

LUCRO LÍQUIDO DA AES TIETÊ ATINGE R\$ 167 MILHÕES

**Comentários do Sr. Francisco Morandi
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores**

São Paulo, 05 de novembro de 2015 - A AES Tietê S.A. (BM&FBovespa: GETI3 e GETI4; OTC: AESAY e AESYY) anunciou hoje os resultados referentes ao 3T15. 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.

Os resultados do terceiro trimestre de 2015 apresentaram um desempenho positivo quando comparado ao mesmo período de 2014. A retração do consumo de energia no país, a recuperação parcial da hidrologia e a queda do preço spot médio tiveram grande influência na variação positiva do lucro líquido e na queda acentuada dos custos e despesas operacionais. Em relação à hidrologia, a energia natural afluente do SIN no trimestre apresentou aumento em relação ao mesmo período do ano anterior, ficando acima da média histórica, o que acarretou no aumento do nível de reservatórios do SIN, na redução do despacho térmico, e no aumento do volume de energia gerada da Companhia de 59% na comparação trimestral.

A recuperação parcial da hidrologia combinada com a redução do teto do PLD resultou em uma queda de 70% do preço spot médio do SE/CO, que foi de R\$ 676,44 no 3T14 para R\$ 203,82 no 3T15, amenizando os impactos do rebaixamento nos resultados da Companhia e causando uma queda dos custos e despesas operacionais (descontando depreciação) de 69%.

Estes fatores culminaram na queda do despacho térmico, e por fim, levaram à menor exposição da Companhia ao rebaixamento no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que foi de 13,8% no 3T15 (ante 18,9% no 2T15 e 15,2% no 3T14). Entretanto, ao analisar o rebaixamento acumulado, é possível observar um aumento, com 18,2% nos primeiros nove meses de 2015 (versus 8,3% no mesmo período do ano anterior).

A receita, entretanto, sofreu queda, principalmente por conta da ausência de venda de energia no mercado de curto prazo.

A Companhia apurou um EBITDA positivo de R\$ 337,5 milhões e encerrou o trimestre com um lucro líquido de R\$ 167,4 milhões (100% acima no prejuízo auferido no 3T14 de R\$ 83,6 milhões). A Companhia decidiu por postergar a distribuição de dividendos referente ao 3T15. Tal postergação visa possibilitar uma melhor avaliação por parte da administração da Companhia do cenário macroeconômico e risco hidrológico.

A Companhia mantém sua estratégia de comercialização de energia, com maior foco nas contratações a partir de 2017. No 3T15, a Companhia negociou aproximadamente 40MWh com preços variando entre R\$ 175/MWh e R\$ 185/MWh com duração de 3 a 6 anos. O portfólio de contratos totalizou 86% de energia disponível já contratada para 2016.

Teleconferência de resultados

Código conferência: 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

DESTAQUES DO 3T15	2
CONTEXTO SETORIAL	3
PARQUE GERADOR	6
DESEMPENHO DO SETOR	7
DESEMPENHO OPERACIONAL	10
DESEMPENHO COMERCIAL	10
DESEMPENHO FINANCEIRO	14
PROVENTOS	22
DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL	27
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIOS	28
ENGAJAMENTO DE PÚBLICOS DE RELACIONAMENTO	31
GOVERNANÇA CORPORATIVA	31
ANEXOS	34
GLOSSÁRIO	36

R\$ milhões	3T14*	3T15	Var (%)
Receita Bruta	923,4	666,4	-27,8%
Receita Líquida	867,6	632,0	-27,2%
Custos e Despesas Operacionais**	937,3	294,5	-68,6%
EBITDA	-69,7	337,5	384,0%
Margem EBITDA - %	-8,0%	53,4%	61,4 p.p.
Lucro Líquido	-83,6	167,4	100,2%
Margem Líquida - %	-9,6%	26,5%	36,1 p.p.
Patrimônio Líquido	1.439,5	1.601,1	11,2%
Dívida Líquida	912,9	956,2	4,8%
Geração de caixa operacional	239,7	397,8	66,0%

*Ajustado pelo Excedente Financeiro no 3T14 sem impacto no Ebitda.;

**não inclui depreciação.

Índices	3T14	3T15	Var (%)
Lucro Líq** / PL (vezes)	0,5x	0,3x	-50,3%
Dívida Líquida/ PL (vezes)	0,6x	0,6x	-5,8%
Dívida Líquida/ EBITDA** (vezes)	0,7x	1,0x	45,2%
EBITDA/ Desp.Financ. (vezes)	10,5x	7,1x	-33,0%

** últimos 12 meses

Dados Operacionais	3T14	3T15	Var (%)
Energia Gerada - GWh	1.250,9	1.994,5	59,4%
Preço Contrato Bilateral*** (R\$/MWh)	205,9	217,5	5,6%
Investimentos - R\$ milhões	57,6	39,5	-31,4%
Colaboradores próprios	343	351	2,3%

*** Contrato com AES Eletropaulo

GETI3: R\$ 14,25 GETI4: R\$ 14,40 (04/11/15)

VALOR DE MERCADO: R\$ 5.460 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 1.449 milhões

DESTAQUES DO 3T15

Hidrologia

- ↑ Afluência no SE/CO de 116,6% da MLT1 no 3T15 (vs. 87,2% em 3T14)
- ↑ Nível de reservatórios do SIN encerrou o 3T15 em 32,4% vs. 29,0% no 3T14
- ↑ Rebaixamento médio do MRE de 13,8% no 3T15 vs. 15,2% no 3T14
- ↓ Previsão de rebaixamento para 2015 entre 15% e 17% impactando o EBITDA em R\$ 570-630 milhões

Operacional

- ↑ Energia gerada no trimestre equivalente a 79,7% da garantia física (vs. 45,1% no 3T14) em função da melhoria da afluência
- ↑ Nível dos reservatórios da AES Tietê encerrou o 3T15 em 64,3%, superior em 30,4 p.p. ao 3T14 (33,9%)

Comercial

- ↑ Celebração de novos contratos com comercialização de energia de ~40MWh com prazo de 3 a 6 anos e preço médio de R\$ 175/MWh a R\$185MWh, para entrega em 2016
- ↑ O portfólio de energia contratada totalizou 86% da energia disponível da Companhia para 2016

Financeiro

- ↓ Receita líquida de R\$ 632 milhões no 3T15; 27% inferior ao 3T14², devido a não contabilização de venda de energia no mercado spot no 3T15 e ao menor volume vendido para a AES Eletropaulo, compensado pelo maior preço médio deste contrato
- ↑ PMSO gerenciável totalizou R\$ 49 milhões no 3T15, 10% superior ao 3T14, e R\$ 128 milhões nos 9M15, 3% inferior aos 9M14, em linha com o guidance de redução dos custos gerenciáveis divulgado para o ano de 2015
- ↑ Custos e despesas operacionais, excluindo depreciação, totalizaram R\$ 294 milhões, 69% inferior aos R\$ 937 milhões registrados no 3T14, em função do menor volume e preço de energia comprada no mercado spot
- ↑ EBITDA de R\$ 337 milhões no 3T15 vs. um EBITDA negativo de R\$ 70 milhões no 3T14
 - Postergação da decisão quanto a distribuição de dividendos intermediários relativos ao 3T15 para possibilitar uma melhor avaliação do cenário macroeconômico e do risco hidrológico; decisão poderá ser reavaliada até o final de 2015
- ↑ Lucro líquido de R\$ 167 milhões no 3T15 vs. um prejuízo de R\$ 84 milhões no 3T14

Socioambiental

- ↑ Nenhum acidente com colaboradores próprios no período e, desde 2009, não foram registrados acidentes com a população nos reservatórios das usinas
- ↑ A Taxa de Frequência (TF) de acidentes³ com colaboradores contratados foi de 2,79x no 3T15, uma melhoria em relação ao 3T14 (12,80x), devido à intensificação das inspeções em campo e programas de treinamentos

¹ Média de longo termo.

² Ajustado pelo Excedente Financeiro no 3T14 no valor de R\$ 63,6 milhões, sem impacto no EBITDA.

³ Quantidade de acidentes dividida pelo número de horas trabalhadas, multiplicado por um milhão.

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. De acordo com 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 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 da hidrologia 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 pelas usinas hidrelétricas participantes desse mecanismo é alocado para cada usina, de forma proporcional aos seus respectivos níveis de garantia física⁴ (ou energia assegurada). Essa alocação busca garantir que todas as usinas participantes do MRE atinjam seus níveis de energia assegurada, 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, denominado “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 da alocação de energia no MRE se dar em um submercado distinto daquele onde a energia é gerada, o que pode ou não criar exposições à 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 configurarem.

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 dois ambientes: Ambiente de Contratação Livre (ACL) e Ambiente de Contratação Regulada (ACR). 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.

⁴ A garantia física, calculada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pela ANEEL para cada usina hidrelétrica, é a quantidade de energia que uma usina tem o direito de comercializar por meio de contratos de longo prazo.

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 maior parcela de sua energia disponível no ACL. O acompanhamento dessa estratégia está detalhado 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.

Os contratos celebrados nestes ambientes são liquidados e contabilizados pela CCEE. Além disso, a CCEE contabiliza a energia produzida pelas usinas participantes do MRE e a garantia física disponibilizada à contratação 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.

De acordo com o Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, no seu artigo 2º, § 2º a garantia física de energia de um empreendimento de geração, 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.

No entanto, em 30 de dezembro de 2014 foi publicada a Portaria MME nº 681 na qual o MME determinou que as garantias físicas de usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente no SIN, inclusive Itaipu, permaneceriam válidas até 31 de dezembro de 2015. Essa portaria também estabeleceu a criação de grupos de trabalho formados por representantes do MME, agências reguladoras do Poder Executivo e de instituições representativas do Setor Elétrico, com o objetivo de discutir a metodologia e os modelos necessários à revisão ordinária das garantias físicas dessas usinas.

Segundo cronograma disponibilizado pelo MME, no âmbito dessa Portaria, a expectativa era que toda a metodologia, simulações e definições das garantias físicas fossem determinadas até o final de 2015. No entanto, alguns parâmetros a serem utilizados no cálculo da garantia física estão pendentes de definição para que a metodologia seja consolidada e então submetida à Audiência Pública.

Limites máximo e mínimo do PLD - Resolução Homologatória nº 1.832/2014

Anualmente, no mês de dezembro, a ANEEL estabelece os limites máximos e mínimos do PLD que vigorarão durante o ano seguinte. O PLD máximo é calculado com base no CVU mais elevado de uma Usina Termelétrica em operação comercial, a gás natural, contratada por meio de CCEAR. Para o cálculo do PLD mínimo consideram-se as estimativas de custos de geração da UHE Itaipu e os custos necessários para manter e operar os empreendimentos hidrelétricos, os encargos e a CFURH - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos.

Em 28 de novembro de 2014, após Audiência Pública, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº. 1.832/2014, que estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD, para o ano de 2015.

Para 2015, PLD mínimo foi estabelecido em R\$ 30,26/MWh, com base nos custos de operação das usinas cotistas de R\$ 24,58/MWh, adicionado à CFURH de R\$ 5,68/MWh. O PLD máximo, foi estabelecido em R\$ 388,48/MWh com base no Custo Variável Unitário (CVU) da usina termelétrica Mário Lago, determinada como térmica de referência.

Impactos da retração de geração hidroelétrica no MRE - GSF

Conforme anteriormente referenciado, o despacho hidrelétrico é definido pelo ONS, cujo modelo de despacho tem como objetivo principal o atendimento da carga e minimização do custo total de operação do sistema.

Os geradores hidroelétricos devem manter suas usinas disponíveis para despacho pelo ONS e não têm controle sobre o nível de energia gerada. Desta forma, o risco resultante desse modelo de operação centralizada é compartilhado apenas entre os geradores hidrelétricos por meio do MRE.

No entanto, considerando a mudança da matriz energética, com maior participação de usinas termelétricas, geração de reserva (eólicas e biomassa principalmente), ou então fatores fora do controle dos geradores, tais como o despacho fora da ordem de mérito, retração do consumo e a importação de energia de países vizinhos, os geradores hidrelétricos ficam expostos, de forma involuntária, a um risco hidrológico muito superior ao previamente considerado em suas estratégias de contratação.

Assim, desde o final de 2013, a geração das usinas hidrelétricas participantes do MRE tem sido menor do que as suas respectivas Garantias Físicas, resultando em uma variável das regras de comercialização do GSF menor do que 1, que indica o nível de rebaixamento das garantias físicas para efeito da contabilização do mercado de curto prazo. A estimativa da Companhia é que este valor possa trazer um impacto econômico estimado de R\$ 22 bilhões no ano de 2015 desconsiderando o efeito de liminares, em função da hidrologia adversa e retração do consumo.

