIRCULANTE	1.385.809	1.378.447
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	796.210	796.649
PROVISÕES PARA LÍTIGIOS E CONTINGÊNCIAS	60.823	56.587
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS	526.610	518.155
PROVISÃO PARA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO	1.889	6.784
OUTROS	277	272
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.912.761	1.439.473
Capital Social	207.227	207.227
Reservas de Capital	254.124	254.146
Reservas de Lucro - Legal	41.445	41.445
Ajuste de avaliação patrimonial	1.020.279	1.002.930
Dividendos adicional propostos	-	-
Lucros acumulados	389.686	(66.275)
TOTAL DO PASSIVO	4.084.226	4.014.912

Demonstração dos Resultados	3T13*	3T14*	Var (%) 3T14 X 3T13	9M13*	9M14*	Var (%) 9M14 X
Receita Operacional Bruta	572.931	619.784	8,2%	1.778.011	2.132.046	19,9%
Suprimento e Transporte de Energia	572.614	619.744	8,2%	1.777.642	2.130.812	19,9%
Outras Receitas	317	40	-87,4%	369	1.234	234,4%
Deduções da Receita Operacional	(31.720)	(27.706)	-12,7%	(95.948)	(133.636)	39,3%
Receita Operacional Líquida	541.211	592.078	9,4%	1.682.063	1.998.410	18,8%
Custos do Serviço de Energia Elétrica	(188.973)	(702.888)	272,0%	(657.181)	(1.165.640)	77,4%
Pessoal	(19.851)	(19.541)	-1,6%	(56.802)	(56.299)	-0,9%
Entidade de Previdência Privada	(1.095)	(598)	-45,4%	(3.273)	(1.783)	-45,5%
Material	(1.387)	(1.164)	-16,1%	(3.114)	(3.821)	22,7%
Serviços de Terceiros	(20.131)	(18.210)	-9,5%	(55.300)	(62.963)	13,9%
Compensação Financeira para Utilização de Recursos Hídricos	(16.988)	(5.321)	-68,7%	(46.494)	(30.924)	-33,5%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(60.206)	(583.714)	869,5%	(285.837)	(798.135)	179,2%
Transmissão e Conexão	(22.872)	(26.329)	15,1%	(67.209)	(73.205)	8,9%
Taxa de Fiscalização/Encargos	(1.289)	(1.251)	-2,9%	(3.866)	(3.753)	-2,9%
Depreciação e Amortização	(40.948)	(41.076)	0,3%	(122.865)	(122.013)	-0,7%
Provisões Operacionais	921	(1.290)	-240,1%	1.425	(2.720)	-290,9%
Outras despesas (receitas) operacionais	(5.127)	(4.394)	-14,3%	(13.846)	(10.024)	-27,6%
Resultado do Serviço	352.238	(110.810)	-131,5%	1.024.882	832.770	-18,7%
EBITDA	393.186	(69.734)	-117,7%	1.147.747	954.783	-16,8%
Receita (Despesa) Financeira	(11.499)	(15.784)	37,3%	(38.331)	(36.436)	-4,9%
Receitas Financeiras	12.007	15.661	30,4%	25.154	38.080	51,4%
Despesas Financeiras	(22.767)	(28.282)	24,2%	(59.733)	(73.788)	23,5%
Variações Monetárias/cambiais - líquidas	(739)	(3.163)	328,0%	(3.752)	(728)	-80,6%
Resultado Antes dos Tributos	340.739	(126.594)	-137,2%	986.551	796.334	-19,3%
Provisão para IR e Contribuição Social	(122.748)	36.836	-130,0%	(358.512)	(287.346)	-19,9%
Impostos Diferidos	6.747	6.134	-9,1%	22.954	16.497	-28,1%
Lucro Líquido do Exercício	224.738	(83.624)	-137,2%	650.993	525.485	-19,3%

* Normalizado pelo impacto líquido das liquidações no mercado de curto prazo

GLOSSÁRIO

ADR (American Depositary Receipt) - Recibos de ações de fora dos Estados Unidos negociados na Bolsa de Nova York. Como ações de companhias estrangeiras não podem ser negociadas diretamente no mercado americano, os papéis ficam sob custódia de uma instituição financeira, e seus recibos circulam na Bolsa de Nova York. Acabam acompanhando a variação das ações em seu país de origem e do câmbio entre os dois mercados.

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 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. Atua sob autorização do Poder Concedente e da 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.

CETESB (Companhia Ambiental do Estado de São Paulo) - Agência do governo responsável pelo controle, fiscalização, e licenciamento de atividades geradoras de poluição, com a preocupação de preservar e recuperar a qualidade das águas, do ar e do solo.

CFURH (Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos) - Instrumento que busca ressarcir financeiramente os municípios atingidos pela água dos reservatórios das hidrelétricas.

CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) - Na condição de órgão de assessoramento do Presidente da República, o conselho formula políticas e diretrizes energéticas.

COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) - Contribuição federal, de natureza tributária, incidente sobre a receita bruta das empresas. Em geral é destinada a financiar a seguridade social.

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.

Covenants - Compromisso em um contrato de emissão de títulos, restringindo determinadas situações ou atividades com o objetivo de dar maior segurança ao financiador.

CVaR (Valor Condicionado a um Dado Risco) - Metodologia que considera os cenários hidrológicos mais desfavoráveis na definição da política de operação do sistema. A aplicação da metodologia embute o custo do despacho termelétrico no Preço de Liquidação das Diferenças, usado nas operações do mercado de curto prazo.

EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation & Amortization Expenses) - Resultados financeiros da empresa antes de serem subtraídos os juros, impostos, depreciação e despesas de amortização.

EIA (Estudo de Impacto Ambiental)/RIMA (Relatório de Impacto Ambiental) - Instrumentos da Política Nacional do Meio Ambiente responsáveis pela emissão de licenças ambientais para atividades consideradas potenciais de degradação e poluição devido à utilização de recursos naturais.

ENA (Energia Natural Afluente) - Medida em MW médios, é uma forma de apresentar a situação da vazão de um rio em um dado momento. Usualmente é calculada em percentual para mostrar se está acima ou abaixo da média histórica de longo termo (média mensal do histórico de 1931 a 2011).

Energia Secundária - Energia resultante do processamento de energia primária (que é natural e renova a si mesma) nos centros de transformação.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética) - Empresa pública federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Órgão responsável pelo planejamento energético nacional, englobando geração, transmissão, distribuição, petróleo e gás.

ESS (Encargos de Serviços do Sistema) - Encargo setorial que representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do SIN para o atendimento do consumo da energia elétrica do Brasil.

Garantia Física (Garantia Assegurada) - É a quantidade máxima de produção de energia elétrica que pode ser mantida pelas usinas hidrelétricas durante um determinado período de tempo, admitindo a ocorrência de todo possível risco, como a variabilidade hidrológica.

GSF (Generation Scaling Factor/Fator de Ajuste da Garantia Física) - O percentual de energia que todos os participantes do MRE estão gerando em relação ao total da sua Garantia Física.

IEE (Índice de Energia Elétrica) - Índice setorial da BMF&BOVESPA que tem como objetivo medir o desempenho do setor de energia elétrica.

IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) - Medido mensalmente pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), o índice de inflação mensal calcula a variação dos preços no comércio, refletindo o custo de vida para famílias com renda mensal de 1 a 40 salários mínimos.

IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado) - Índice de inflação mensal, medido pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), que calcula a variação de preços no mercado de atacado, consumo, e construção civil, considerando inclusive produtos importados. O indicador apura as variações de preços de matérias-primas agrícolas e industriais no atacado e de bens e serviços finais no consumo.

ISE (Índice de Sustentabilidade Empresarial) - Ferramenta para análise comparativa do desempenho das empresas listadas na BMF&BOVESPA sob o aspecto da sustentabilidade corporativa. Busca criar um ambiente de investimento compatível com as demandas de desenvolvimento sustentável da sociedade contemporânea e estimular a responsabilidade ética das corporações.

LP (Licença Ambiental Prévia) - Procedimento administrativo realizado pelo órgão ambiental competente, que pode ser federal, estadual ou municipal, para licenciar a instalação, ampliação, modificação e operação de atividades e empreendimentos que utilizam recursos naturais, que sejam potencialmente poluidores ou que possam causar degradação ambiental.

Mercado de curto prazo - Mercado que admite transações em que a entrega da mercadoria ocorre a curto prazo e o pagamento é feito à vista. É comum recorrer a este mercado para a obtenção de energia elétrica com urgência, normalmente devido à escassez do recurso, o que torna os preços elevados.

MRA (Mecanismo de Redução de Energia Assegurada) - Avalia se as usinas participantes do MRE cumpriram os requisitos de disponibilidade estabelecidos pelo ONS. A avaliação é feita por meio de uma comparação entre os parâmetros verificados de interrupções programadas e forçadas em relação aos parâmetros de referência estabelecidos pela ANEEL. Quando os valores verificados superam os valores de referência, há redução da Garantia Física da usina apenas para fins de aplicação do MRE, não reduzindo o recurso da usina que pode ser comercializado.

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.

PCLD (Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa) - A provisão é realizada para cobrir perdas possíveis na cobrança das duplicatas a receber ou em outros créditos existentes na empresa. É constituída sempre que houver alguma evidência ou expectativa de perdas na realização destes créditos.

PIS (Programa de Integração Social) - Tem a finalidade de promover a integração do empregado com o desenvolvimento da empresa em que trabalha. Através do cadastramento no programa, o trabalhador recebe um número de inscrição que possibilita consulta e saques de benefícios sociais.

PLD (Preço da Liquidação das Diferenças) - Preço de curto prazo, pelo qual são liquidadas as diferenças entre a energia contratada e gerada. A volatilidade do preço está diretamente relacionada à dinâmica das afliências.

PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) - Empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 KW e igual ou inferior a 30.000 KW, com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 Km.

Sazonalização - A sazonalização admite que o volume de energia entregue à AES Eletropaulo varie ao longo do ano, de acordo com a demanda do mercado atendido por aquela companhia. A variação normalmente acontece de acordo com as diferentes estações climáticas do ano.

SGA (Sistema de Gestão Ambiental) - Busca identificar, controlar, e melhorar constantemente impactos ambientais.

SIN (Sistema Interligado Nacional) - Sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas, composto por usinas geradoras das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte do país. A operação no sistema é baseada na interdependência, integrando recursos hidrelétricos de geração e transmissão de energia para atender o mercado. A interligação viabiliza a troca de energia entre regiões com diferentes variações climáticas e hidrológicas, que tendem a ocasionar excedente ou escassez de produção. O sistema também prevê a redução de custos operativos e a minimização da produção térmica.

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.

VN (Valor Normativo) - Custo de referência para cotejamento entre preço de compra e o preço a ser repassado às tarifas.