As recentes liminares obtidas por agentes do setor elétrico limitaram ou neutralizaram os impactos do rebaixamento para algumas usinas pertencentes ao MRE. A Associação dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (“APINE”) obteve em 1º de junho de 2015, liminar favorável a todas as geradoras elétricas abarcadas pela associação, entre elas a AES Tietê, que impede que tal deslocamento hidrelétrico seja alocado aos geradores detentores da liminar nas próximas liquidações. Ressalta-se que os resultados registrados pela Companhia até o 3T15, ainda possuem impacto negativo do GSF⁵, que totalizou 18,2% no acumulado deste ano.

Em 18 de agosto de 2015, foi publicada a Medida Provisória nº 688/2015 (“MP 688/2015”) dispoendo sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos geradores hidrelétricos. Em linhas gerais, segundo proposta, existirão duas possibilidades para a elegibilidade do gerador com base no seu ambiente de contratação de energia, ACL ou ACR. Em ambos os casos, é necessária a desistência dos geradores nas ações judiciais para assim requererem a repactuação do risco hidrológico.

A ANEEL através da audiência pública nº 32/2015 (“AP032”) vem obtendo subsídios para regulamentar os critérios de anuência e repactuação do risco hidrológico de usinas hidrelétricas participantes do MRE nos termos da MP 688/2015.

A AES Tietê vem contribuindo através da AP032 de modo que a repactuação do risco hidrológico seja atrativa. A Companhia ainda está esperando a posição final da ANEEL quanto aos critérios para repactuação para decidir sobre uma possível adesão.

⁵ A Companhia recebeu o montante de R\$ 26,6 milhões referente à liminar obtida na discussão do rebaixamento, processado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), na liquidação de competência do mês de junho de 2015. Contudo, como a discussão encontra-se em andamento (vide nota explicativa nº 24.4 (c.2)), a Companhia não reconheceu este ganho em seu resultado do período, sendo o caixa recebido registrado como obrigação na rubrica de fornecedores. (Nota Explicativa 12 no ITR do 3T15).

Conforme Nota Técnica nº 238/2015-SEM-SRG/ANEEL, os geradores elegíveis à repactuação no ACL, como é o caso da AES Tietê, terão parte do risco hidrológico relativo à 2015 coberto pelo excedente financeiro da Conta de Energia de Reserva (“CONER”), o qual será ressarcido por meio de extensão da concessão. A partir de 2016, os geradores que aderirem à repactuação deverão assumir direitos e obrigações de uma parcela da Energia de Reserva existente, sem possibilidade de ressarcimento dos custos. Há ainda previsão de aquisição de Energia Reserva incremental e, nesse caso, haverá ressarcimento integral dos custos também por meio da extensão do prazo de outorga.

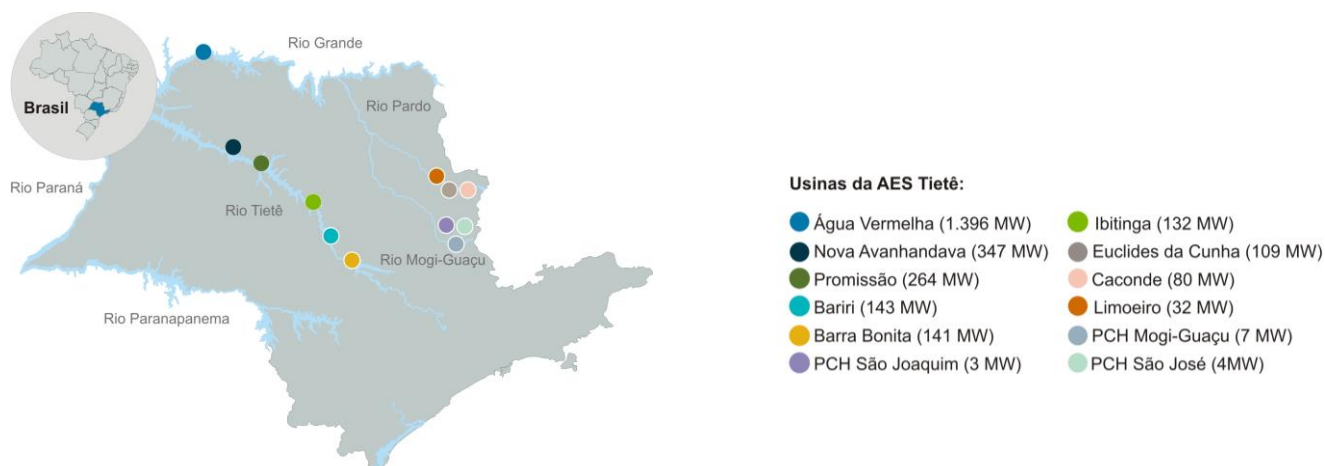
PERFIL

PARQUE GERADOR

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 bruta 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.

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



Todas as 12 usinas da AES Tietê possuem licenças ambientais de operação obtidas e válidas. Duas delas - Água Vermelha e Caconde - são licenciadas pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e as demais, pela Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (Cetesb).

PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO SUSTENTÁVEL

Em virtude do cenário elétrico brasileiro, a AES Brasil, grupo do qual a Companhia faz parte, revisou o seu novo Planejamento Estratégico Sustentável, que agora está orientado por quatro direcionadores estratégicos entre 2015 e 2019: Satisfação do cliente, Desenvolvimento de negócios, Eficiência no uso de recursos e disciplina na execução e Engajamento de públicos de relacionamento. O acompanhamento da Plataforma de Sustentabilidade foi finalizado em 2014 e os aspectos sociais, ambientais e de governança foram incorporados a essa nova estratégia. A apresentação dessas informações, desde o 1T15, está baseada nos direcionadores estratégicos e refletem mais um avanço na aplicação de princípios para o Relato Integrado nas empresas AES Brasil.

SATISFAÇÃO DO CLIENTE

No novo Planejamento Estratégico Sustentável da AES Brasil, um dos compromissos é garantir excelência dos serviços prestados com ética e respeito ao cliente. A meta da AES Tietê, nesta esfera, é atingir um índice de satisfação do cliente de 90% até 2019.

Pesquisas periódicas são realizadas com os clientes de comercialização para avaliar a satisfação deles com os serviços da empresa. No primeiro semestre de 2015, a pesquisa foi realizada pela primeira vez por um instituto independente. O resultado geral foi de 85,7% de satisfação, a partir do desempenho nas dimensões Relacionamento, Imagem, Atendimento e Compra e Gestão.

Meta	2015
Attingir índice de 90% de satisfação do cliente até 2019	85,70%

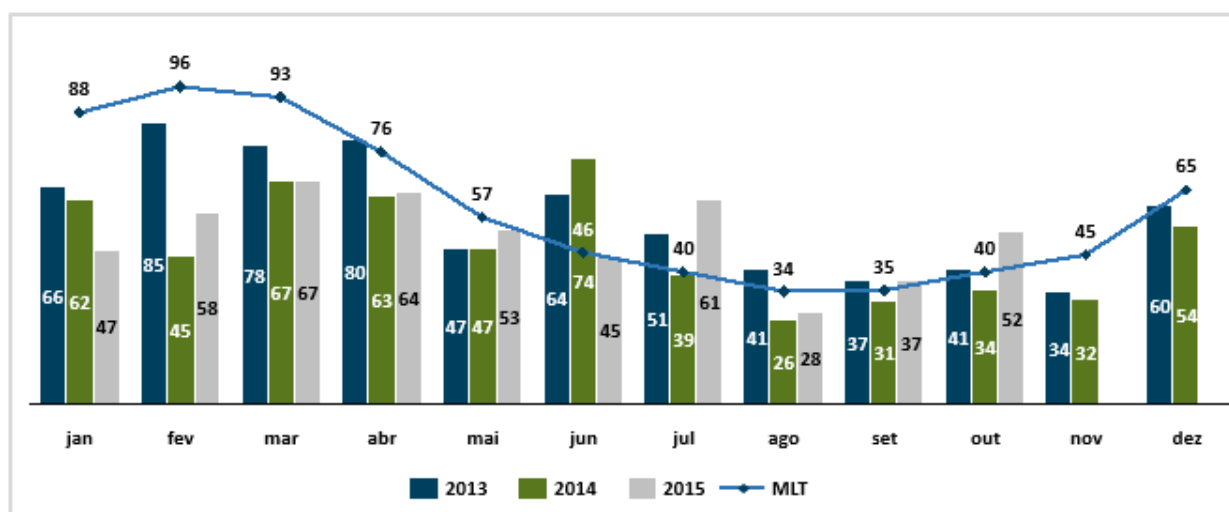
DESEMPENHO DO SETOR

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 entre o final do mês de novembro até abril. Desde o ano de 2012, a hidrologia tem se mostrado crítica e aquém da média histórica, em particular durante o período úmido.

A aflluência registrada no SIN (também conhecida como Energia Natural Afluente - ENA) foi inferior à Média de Longo Termo (MLT) durante os nove meses de 2015, com exceção dos meses de julho e setembro de 2015, quando a aflluência foi superior à média do SIN, conforme gráfico a seguir:

Energia Natural Afluente⁶ no SIN (GWm)
2013 x 2014 x 2015 x MLT⁷



Comparativo 3T15 x 3T14 e 9M15 x 9M14

No 3T15, a aflluência registrada no SE/CO, que representa aproximadamente 70% do sistema em capacidade de armazenamento, apresentou melhoria de 29,4 p.p., em relação à média de longo termo do período, quando comparada com a aflluência do 3T14 (116,6% no 3T15 vs. 87,2% no 3T14).

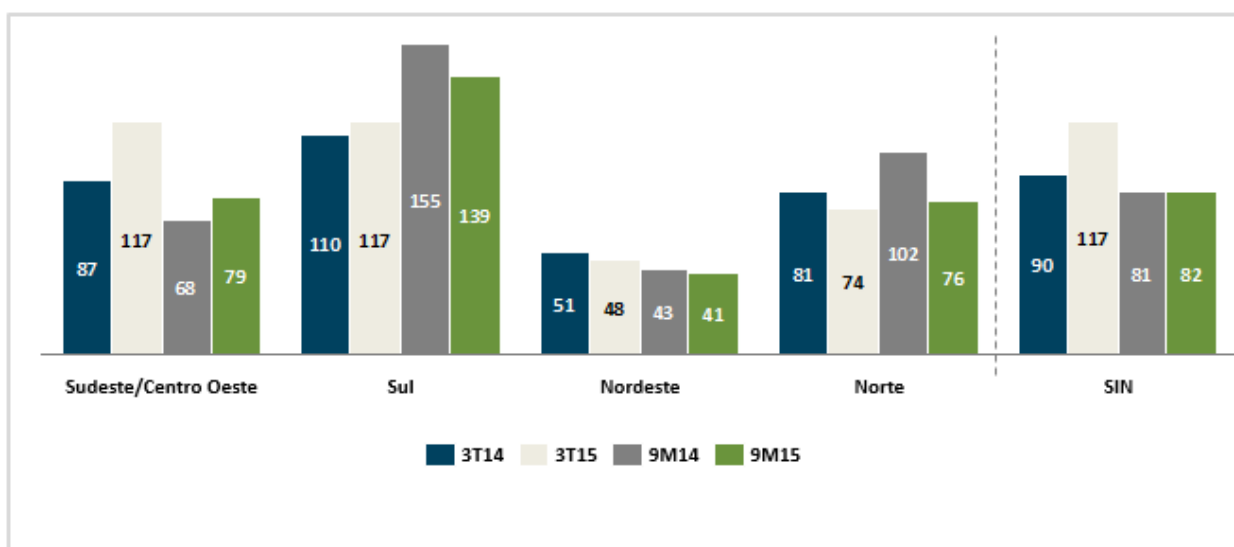
⁶ A Energia Natural Afluente, também conhecida como ENA, é um parâmetro utilizado para representar as aflluências em um aproveitamento hidrelétrico.

⁷ A MLT é para o ano de 2015 de acordo com o fechamento de junho de 2015 e é passível de alterações - Fonte: ONS.

No acumulado do ano de 2015, a afluência no SE/CO apresentou um aumento de 11,1 p.p., em relação à MLT do período, quando comparado aos 9M14 (78,8% da MLT nos 9M15 vs. 67,7% da MLT nos 9M14).

A afluência registrada no SIN ao longo do 3T15 de 117,2% da MLT foi superior da afluência média do 3T14, que totalizou 90,4% da MLT. Na comparação do acumulado do ano, houve uma redução de 0,5 p.p., em relação à média de longo termo do período, com os 9M15 em 81,9% contra 81,4% nos 9M14. O gráfico a seguir apresenta um comparativo da evolução da ENA em cada um dos submercados e para o SIN, nos terceiros trimestres e acumulado de nove meses de 2014 e 2015, em relação à média de longo prazo (“MLT”) desde 1931.

Energia Natural Afluente nos submercados (% MLT)

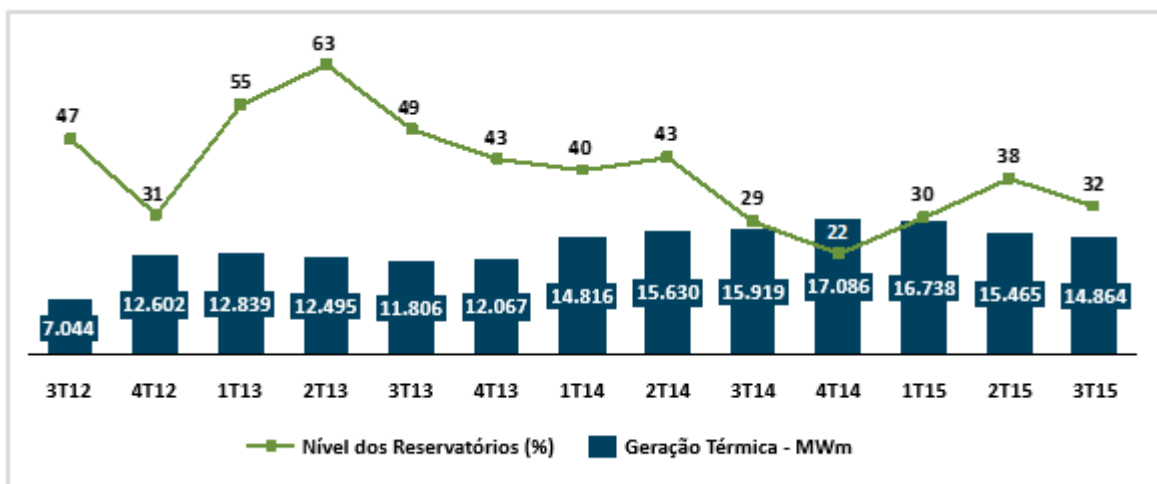


Geração Térmica

Desde o final do ano de 2012, o ONS tem optado por manter a política de maior despacho térmico para preservar os reservatórios, em vista da baixa afluência verificada, reduzindo a geração hidrelétrica. No entanto, em função da retração do consumo no ano de 2015 e melhora da hidrologia houve uma redução da geração térmica, que chegou ao patamar médio de 14,9 GWm no 3T15 ante 15,5 GWm no 2T15 e 16,7 GWm no 1T15.

O gráfico a seguir ilustra a evolução da geração térmica do SIN desde o terceiro trimestre de 2012 até o terceiro trimestre de 2015. É possível observar que apesar da elevação do nível de geração térmica no SIN ao longo de 2014, o nível dos reservatórios, a partir do segundo trimestre de 2014, sofreu uma redução expressiva, relacionada à hidrologia crítica do período, conforme anteriormente mencionado.

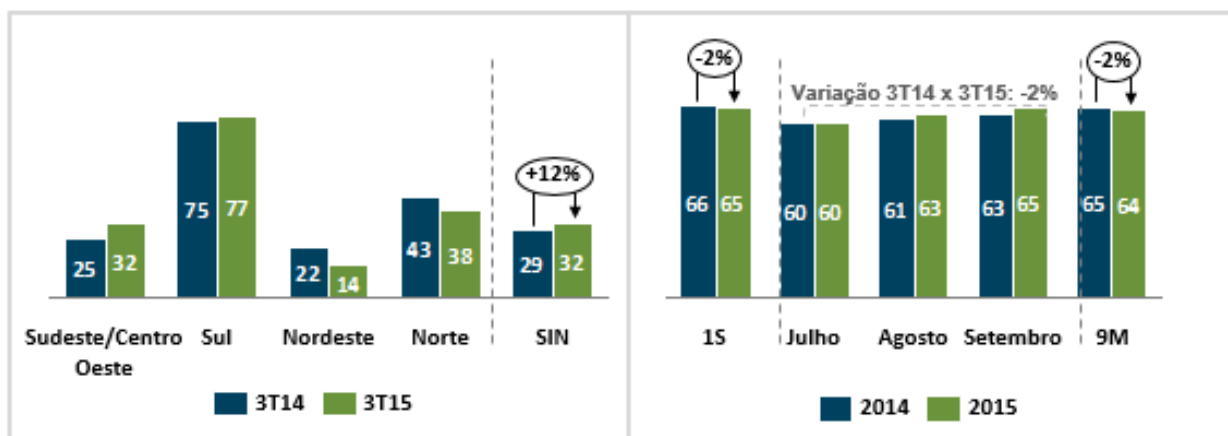
Geração Térmica do SIN (MWm)⁸
Nível dos Reservatórios (%)



No gráfico a seguir, é possível observar uma redução de 2% na carga do 3T15 vs. 3T14, principalmente em função da redução da atividade industrial do país em 2015. A redução da carga, combinada ao maior nível de afluência no SIN, resultou em uma melhora no nível dos reservatórios de 12% no 3T15, quando comparado ao mesmo período no ano anterior.

Nível dos Reservatórios no SIN (%)

Carga no SIN (GWm)⁹



Nível reservatórios usinas AES Tietê

O nível de armazenamento de energia equivalente nos reservatórios das usinas da AES Tietê encerrou o 3T15 em 64,3%, nível superior em 30,4 p.p. ao mesmo período de 2014, quando os reservatórios encerraram o mês de setembro em 33,9%. Tal desempenho foi superior ao do submercado em que as usinas da Companhia estão localizadas (SE/CO), que encerrou o 2T15 em 32,4% de sua plena capacidade.

⁸ Dados do ONS.

⁹ Valores obtidos a partir da geração de energia de todas as usinas programadas e despachadas centralizadamente pelo ONS, somada à de usinas não monitoradas pelo ONS. Fonte: ONS.

EFICIÊNCIA NO USO DE RECURSOS E DISCIPLINA NA EXECUÇÃO

DESEMPENHO OPERACIONAL, COMERCIAL, FINANCEIRO E SOCIOAMBIENTAL

Maximizar valor antecipando e reduzindo riscos e impactos econômicos, sociais e ambientais também é um dos compromissos das empresas do Grupo AES Brasil.

DESEMPENHO OPERACIONAL

ENERGIA GERADA

No Brasil, devido à predominância da fonte hidráulica na matriz energética (~64%¹⁰), 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 algumas restrições operativas, 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 3T15, o volume total de energia gerada pelas usinas da AES Tietê atingiu 1.994,5 GWh, 59,4% superior ao mesmo período de 2014. Os dados de geração dos nove meses de 2015 comparados com o mesmo período de 2014 demonstram uma redução no volume de geração de 3,8% (5.347,3 GWh nos 9M15 ante 5.560,3 GWh nos 9M14). A decisão do ONS de reduzir o despacho visando à preservação dos reservatórios, e consequentemente autorizar um maior despacho térmico nos 9M15 vs. 9M14, resultou na redução da participação da geração hidrelétrica no submercado SE/CO.

Geração (Usinas) - GWh	3T14	3T15	Variação (%) 3T15 x 3T14	9M14	9M15	Variação (%) 9M15 x 9M14
Energia Gerada Bruta	1.250,9	1.994,5	59,4%	5.560,3	5.347,3	-3,8%
Água Vermelha (Sen. José Ermírio de Moraes)	634,3	931,7	46,9%	3.121,8	2.439,9	-21,8%
Bariri (Álvaro de Souza Lima)	84,6	127,3	50,6%	296,3	371,2	25,3%
Barra Bonita	74,8	105,1	40,5%	219,0	303,1	38,4%
Caconde	21,5	46,2	115,5%	132,0	131,0	-0,8%
Euclides da Cunha	28,2	56,9	101,8%	176,1	179,7	2,1%
Ibitinga	105,8	135,1	27,7%	374,3	428,0	14,3%
Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)	7,6	16,5	117,4%	48,8	48,7	-0,4%
Nova Avanhandava	174,2	331,3	90,2%	707,3	839,1	18,6%
Promissão (Mário Lopes Leão)	119,1	240,4	101,9%	477,0	592,8	24,3%
Mogi / S. Joaquim / S. José	1,0	4,0	299,8%	7,6	13,9	84,2%

DESEMPENHO COMERCIAL

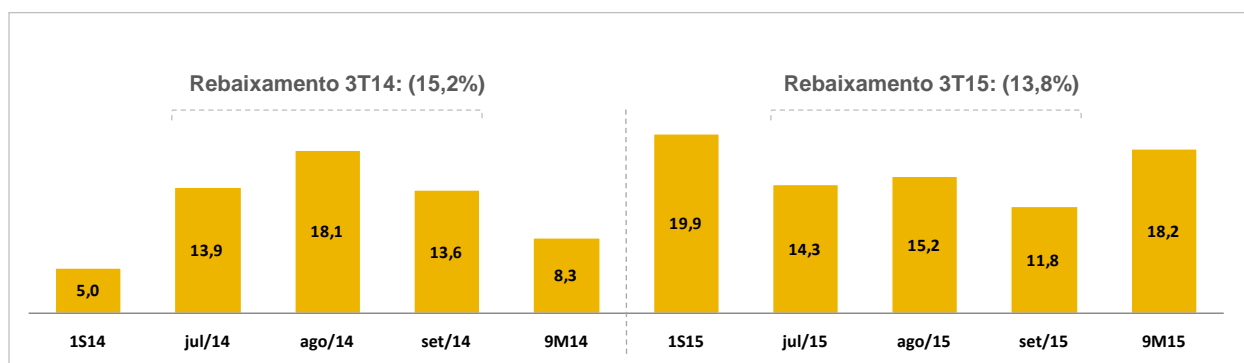
GARANTIA FÍSICA E SAZONALIZAÇÃO

O rebaixamento no MRE verificado no 3T15 de 13,8% foi inferior ao registrado no 3T14, que totalizou 15,2%. Essa performance é explicada pela melhora gradual da hidrologia no SIN (ENA no SIN de 117% da MLT no 3T15 ante 90% no 3T14) e pela estratégia de sazonalização da Garantia Física do MRE, cuja alocação no 3T15 foi menor quando comparada ao 3T14. O gráfico abaixo apresenta os rebaixamentos contabilizados pela CCEE e no MRE nas liquidações financeiras por ela efetuadas no primeiro trimestre de 2014 e 2015¹¹.

¹⁰ Conforme Banco de Informações Gerenciais da ANEEL (Out/15)

¹¹ Refere-se aos valores contabilizados na liquidação da CCEE. Valores contabilizados na Companhia sofrem influência do provisionamento, considerando que a liquidação da CCEE de um determinado mês é disponibilizada, em média, em até 60 dias após

Rebaixamento no MRE (%)



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 visava minimizar sua exposição ao risco hidrológico.

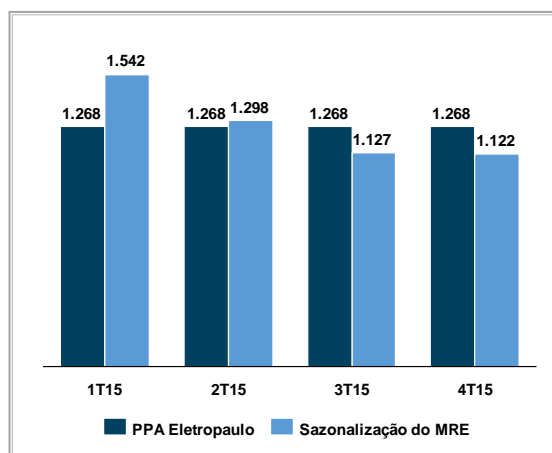
Em dezembro de 2014, a Companhia adotou a estratégia de declarar a sazonalização de sua Garantia Física seguindo o perfil do conjunto dos geradores do MRE, o que resultou na maior alocação de sua energia no primeiro semestre de 2015, concentrada no 1T15, em comparação com os respectivos períodos de 2014. Em relação à sazonalização do contrato com a AES Eletropaulo, após acordo entre as partes, adotou-se o perfil de sazonalização flat para o ano de 2015.

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 constituiu nos ganhos ou perdas com a venda de energia no mercado de curto prazo.

Para 2015, a Companhia adotou a estratégia de seguir a média do MRE, e o perfil de sazonalização do lastro, por sua vez, foi de sazonalização flat conforme gráfico a seguir:

o fechamento de determinado mês. As liquidações da CCEE de junho a agosto de 2015 não foram contabilizadas no terceiro trimestre de 2015 em função do andamento da discussão do GSF. Os valores contabilizados no 3T15 foram provisionados sem efeito da liminar da APINE.

Sazonalização de Garantia física Bruta para MRE e Lastro (MW médios)



Projeção de rebaixamento médio no MRE para o ano de 2015

Conforme antecipado na divulgação dos resultados do ano de 2014, a Companhia espera que o ano de 2015 seja mais um ano desafiador para o setor elétrico, considerando a manutenção, durante o ano, do nível de afluência abaixo da média histórica e do despacho térmico em elevado patamar.

Caso esse cenário se concretize, a Companhia espera que a manutenção ou até mesmo elevação do despacho das usinas térmicas, resultando em risco de exposição da Companhia ao mercado de curto prazo para cumprimento de suas obrigações contratuais. Considerando que ao final do período úmido a afluência foi abaixo da média histórica, há expectativa de que os níveis de garantia física, para efeitos de alocação do MRE, continuem rebaixados até que o nível dos reservatórios seja recuperado, em função principalmente do elevado despacho termelétrico e da expectativa de redução do consumo.

Tendo em vista as perspectivas hidrológicas, a retração da carga, conforme anteriormente mencionado, e o desempenho da economia para o ano de 2015, a Companhia revisou suas estimativas para o 3T15 e prevê a manutenção do déficit de geração no MRE, na faixa de 15% a 17%, em função da manutenção do despacho térmico na faixa de 14 GWm a 16 GWm, do intercâmbio entre subsistemas, da manutenção da geração intermitente e da expectativa de retração da carga em relação a 2014, na faixa de 2,0% a 2,5%. Tal nível de rebaixamento associado a redução prevista do preço spot médio para R\$ 290/MWh durante o ano de 2015 poderá resultar em um impacto negativo líquido no EBITDA da Companhia de R\$ 570 milhões a R\$ 630 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 às exposições financeiras verificadas pela CCEE.

Considerando o perfil importador do submercado SE/CO, ao longo do ano de 2015, o mesmo 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, e para neutralizá-lo, a regulamentação da CCEE prevê o alívio da exposição financeira, como é detalhado a seguir.

Excedente financeiro, Exposição financeira e Alívio da Exposição Financeira

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.

A diferença de PLD entre os submercados, ao longo de 2015, gerou na CCEE a contabilização de um excedente financeiro no SIN de R\$ 45,8 milhões nas liquidações de março a maio de 2015, suficiente para cobrir as exposições negativas a submercado durante o segundo trimestre de 2015, não gerando impactos no resultado do período.

Na liquidação do mês de julho/15 foi contabilizado o excedente financeiro de R\$ 3,9 milhões. Em agosto não houve excedente financeiro e o mês de setembro ainda não foi contabilizado.

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. Em 04 de julho de 2015, houve nova atualização do preço do contrato com a AES Eletropaulo, passando o valor para R\$ 217,85/MWh, com base no IGP-M acumulado no período de 8,1%.

CCEE (MRE, Spot e Administrativas) e Outros

A tarifa aplicada à energia faturada no MRE (TEO) é ajustada anualmente pela ANEEL, em janeiro, pela variação do IPCA e é determinada de forma a reembolsar os custos variáveis de operação e manutenção das usinas. A tarifa vigente para o ano de 2015 é de R\$ 11,25/MWh, enquanto que em 2014 e em 2013, a tarifa aplicada foi de R\$ 10,54/MWh e R\$ 10,01/MWh, respectivamente.

O preço da energia faturada no mercado de curto prazo, denominado de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), varia de acordo com as condições eletro-energéticas 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.º 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).

No 3T15, o PLD médio da região Sudeste/Centro-oeste totalizou R\$ 203,82/MWh, valor 69,9% inferior ao registrado no mesmo período de 2014 (R\$ 676,44/MWh), em função da mudança na metodologia do cálculo do PLD mínimo e máximo, conforme supracitado.

Estratégia de Comercialização de Energia

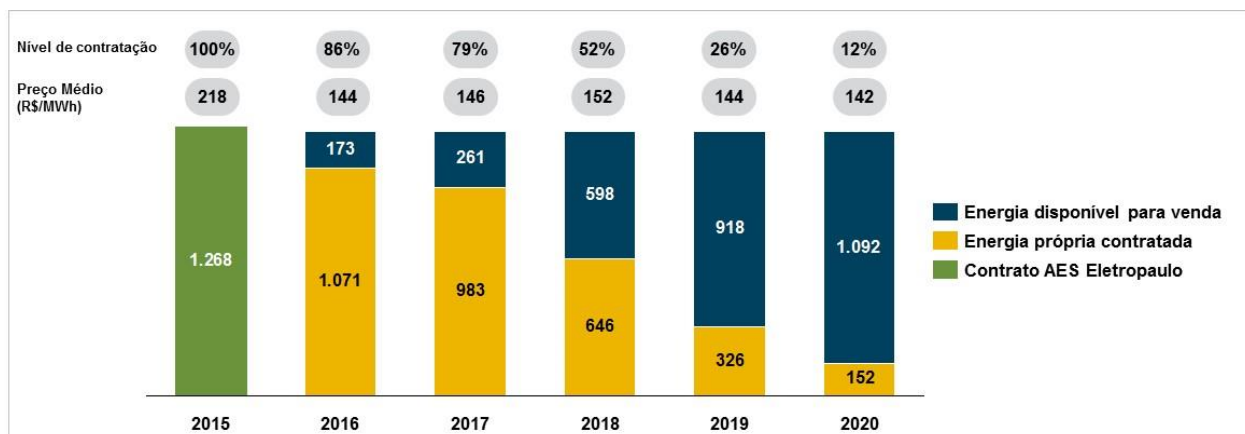
A Companhia definiu como estratégia de comercialização para a sua energia disponível a partir de janeiro de 2016 a formação de uma carteira diversificada de clientes livres, de forma a substituir totalmente o contrato bilateral com a AES Eletropaulo que vence em dezembro de 2015.

Em função do cenário atual e da perspectiva de incremento do risco hidrológico para 2015 e 2016, a Companhia optou por reservar uma parcela de sua energia própria disponível a partir de 2016, com o objetivo de reduzir possíveis riscos de exposição ao mercado de curto prazo e rebaixamento no MRE.

Adicionalmente, em função da retração econômica esperada, a Companhia tem observado uma retração no consumo de energia que, somado com a reavaliação das estratégias de contratação de energia no longo prazo, está reduzindo a liquidez do mercado livre de energia.

O portfólio atual da Companhia totalizou 1.071 MWm de energia própria vendida para entrega em 2016, ou 86% da energia assegurada líquida. Para os anos subsequentes, a Companhia espera seguir contratando energia a preços superiores a R\$ 160/MWh, com entrega a partir de 2017, de forma a manter ou elevar o preço médio da carteira.

Histórico e Evolução da carteira de clientes¹² (MW médios)



ENERGIA FATURADA

A energia faturada pela AES Tietê reduziu em 16,76% na comparação entre o 3T15 e o 3T14. Nos 9M15, a energia faturada apresentou redução de 3,0%, em comparação com os 9M14. As variações são detalhadas a seguir:

Energia Faturada (Consolidado) - GWh	3T14	3T15	Variação (%)		Variação (%)	
			3T15 x 3T14	9M14	9M15	9M15 x 9M14
Energia Faturada	4.190,8	3.495,5	-16,6%	10.999,0	10.670,9	-3,0%
Contrato Bilateral AES Eletropaulo	3.206,4	2.799,7	-12,7%	7.889,4	8.309,2	5,3%
CCEE	472,6	229,1	-51,5%	1.555,8	978,7	-37,1%
Spot	472,6	0,0	-100,0%	1.366,4	582,7	-57,4%
MRE	0,0	229,1	-	189,4	396,0	109,1%
Outros Contratos Bilaterais	511,8	466,7	-8,8%	1.553,7	1.383,1	-11,0%

No 3T15, as vendas para a AES Eletropaulo totalizaram 2.799,7 GWh, 12,7% inferior ao volume vendido no 3T14. Essa redução é explicada pela sazonalidade do contrato, que varia a cada ano, como consta na seção “Fontes de Receita - AES Eletropaulo”. Nos 9M15, as vendas somaram 8.309,2 GWh, representando um aumento de 5,3%, igualmente justificado pela sazonalidade do contrato.

O volume de energia faturada por meio da CCEE no 3T15 reduziu 51,5% e nos 9M15 reduziu 37,1% quando comparado ao 3T14 e 9M14, respectivamente. As variações são explicadas pela redução das vendas no mercado de curto prazo (-100,0% no 3T15 vs. 3T14 e -57,4% nos 9M15 vs. 9M14) em função da estratégia de sazonalização adotada para o ano e rebaixamento registrado.

Em relação ao resultado com energia faturada por meio de outros contratos bilaterais, houve uma redução de 8,8% no 3T15 vs. 3T14 e de 11,0% nos 9M15 vs. 9M14.

DESEMPENHO FINANCEIRO

RECEITA BRUTA

No 3T15, a receita operacional bruta da AES Tietê totalizou R\$ 666,4 milhões, 27,8% inferior àquela registrada no 3T14, de R\$ 923,4 milhões¹³. O resultado é explicado pelos seguintes fatores:

¹² Apenas energia convencional e exclui perdas e consumo interno; preços na data base de setembro/2015

¹³ Ajustado pelo Excedente Financeiro no 3T14 no valor de R\$ 68,8 milhões, sem impacto no EBITDA.

- (i) redução de 7,8% na receita de energia vendida à AES Eletropaulo, associado à redução de 12,7% no volume de energia comercializada, dada a sazonalidade desse contrato (2.799,7 GWh no 3T15 ante 3.206,4 GWh no 3T14), apesar do reajuste desse contrato a partir de julho de 2015 (R\$ 217,85 no 3T15 ante R\$ 206,31/MWh no 3T14); e,
- (ii) a ausência de receita bruta de energia vendida no mercado de curto prazo, o que corresponde a uma queda de 100,0%, já que no 3T14 foi vendido 472,6 GWh, o equivalente a R\$ 207,4 milhões.

No 9M15, a receita operacional bruta da AES Tietê totalizou R\$ 2.107,5 milhões, 15,2% inferior àquela registrada no 9M14, de R\$ 2.484,4 milhões. O resultado é explicado pelos seguintes fatores:

- (i) pela redução de 57,4% no volume de energia vendida no mercado de curto prazo (582,7 GWh no 9M15 ante 1.366,4 GWh no 9M14) e menor preço da energia no mercado de curto prazo no submercado SE/CO (R\$ 324,39/MWh no 9M15 versus R\$ 676,16/MWh no 9M14), o que equivale a uma redução de R\$ 539,9 milhões; parcialmente compensado pelo:
- (ii) aumento de 5,3% no volume de energia vendida para a AES Eletropaulo, dada a sazonalidade de entrega de energia desse contrato em 2015 quando comparada ao ano de 2014, e aumento de 5,6% no preço, em função do reajuste do contrato realizado no mês de julho de 2015. No 9M15 foram distribuídos 8.309,2 GWh à AES Eletropaulo, enquanto no 9M14 foram distribuídos 7.889,4 GWh; e,
- (iii) aumento do volume de energia vendida para o MRE (396,0 GWh no 9M15 vs. 189,4 GWh no 9M14).

Receita Bruta (Consolidado) - R\$ milhões	3T14	3T15	Variação (%)	9M14	9M15	Variação (%)
Suprimento de Energia	923,4	666,4	-27,8%	2.484,4	2.107,5	-15,2%
Contrato Bilateral AES Eletropaulo	660,3	608,9	-7,8%	1.569,7	1.745,5	11,2%
CCEE	203,6	2,6	-98,7%	737,8	201,1	-72,7%
<i>Spot*</i>	207,4	0,0	-100,0%	723,8	183,9	-74,6%
<i>MRE</i>	0,0	2,6	0,0%	3,5	6,2	73,8%
<i>Outras (Administrativos)</i>	-3,8	-	-100,0%	10,5	11,1	5,8%
Outras receitas**	0,0	0,0	-2,9%	1,2	0,3	-79,4%
Outros Contratos Bilaterais	59,5	54,9	-7,6%	175,7	160,6	-8,6%

* ajustado pelo excedente financeiro no 3T14

** inclui aluguéis, partes relacionados e crédito de carbono

DEDUÇÕES DA RECEITA

As deduções da receita da AES Tietê foram de R\$ 34,4 milhões no 3T15 ante R\$ 55,8¹⁴ milhões no 3T14, uma redução de 38,8% no período. No acumulado do ano, as deduções atingiram R\$ 118,6 milhões, uma redução de 28,7% quando comparado aos R\$ 118,6 milhões registrados nos 9M14.

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\$ 27,5 milhões em deduções de receita com PIS e COFINS no 3T15 ante R\$ 35,1 milhões no 3T14, uma redução de 34,6%. Esse desempenho é explicado pela menor participação das receitas registradas com as operações na CCEE, que incluem vendas no mercado de curto prazo e no MRE, e pela redução nas vendas para a AES Eletropaulo no 3T15.

¹⁴ Ajustado pelo Excedente Financeiro no valor de R\$ R\$ 5,2 milhões, sem impacto no EBITDA.

Além disso, de acordo com a Lei nº. 12.111/09, geradoras, transmissoras e distribuidoras devem investir anualmente ao menos 1% de sua receita operacional líquida em Pesquisa e Desenvolvimento de eficiência energética. No 3T15, a Companhia registrou R\$ 6,3 milhões em deduções da receita relativas a Pesquisa e Desenvolvimento, uma redução de 21,4% em relação aos R\$ 8,0 milhões registrados no 3T14, em função da redução da receita entre os períodos.

No 9M15 as deduções com PIS e COFINS alcançaram R\$ 97,0 milhões, ante R\$ 141,7 milhões registrados nos 9M14, o que representa uma redução de 31,5%. Esse desempenho é explicado, principalmente, pela redução de 64,4% na receita de energia vendida no mercado de curto prazo, além da redução nas outras receitas administrativas associadas ao processo de liquidação da CCEE.

As deduções da receita relativas a Pesquisa e Desenvolvimento atingiram R\$ 19,9 milhões nos 9M15, uma redução de 14,2% em comparação ao mesmo período do ano anterior (R\$ 23,2 milhões) também em função da redução da receita líquida entre os períodos comparados.

RECEITA LÍQUIDA

A receita operacional líquida da AES Tietê totalizou R\$ 632,0 milhões no 3T15, montante 27,2% inferior ao registrado no 3T14¹⁵. Esse desempenho reflete principalmente a ausência de energia vendida no mercado spot no trimestre e o menor volume de energia vendida para a AES Eletropaulo, devido principalmente à estratégia de sazonalização adotada.

No 9M15, a receita operacional líquida registrou redução de 14,2%, chegando a R\$ 1.988,9 milhões, em função do menor volume de energia vendida no mercado de curto prazo.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 294,5 milhões no 3T15, o que representa uma redução de 68,6%, ou R\$ 642,9 milhões, na comparação com o 3T14¹⁵. O resultado é explicado principalmente pelo menor custo com compra de energia, especificamente no mercado de curto prazo, em função da sazonalização da garantia física adotada e do menor GSF auferido no período (13,8% no 3T15 vs. 15,2% no 3T14).

As despesas com PMSO reportado apresentaram incremento de 11,1% no 3T15 em relação ao 3T14, como reflexo principalmente dos maiores custos com pessoal e materiais e serviços de terceiros.

Na comparação do acumulado, os custos e despesas operacionais dos 9M15, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 991,0 milhões, uma redução de 27,3% em relação ao valor registrado nos 9M14 (ou R\$ 372,5 milhões).

As despesas com PMSO reportado no acumulado do ano apresentaram uma redução de 1,9%, ou R\$ 2,5 milhões, quando comparada aos 9M14, influenciada principalmente pela redução nas despesas com serviços de terceiros.

Programa de redução de custos gerenciáveis - 2015

No último trimestre de 2014, a Companhia divulgou que manterá o programa de redução de custos gerenciáveis e trabalhará, em 2015, com crescimento zero, em termos nominais, dos custos gerenciáveis apresentados no ano anterior. A Companhia manterá a projeção de redução divulgada, com base nas principais iniciativas desse programa de revisão de custos, que continuarão centradas em: (i) 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 redução dos serviços de terceiros.

¹⁵ Ajustado pelo Excedente Financeiro no 3T14 no valor de R\$ 63,6 milhões, sem impacto no EBITDA

R\$ mil	3T14	3T15	Var (%)	9M14	9M15	Var (%)
Custos e Despesas Operacionais Reportado	937.346	294.485	-68,6%	1.363.430	990.973	-27,3%
Encargos e taxas setoriais	33.229	42.947	29,2%	108.894	120.517	10,7%
Energia comprada*	859.248	201.707	-76,5%	1.117.938	736.389	-34,1%
Total de encargos e taxas setoriais + energia comprada	892.477	244.654	-72,6%	1.226.832	856.906	-30,2%
Pessoal	20.139	22.974	14,1%	58.082	61.645	6,1%
Material e serviços de terceiros	19.374	21.701	12,0%	66.784	55.175	-17,4%
Outros	5.356	5.156	-3,7%	11.732	17.247	47,0%
PMSO Reportado	44.869	49.831	11,1%	136.598	134.067	-1,9%
Entidade Previdência Privada	598	619	3,5%	1.783	1.833	2,8%
Provisões Operacionais	1.289	221	-82,9%	2.720	4.629	70,2%
Recuperação Seguros	-	-	n.d	(3.490)	-	-100,0%
Normalização Manutenção bienais eclusas	(1.534)	-	-100,0%	3.898	-	-100,0%
Outros não gerenciáveis	(76)	58	-176,1%	(333)	(854)	156,8%
PMSO Gerenciável	44.591	48.934	9,7%	132.020	128.460	-2,7%

*ajustado pelo excedente financeiro

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

Custos com Energia Comprada, Taxas Setoriais e Encargos

R\$ mil	3T14	3T15	Var (%)	9M14	9M15	Var (%)
Comp. Financ. Utiliz. Rec.Híd.	5.321	11.247	111,4%	30.924	30.004	-3,0%
Transmissão e Conexão	26.329	29.780	13,1%	73.205	84.757	15,8%
Taxa de Fiscalização / Demais Encargos	1.579	1.920	21,6%	4.765	5.756	20,8%
Energia Comprada / Liquidação CCEE	859.248	201.707	-76,5%	1.117.938	736.389	-34,1%
TOTAL - Custos operacionais e compra Energia	892.477	244.654	-72,6%	1.226.832	856.906	-30,2%

Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (“CFURH”)

As despesas com a CFURH aumentaram 111,4% na comparação do 3T15 com o 3T14, em função do maior volume de energia gerada no período (1.994,5 GWh no 3T15 versus 1.250,9 GWh no 3T14) e reajuste de 6,75% na Tarifa Atualizada de Referência (“TAR”), que foi fixada em R\$ 85,26/MWh desde janeiro de 2015.

O menor volume de energia gerada nos 9M15 ante 9M14 (5.347,5 GWh vs. 5.560,3 GWh, respectivamente), parcialmente compensado pelo aumento da TAR, foi o principal fator para a redução de 3,0% das despesas com a CFURH no período.

Transmissão e Conexão

Os custos com transmissão e conexão totalizaram R\$ 29,8 milhões no 3T15, um aumento de 13,1% em comparação ao 3T14, reflexo do reajuste da tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST-rb) dos contratos de conexão das usinas hidrelétricas (TUSDg) da Companhia, em particular nas usinas de Água Vermelha (14%), Limoeiro (13%), Caconde (13%), e Euclides da Cunha (13%).

O reajuste da usina de Água Vermelha e das demais usinas da Companhia, em particular as usinas de Barra Bonita, Ibitinga, Promissão e Bariri, cuja TUSDg sofreu reajuste médio de 10,7%, justificam o aumento dos custos com transmissão e conexão de 15,8% nos 9M15 ante os 9M14.

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\$ 1,9 milhão no 3T15, 21,6% superior ao valor registrado no 3T14. Essa performance reflete o aumento de 23,0% na Taxa de Fiscalização de Serviços de

Energia Elétrica (“TFSEE”)¹⁶ para o ano de 2015, em comparação com a TFSEE proposta pela ANEEL para o ano de 2014.

Seguindo o aumento da TFSEE, os custos com Taxas de Fiscalização/ Demais Encargos totalizaram R\$ 5,8 milhões nos 9M15, valor 20,8% superior ao mesmo período do ano anterior.

Energia Comprada /Liquidação CCEE

O custo com energia comprada/liquidação CCEE teve uma redução de R\$ 657,5 milhões na comparação dos trimestres, passando de R\$ 859,2 milhões no 3T14¹⁷ para R\$ 201,7 milhões no 3T15. Esse resultado é influenciado, principalmente pelo:

- (i) menor volume com compra de energia no mercado de curto prazo (626,8 GWh no 3T15 ante 1.358,4 GWh no 3T14), associada à sazonalização da garantia física adotada pela Companhia, menor PLD médio no submercado SE/CO (R\$ 203,82/MWh no 3T15 versus R\$ 676,44/MWh no 3T14) e rebaixamento médio no MRE verificado no 3T15 (13,8%) ante o rebaixamento verificado no 3T14 (15,2%).

Nos 9M15 o custo com compra de energia para revenda/liquidação CCEE teve uma redução de R\$ 381,5 milhões quando comparada aos 9M14, passando de R\$ 1.117,9 milhões nos 9M14 para R\$ 736,4 milhões nos 9M15. Esse resultado é influenciado, principalmente:

- (i) menor volume com compra de energia no mercado de curto prazo (1.858,8 GWh nos 9M15 ante 1.626,6 GWh nos 9M14), associada a sazonalização da garantia física adotada pela Companhia e o rebaixamento médio no MRE verificado no período (18,2% nos 9M15) ante o rebaixamento verificado nos 9M14 (8,3%);
- (ii) menor volume de energia comprada para revenda de forma a atender Outros Bilaterais (1.503,5 GWh nos 9M15 versus 1.662,7 GWh nos 9M14); e,
- (iii) menor PLD médio no submercado SE/CO (R\$ 324,39/MWh nos 9M15 versus R\$ 676,16/MWh nos 9M14);

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

Pessoal

R\$ mil	3T14	3T15	Var (%)	9M14	9M15	Var (%)
Pessoal e Encargos	19.541	22.355	14,4%	56.299	59.812	6,2%
Entidade Previdência Privada	598	619	3,5%	1.783	1.833	2,8%
TOTAL	20.139	22.974	14,1%	58.082	61.645	6,1%

As despesas com pessoal totalizaram R\$ 23,0 milhões no 3T15, um acréscimo de 14,1% em relação ao 3T14. Esse aumento resulta principalmente do reajuste salarial de 8,2% ocorrido em julho de 2015 e maior número de funcionários entre os períodos comparados.

Na comparação do acumulado do ano, as despesas com pessoal totalizaram R\$ 61,6 milhões, um acréscimo de 6,1%, principalmente em função dos fatores acima referenciados.

Material e serviços de terceiros

Os custos com material e serviços de terceiros somaram R\$ 21,7 milhões no 3T15, um aumento de 12,0% em relação ao 3T14 (R\$ 19,4 milhões). Essa variação está principalmente relacionada ao maior custo com materiais químicos para operação e manutenção de máquinas e equipamentos das eclusas da Companhia (R\$ 0,9 milhão).

¹⁶ 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.

¹⁷ Ajustado pelo Excedente Financeiro no 3T14 no valor de R\$ 63,6 milhões, sem impacto no EBITDA

Na comparação do acumulado do ano, os custos com material e serviços de terceiros somaram R\$ 55,2 milhões nos 9M15, uma redução de 17,4% em relação aos 9M14 (R\$ 66,8 milhões). Essa variação está principalmente relacionada:

- (i) à redução de R\$ 11,9 milhões referente a realização das manutenções bienais nas eclusas que ocorreram no ano de 2014, e que passarão a ser realizadas anualmente, equalizando os valores a partir do ano de 2015; e,
- (ii) à redução no escopo dos serviços de medição nas barragens das usinas para verificar sua estabilidade, no valor de R\$ 2,4 milhões, parcialmente compensados pelo:
- (iii) aumento de R\$ 0,8 milhões com custos de ações de recuperação de posse.

Provisões Operacionais e Outras Despesas/ Receitas Operacionais

R\$ mil	3T14	3T15	Var (%)	9M14	9M15	Var (%)
Outras despesas (receitas) operacionais	4.066	4.608	13,3%	9.012	12.640	40,3%
Provisões Operacionais	1.290	548	-57,5%	2.720	4.607	69,4%
TOTAL	5.356	5.156	-3,7%	11.732	17.247	47,0%

No 3T15, as provisões operacionais e outras despesas/ receitas operacionais totalizaram uma despesa de R\$ 5,2 milhões, ante uma despesa de R\$ 5,4 milhões no 3T14. Essa variação está principalmente relacionada ao maior custo com a Casa de Cultura, parcialmente compensado por uma reversão de contingência trabalhista.

No acumulado do ano, as provisões operacionais e outras despesas/ receitas operacionais totalizaram uma despesa de R\$ 17,2 milhões, ante uma despesa de R\$ 11,7 milhões nos 9M14. Essa variação está principalmente relacionada a:

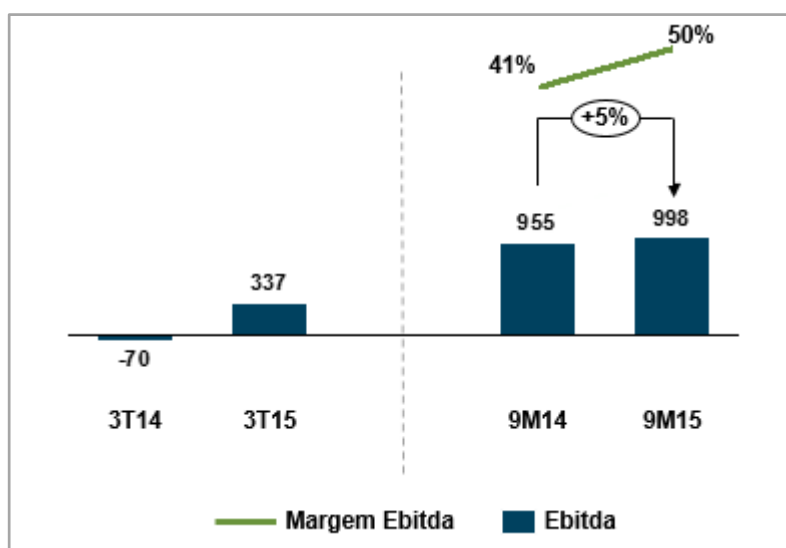
- (i) provisão para redução ao provável valor de recuperação de um terreno da Controlada AES Rio PCH, no valor de R\$ 3,0 milhões;
- (ii) recebimento de uma indenização no valor de R\$ 3,5 milhões em 2014, relativo a um sinistro ocorrido em 2012 na usina de Limoeiro; parcialmente compensada por:
- (iii) receita registrada com venda de imóvel, no valor de R\$ 0,7 milhão.

EBITDA

A AES Tietê registrou EBITDA de R\$ 337,5 milhões no 3T15 ante um EBITDA negativo de R\$ 69,7 milhões no 3T14. Essa variação é explicada, principalmente, pelo:

- (i) efeito positivo líquido de R\$ 467,1 milhões, em função do menor volume de energia comprada no mercado de curto prazo, dado o rebaixamento no MRE verificado no 3T15 de 13,8% (ante um rebaixamento de 15,2% no 3T14), menor PLD médio no submercado SE/CO e a estratégia de sazonalização adotada em 2015; parcialmente compensado pelo:
- (ii) efeito negativo líquido de R\$ 49,4 milhões, em função do menor volume vendido para a AES Eletropaulo, compensado pelo aumento de preço desse contrato no período; e,
- (iii) incremento de R\$ 9,7 milhões nos custos com transmissão e conexão, CFURH e taxas de fiscalização na comparação entre o 3T15 e o 3T14.

EBITDA (R\$ milhões)



O EBITDA da AES Tietê nos 9M15 totalizou R\$ 998,0 milhões (com margem de 50,2%) apresentando um aumento de 4,5% em relação ao verificado nos 9M14 (R\$ 954,8 milhões). O desempenho é explicado, principalmente, pelo:

- (i) efeito positivo líquido de R\$ 170,7 milhões em função do maior volume de energia vendida para a AES Eletropaulo no período; parcialmente compensado pelo:
- (ii) efeito negativo de R\$ 111,4 milhões devido ao maior volume de energia comprada no mercado de curto prazo, dado o rebaixamento no MRE verificado nos 9M15 de 18,2%, ante um rebaixamento de 8,3% nos 9M14; e,
- (iii) incremento de R\$ 11,6 milhões nos custos com transmissão e conexão e taxas de fiscalização na comparação entre os 9M15 e o 9M14.

RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido registrado pela Companhia no 3T15 foi uma despesa financeira de R\$ 42,2 milhões, comparado a uma despesa financeira de R\$ 15,8 milhões registrada no 3T14. A variação se deve, sobretudo, pelo aumento do saldo da dívida líquida em 4,8% e incremento dos encargos financeiros da Companhia em função do aumento do CDI médio do período (14,0% no 3T15 ante 10,8% no 3T14).

O aumento dos encargos financeiros da Companhia no acumulado do ano (CDI médio de 13,1% nos 9M15 ante 10,6% nos 9M14), o maior saldo de dívida líquida, e variação cambial foram fatores preponderantes para que o resultado financeiro líquido da Companhia atingisse uma despesa financeira de R\$ 120,7 milhões nos 9M15, frente uma despesa financeira de R\$ 36,4 milhões nos 9M14.

R\$ mil	3T14	3T15	Var (%)	9M14	9M15	Var (%)
Receitas Financeiras	15.741	14.921	-5,2%	39.589	31.129	-21,4%
Despesas Financeiras	(31.525)	(57.093)	81,1%	(76.025)	(151.821)	99,7%
Despesas Financeiras	(28.259)	(45.566)	61,2%	(75.567)	(134.360)	77,8%
Variações Cambiais	(3.266)	(11.527)	252,9%	(458)	(17.461)	3712,4%
Resultado Financeiro	(15.784)	(42.172)	167,2%	(36.436)	(120.692)	231,2%

Receitas Financeiras

As receitas financeiras apresentaram redução de 5,2% no 3T15 em relação ao 3T14. Essa variação é explicada, principalmente, pelo menor saldo médio de aplicações financeiras no período (R\$ 278,8 milhões no 3T15 vs. R\$ 669,7 milhões no 3T14).

No acumulado do ano de 2015 as receitas financeiras da Companhia decresceram 21,4% na comparação com os 9M14, também reflexo da redução do saldo médio das aplicações no período (R\$ 338,2 milhões nos 9M15 vs. R\$ 599,3 milhões nos 9M14).

Despesas Financeiras e Variações Cambiais

As despesas financeiras e variações cambiais somaram R\$ 57,1 milhões no 3T15, montante 81,1% superior ao registrado no 3T14 (R\$31,5 milhões). Tal variação é explicada, sobretudo:

- (i) pelo aumento de 47,7% nos encargos financeiros das dívidas da Companhia (R\$ 50,2 milhões no 3T15 versus R\$ 34,1 milhões no 3T14) devido ao maior saldo da dívida bruta (R\$ 1.378,8 milhões no 3T15 versus R\$ 1.135,6 milhões no 3T14) e aumento do CDI médio no período; e
- (ii) pelo aumento de R\$ 8,2 milhões com atualização cambial sobre as a provisão para o processo judicial que discute a obrigatoriedade de aquisição de energia de Itaipu pela AES Tietê.

As despesas financeiras e variações cambiais somaram R\$ 151,8 milhões nos 9M15, montante superior em R\$ 75,8 milhões ao registrado nos 9M14. Tal variação é explicada, sobretudo, pelo:

- (i) pelo aumento dos encargos financeiros das dívidas da Companhia no valor de R\$ 48,4 milhões influenciado, principalmente, pela elevação do CDI médio no período e também pelo maior saldo da dívida bruta dos 9M15 quando comparado com os 9M14;
- (ii) redução de R\$ 6,3 milhões no saldo de juros capitalizados decorrente da menor base de ativos imobilizados em curso; e
- (iii) pela variação cambial de R\$ 16,8 milhões em processo judicial que discute a aquisição obrigatória pela AES Tietê de energia oriunda de Itaipu.

LUCRO LÍQUIDO

No 3T15, a AES Tietê apurou um lucro líquido de R\$ 167,4 milhões, comparado ao prejuízo líquido de R\$ 83,6 milhões registrado no 3T14. Contribuíram para tal desempenho os seguintes fatores:

- (i) menor volume de energia comprada no mercado de curto prazo em função do menor rebaixamento do MRE e menor PLD entre os períodos, totalizando um impacto positivo de R\$ 308,6 milhões; parcialmente compensado pelo
- (ii) menor volume de energia vendida para a AES Eletropaulo, com um impacto negativo de R\$ 33,0 milhões; e
- (iii) aumento das despesas financeiras e variações monetárias e cambiais com impacto negativo de R\$ 17,4 milhões, reflexo do aumento dos encargos financeiros da Companhia em função do maior saldo da dívida líquida e da variação cambial no período.

No acumulado do ano, o lucro líquido auferido pela AES Tietê foi de R\$ 493,8 milhões, resultado 6,0% inferior ao obtido nos 9M14 (R\$ 525,5 milhões). Contribuíram para tal desempenho os seguintes fatores:

- (i) impacto positivo de R\$ 109,1 milhões em função do maior preço praticado no contrato com a AES Eletropaulo; parcialmente compensado pelo:

- (ii) maior volume de energia comprada no mercado de curto prazo em função do maior rebaixamento do MRE no período, resultando em um efeito negativo de R\$ 72,5 milhões; e
- (iii) aumento do saldo da dívida líquida, resultando em maiores encargos de dívida, e incremento na variação cambial, com efeito negativo de R\$ 55,4 milhões no período.

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 atributo a distribuição de 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, aprovadas pelo Conselho de Administração e ratificadas pela Assembleia Geral Ordinária.

A Administração da AES Tietê decidiu por postergar a decisão quanto a distribuição de dividendos intermediários relativos ao 3T15. Tal postergação visa possibilitar uma melhor avaliação do cenário macroeconômico e do risco hidrológico.

A AES Tietê esclarece que tal decisão poderá ser reavaliada ao longo do exercício social de 2015 e, se alterada, será prontamente comunicada ao mercado.

Considerando a distribuição de R\$ 122,0 milhões e R\$ 134,8 milhões, respectivamente, no 1T15 e 2T15, e o preço médio ponderado das ações ordinárias (R\$ 15,79) e preferenciais (R\$ 16,14) no 3T15, o *dividend yield* do período foi de 2,7% e 3,0% respectivamente, para as ações ordinárias e preferenciais.

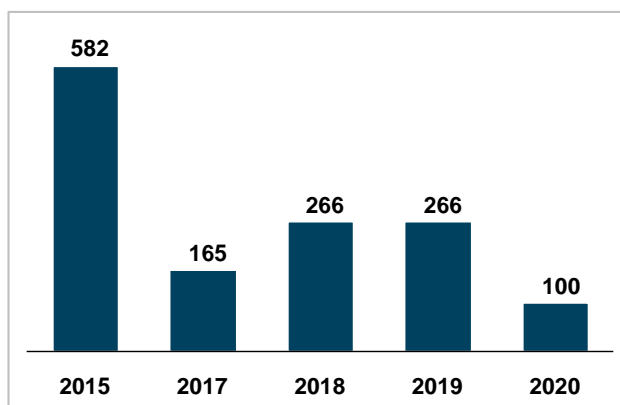
ENDIVIDAMENTO

Em 30 de setembro de 2015, a dívida bruta da AES Tietê totalizava R\$ 1.378,8 milhões, 21,41% superior à posição da dívida bruta na mesma data de 2014 (R\$ 1.135,6 milhões). Essa variação é devida a 2ª emissão de notas promissórias pela companhia, adicionado a liquidação da 1ª emissão de debêntures no dia 01 de abril de 2015, no valor de R\$ 300 milhões.

No encerramento do 3T15, as disponibilidades somavam R\$ 422,5 milhões, montante R\$ 199,8 milhões superior ao registrado no mesmo período de 2014. Assim, a dívida líquida ao final do 3T15 era de R\$ 956,2 milhões, montante 4,75% superior em relação à posição final do 3T14.

O gráfico abaixo apresenta o cronograma de amortização da dívida da Companhia até 2020.

Cronograma de amortização da dívida (principal e juros em R\$ milhões)



Covenants

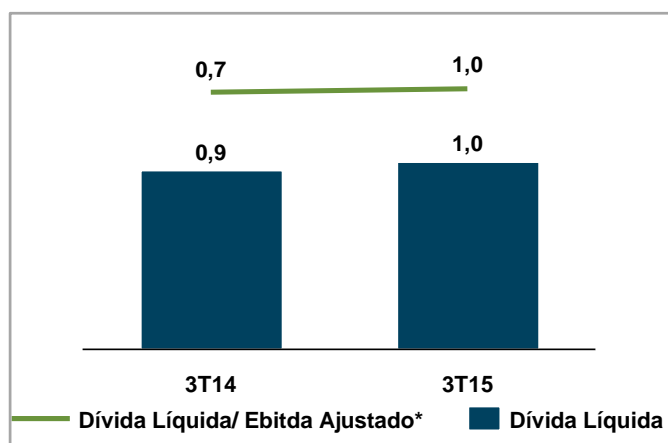
Os covenants das dívidas da Companhia consideram o índice Dívida Líquida / EBITDA Ajustado¹⁸, que não pode ser superior a 3,5x. O índice Dívida Líquida / EBITDA Ajustado encerrou o trimestre dentro do limite estabelecido, em 1,0x.

Ressalta-se que o aumento no índice de endividamento da Companhia no comparativo entre o 3T15 e o 3T14 é reflexo do:

- (i) menor EBITDA Ajustado da Companhia no período, em função dos maiores custos com energia comprada; e
- (ii) maior endividamento líquido da Companhia no período.

Todas as emissões também consideram um covenant de cobertura de juros (EBITDA Ajustado / Despesas Financeiras), que não pode ser inferior a 1,75x. Ao final do 3T15, esse indicador estava em 7,1x.

Dívida Líquida (R\$ bilhões)



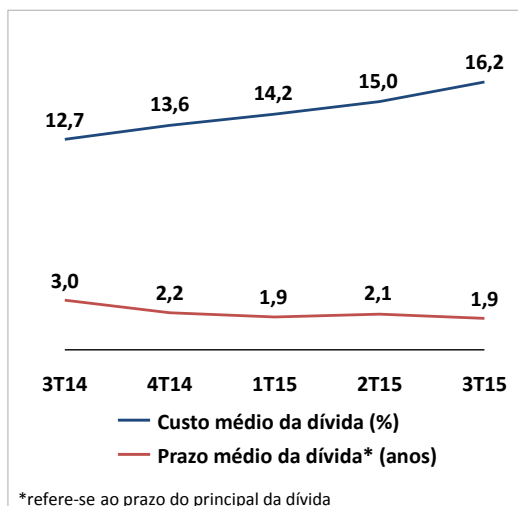
*ajustado pelas despesas financeiras

O custo médio da dívida da Companhia em setembro de 2015 era de 16,2% ao ano, em comparação a 12,7% no mesmo período de 2014. Esse aumento decorre, principalmente, do aumento da curva incidente do CDI (14,13% no 3T15 frente a 10,81% no 3T14), adicionada a essa alta, tivemos a 2ª emissão de notas promissórias no período, remunerada à CDI + 1,20%.

¹⁸ EBITDA deduzidas as despesas com entidade de previdência privada.

O prazo médio da dívida consolidada no 3T15 foi de 1,9 ano, inferior ao mesmo período de 2014, que era de 3,0 anos.

Custo e prazo médio da dívida

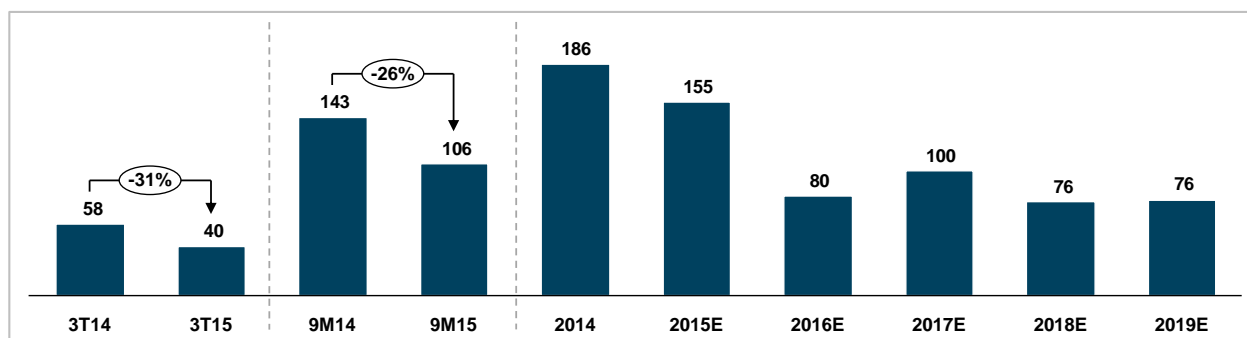


INVESTIMENTOS

Os investimentos da AES Tietê somaram R\$ 39,5 milhões no 3T15, valor 10,4% acima do montante investido no 2T15. Desse total, R\$ 30,2 milhões foram destinados à modernização e manutenção preventiva das usinas, com destaque para Água Vermelha (R\$ 15,6 milhões), Barra Bonita (R\$ 4,0 milhões), Bariri (R\$ 3,2 milhões) e R\$ 7,9 milhões referentes a juros capitalizados, decorrente da base de ativos imobilizados em andamento, considerando o plano de manutenção e modernização das usinas para o período.

No 9M15, a AES Tietê investiu R\$ 105,6 milhões, montante 26% inferior ao valor investido no mesmo período de 2014 (R\$ 142,8 milhões), 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.

Histórico e projeção de Investimentos (R\$ milhões)


FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

FLUXO DE CAIXA - R\$ Milhões	3T14	3T15	9M14	9M15
Saldo inicial de caixa	451,8	227,7	456,7	501,4
Geração Operacional de Caixa	239,7	397,8	1.296,0	839,5
Investimentos	(41,1)	(32,6)	(131,9)	(95,3)
Despesas Financeiras Líquidas	(13,5)	(12,3)	(55,6)	(69,0)
Amortização Líquida	(0,0)	-	(1,0)	(300,1)
Imposto de Renda	(24,8)	(23,2)	(449,8)	(196,7)
Caixa Livre	160,4	329,7	657,7	178,4
Dividendos e JSCP	(389,4)	(134,8)	(891,7)	(257,3)
Saldo final de caixa	222,7	422,5	222,7	422,5

O fluxo de caixa livre foi positivo em R\$ 329,7 milhões no 3T15, montante R\$ 169,3 milhões superior ao registrado no 3T14. Esse desempenho se deve:

- (i) ao aumento de R\$ 158,1 milhões na geração de caixa operacional, dada a sazonalização adotada pela Companhia no ano de 2015 quando comparada ao ano de 2014, menor impacto do GSF e menor preço spot em 2015;
- (ii) menor volume de investimentos (R\$ 32,6 milhões no 3T15 versus R\$ 41,1 milhões no 3T14) na manutenção e modernização das usinas da AES Tietê.

Dessa forma, o saldo final de caixa no 3T15 atingiu R\$ 422,5 milhões versus R\$ 222,7 milhões no 3T14.

No acumulado do ano de 2015, o fluxo de caixa livre foi de R\$ 178,4 milhões, montante R\$ 479,3 milhões inferior ao registrado nos 9M14. Esse desempenho se deve:

- (i) à redução de R\$ 456,6 milhões na geração de caixa operacional, principalmente em função do rebaixamento da garantia física dos geradores pertencentes ao MRE no período e perfil distinto de sazonalização no período;
- (ii) à variação negativa das amortizações líquidas no montante de R\$ 299,1 milhões, em função da liquidação da 1ª emissão de debêntures da Companhia, ocorrida nos meses de mar/15 e abr/15; compensado por:
- (iii) menor despesa com imposto de renda em R\$ 253,1 milhões, em função do menor resultado entre os períodos comparados.

Como resultado, o saldo do caixa totalizou R\$ 422,5 milhões nos 9M15 versus R\$ 222,7 milhões nos 9M14.

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 ADR's 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.

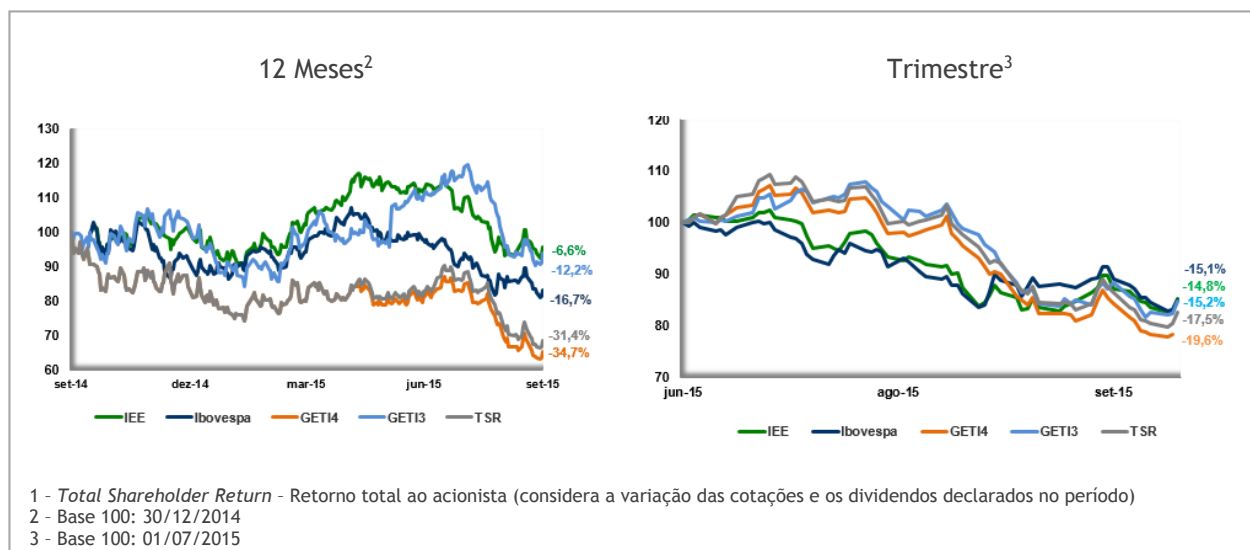
DESEMPENHO DAS AÇÕES

As ações preferenciais e ordinárias da AES Tietê encerraram o 3T15 cotadas a R\$ 14,07 e R\$ 14,07, respectivamente. No trimestre, as ações preferenciais tiveram desvalorização de 19,6% comparado com o 2T15 e as ordinárias desvalorizaram 15,2%. O TSR (índice que indica o total de retorno ao acionista das ações preferenciais) apresentou desvalorização de 17,5%. No mesmo período, o Ibovespa registrou perdas de 15,1% e o IEE registrou perdas de 14,8%.

Os papéis da Companhia foram negociados em 100% dos pregões da BM&FBovespa durante o 3T15. Os dados de liquidez mostram a realização de 73,6 mil negócios envolvendo ações ordinárias no período (volume 55,3% superior ao registrado no 2T15), movimentando aproximadamente 23,8 de ações; e 171,8,0 mil negócios envolvendo ações preferenciais no período (volume 5,1% inferior ao registrado no 2T15), movimentando aproximadamente 44,5 milhões de ações.

Nos últimos 12 meses, as ações preferenciais e ordinárias da AES Tietê registraram queda de 22,0% e aumento de 3,0%, respectivamente. O desempenho do papel no período refletiu principalmente as incertezas sobre a repactuação do risco hidrológico - GSF junto à ANEEL durante o período.. No mesmo período, o índice TSR da Companhia teve queda de 31,4%, o índice Bovespa apresentou desvalorização de 16,7% e o IEE apresentou crescimento de 6,6%.

AES Tietê x Ibovespa x IEE x TSR¹
Base 100



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\$ 3,44 e US\$ 3,46 respectivamente. No trimestre, as ADR's ordinárias registraram queda de 38% e as ADR's preferenciais registraram queda de 34%, seguindo a tendência de valorização das ações da Companhia no mercado local. No mesmo período, a NYSE registrou um aumento de 1,31%.

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%	94.237.480	51,3%	150.665.248	39,5%
Ações em Tesouraria	-	0,0%	3	0,0%	3	0,0%
Total	197.461.211	100,0%	183.792.282	100,0%	381.253.493	100,0%

em 30/09/2015

DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

SEGURANÇA E MEIO AMBIENTE

Um dos principais desempenhos socioambientais da AES Tietê está relacionado com a segurança de colaboradores próprios, contratados e população. Não foi registrado nenhum acidente com a população no entorno das usinas no 3T15.

O aumento na taxa de frequência (TF) de acidentes¹⁹ com colaboradores próprios de 0,0x no 3T14 para 2,073x no 3T15 se deve a uma ocorrência com um colaborador da área administrativa cuja lesão foi leve.

A taxa de frequência (TF) com colaboradores contratados foi de 2,79x no 3T15, uma melhoria em relação ao 3T14 (12,80x), devido à intensificação das inspeções de campo e programas de treinamento. Atualmente, 100% dos colaboradores próprios e contratados passam por inspeções mensais para avaliação do atendimento à conformidade. Preleções semanais também abordam diferentes temas relacionados à prevenção de acidentes, como foco na aderência contínua à cultura de segurança, e palestras abordam o comportamento seguro e suas responsabilidades para a liderança e demais colaboradores.

Quanto ao desempenho ambiental, um dos principais indicadores de acompanhamento é o que mede o índice de reciclagem, recuperação e reutilização de resíduos. No 3T15, esse índice foi de 99%, superior à meta definida até 2019.

A redução do consumo próprio de energia elétrica da AES Tietê contribuiu para evitar aproximadamente 242 mil toneladas de emissões CO₂²⁰ em relação ao mesmo período de 2014.

¹⁹ Quantidade de acidentes dividida pelo número de horas trabalhadas, multiplicado por um milhão.

²⁰ O fator de emissão do mês de julho de 2015 foi utilizado para a estimativa de redução por ser o único valor publicado até a divulgação deste resultado.

Meta	Indicador de desempenho	2013	2014	3T14	3T15
Zero acidente fatal com colaboradores próprios e contratados	Número de acidentes fatais	0	0	0	0
Reduzir em 10% as taxas de frequência e de gravidade com colaboradores próprios e contratados em 2015	TF próprios	0,00	0,00	0,00	2,07
	TF contratados	5,05	9,62	12,80	2,79
	TG próprios	0,00	0,00	0,00	0,00
	TG contratados	0,00	0,00	0,00	0,00
Zero acidentes com a população	Número de acidentes fatais	0	0	0	0
	Numero de acidentes totais	0	0	0	0
Reciclar, recuperar e reutilizar 98% dos resíduos até 2019	Índice da soma de resíduos reciclados, recuperados e reutilizados/Total de resíduos	95%	98%	98%	99%
Evitar as emissões de CO ₂ e a partir da redução de 2,7 mil MWh de energia referente ao consumo próprio até 2019	MWh de consumo próprio de energia elétrica*	7.532	12.975	3.981	2.001

*O acompanhamento das emissões de gases de efeito estufa pelo consumo próprio de energia das usinas restringe-se ao consumo dos alimentadores que estão ligados às subestações, apenas. Em consonância com a metodologia utilizada pelo Governo Federal para o cálculo do fator de emissão da matriz elétrica nacional, considera-se a energia proveniente do SIN (Sistema Interligado Nacional).

DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIOS

CRESCIMENTO

Um dos compromissos da AES Tietê, no novo Planejamento Estratégico Sustentável, é crescer com soluções sustentáveis de energia.

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 novas condições 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 dificultaram 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 dificuldades regionais, tais como o baixo volume de recursos hídricos viáveis ainda inexplorados no estado e o potencial eólico e solar com menores fatores de capacidade em comparação com projetos em outros estados do País, o que dificulta a competitividade de projetos de geração de energia no Estado de São Paulo no atual modelo dos leilões.

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”, com capacidade líquida de 503 MW.

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 no Estado de São Paulo, 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 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.

Em maio de 2014, a AES Tietê apresentou um novo pedido de suspensão do processo, tendo em vista as negociações com o Estado de São Paulo. Esse novo pedido foi apresentado antes de uma decisão relativa à suspensão de 60 dias anteriormente requerida por ambas as partes. Em agosto 2014 este novo pedido de suspensão foi aprovado e a AES Tietê trabalha atualmente no desenvolvimento do plano de expansão a ser apresentado ao Estado de São Paulo.

Em abril de 2015, após o juiz solicitar a Companhia e ao Estado de São Paulo a apresentação de uma manifestação acerca da conclusão do período de suspensão, a Companhia apresentou novo pedido de suspensão do processo por 90 dias, considerando que as negociações com o Estado de São Paulo avançaram positivamente.

Em junho de 2015, foi realizada audiência para tentativa de conciliação entre as partes, que restou infrutífera. Nesta ocasião, as partes requereram em conjunto a suspensão do processo por 30 dias, o que foi deferido. Durante este período as partes tentaram encontrar opções para cumprir com a obrigação de expansão da capacidade, mas não lograram êxito.

Em vista disso, a AES Tietê apresentou petição informando que não foi obtido acordo e requerendo a produção de provas, especialmente pericial.

Esforços em andamento para cumprimento da Obrigação de Expansão

Para cumprir com o requerimento de expansão, a Companhia segue desenvolvendo o projeto Termo São Paulo, que consiste na construção de uma termelétrica a gás natural, com capacidade líquida de geração de aproximadamente 503 MW a ser instalado na cidade de Canas, no Estado de São Paulo.

O projeto encontra-se em fase de desenvolvimento e atualmente qualifica-se para o cumprimento da Obrigação de Expansão advinda do Edital de Privatização. Em novembro de 2009, houve a definição sobre a localização da planta e em agosto de 2010 foi concluído o estudo de viabilidade técnico-econômico, indicando a viabilidade do projeto e sinalizando a continuidade das ações de seu desenvolvimento. Já em outubro de 2011, a AES Tietê obteve junto a CETESB, a licença ambiental prévia que permite a participação do projeto em Leilões de Energia Nova promovidos pelo MME.

A Companhia inscreveu o projeto para participação no Leilão A-5 de 2011 e em todos os demais leilões permitidos para a fonte desde 2012. Entretanto, devido à decisão da Petrobras de não entregar uma proposta de fornecimento de gás para projetos térmicos, incluindo o projeto Termo São Paulo, não foi possível participar desses certames. Atualmente, o projeto está inscrito nos leilões A-3 e A-5 de 2015 e

precisa comprovar o fornecimento de gás natural para garantir a sua participação. A AES Tietê trabalha agora para obter a Licença de Instalação e em alternativas para viabilizar o fornecimento de gás natural e continuar o desenvolvimento do projeto.

Além do projeto Termo São Paulo, a Companhia adquiriu a opção de compra de um projeto de usina termelétrica em março de 2012, com capacidade líquida de 579 MW, a ser instalada no interior do Estado de São Paulo, em Araraquara, denominada Termo Araraquara. A opção negociada garante exclusividade para avaliação do projeto nos próximos anos e a possibilidade de adequá-lo aos padrões de desenvolvimento de negócios da AES Tietê. Assim como em Termo São Paulo, o projeto está apto a participar dos leilões de Energia Nova, mas ainda depende da assinatura de um contrato de fornecimento de gás natural para ser viabilizado.

Além disso, a AES Tietê vem trabalhando no desenvolvimento de um plano de expansão mais amplo por meio de outros projetos de geração de energia no Estado de São Paulo, conforme será abordado na próxima seção.

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, com fontes renováveis de energia. Com este objetivo, a Companhia desenvolveu dois projetos solares fotovoltaicos. O primeiro é um projeto solar de 150MW de capacidade e garantia física de 43 MWm localizado no estado de São Paulo com capacidade e desta forma apto para atender a obrigação de expansão da AES Tietê. AGV II será construído em uma terra plana localizada a menos de 3KM da Subestação da usina hidrelétrica de Água Vermelha. Um pré-acordo de aluguel está assinado com o proprietário da terra e terá validade de 23 anos em caso de vencimento de leilão com este projeto. AGV II está sendo desenvolvido para participar em leilões específicos de energia solar em 2016.

O segundo projeto solar fotovoltaico foi desenvolvido em 2014, com capacidade de 30MW e 7MWm de Garantia Física, a ser instalado no município de Iturama, no estado de Minas Gerais. O projeto foi concebido com a principal característica de aproveitar o terreno adjacente à usina UHE Água Vermelha, de concessão da AES Tietê, e se posicionar a poucos metros da subestação. Este projeto já possui licença ambiental prévia emitida.

A Companhia também trabalha na expansão da sua capacidade por meio de projeto eólicos no nordeste do Brasil.

REESTRUTURAÇÃO SOCIETÁRIA

No dia 03 de junho de 2015 a AES Tietê, em conjunto com a Companhia Brasileira de Energia, publicou Fato Relevante na CVM (Comissão de Valores Mobiliários) informando o mercado sobre uma proposta de reorganização societária envolvendo a Companhia e as sociedades direta e indiretamente controladas pela Brasileira, cujos efeitos estão sujeitos a condições suspensivas. A proposta de reestruturação foi submetida à aprovação dos órgãos societários competentes das Companhias, bem como à aprovação das autoridades reguladoras, conforme aplicável.

Em 25 de agosto de 2015 a ANEEL aprovou, em reunião de diretoria, a proposta de reorganização societária.

Em 26 de outubro de 2015 foi realizada a Assembleia Geral Extraordinária na qual foi aprovada a incorporação da AES Brazilian Energy Holdings Ltda. e da AES Rio PCH Ltda pela Companhia. Na mesma data foi aprovada também a incorporação da Companhia pela controladora Brasileira (a qual terá sua denominação alterada para AES Tietê Energia S.A. após a verificação das condições suspensivas).

É estimado que a conclusão da reestruturação societária ocorra entre o final de 2015 e início de 2016. Demais informações da reorganização serão divulgadas à medida que forem definidas, de acordo com o disposto na legislação e regulamentação aplicáveis.

ENGAJAMENTO DE PÚBLICOS DE RELACIONAMENTO

COLABORADORES, FORNECEDORES E COMUNIDADES

A AES Brasil tem como compromisso promover avanços no setor, educar a população para o consumo consciente e desenvolver colaboradores, parceiros e comunidades.

Um dos objetivos da AES Tietê é a retenção de seus colaboradores, que contribui para a meta de manter em 90% de satisfação no ambiente de trabalho até 2019, patamar atingido em 2014. Para tanto, um dos principais indicadores é a rotatividade, que apresentou redução no 3T15 em relação ao mesmo período em 2014, alcançando 1,15%, frente a 1,17% no 3T14.

No compromisso de desenvolver seus fornecedores, a AES Tietê monitora o desempenho das empresas por meio do Índice de Desenvolvimento de Fornecedores (IDF)²¹. No 3T15, 39,9% dos fornecedores apresentaram IDF igual ou acima de 75 (sendo que 100 é a pontuação máxima), frente a 66,08% no 3T14. O IDF estabelece a obrigatoriedade da implementação de planos de ação/recuperação para os fornecedores cujo resultado da avaliação atingiu nota inferior a 70 pontos. Um comitê de avaliação toma decisões sobre planos de ação que devem ser implementados junto aos fornecedores que apresentam uma recorrência de má avaliação. Os fornecedores recebem o resultado das avaliações aberto por critério, acompanhados dos planos na íntegra.

Nas comunidades onde atua, cerca de 1.970 crianças e jovens foram atendidos pelas Casas de Cultura e Cidadania nos municípios de Lins, Barra Bonita, Caconde e São José do Rio Pardo e participaram de ações de educação para o consumo consciente no 3T15. Esse número é inferior ao de 3T14 (2.485), devido à redução do número de vagas oferecidas pelas Casas de Cultura e Cidadania na área de concessão da AES Tietê em função da redução dos incentivos fiscais, decorrentes do resultado da companhia ao final de 2014.

Meta	Indicador de desempenho	1T14	2T14	3T14	1T15	2T15	3T15
Manter índice de 90% de satisfação no ambiente de trabalho até 2019	Rotatividade	0,87%	0,57%	1,17%	0,57%	1,15%	1,15%
Ter 85% dos fornecedores com IDF igual ou acima de 75 até 2019	% de fornecedores com IDF igual ou acima de 75	71,91%	64,11%	66,08%	68,36%	65,24%	39,90%
Educar 2 mil pessoas e influenciar a mudança de hábito para o consumo consciente de 70% em 2015	Número de pessoas que participaram de ações de educação para o consumo consciente *	2.485	2.485	2.485	1.970	1.970	1.970

* Não cumulativo

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.

²¹ O cálculo do IDF é feito por meio de uma média ponderada considerando as notas atribuídas aos índices que medem a *performance* dos fornecedores e seus respectivos pesos.

A Diretoria é composta atualmente por seis 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 balanço 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 cinco membros efetivos e respectivos suplentes, dos quais: três foram indicados pela BNDESPAR e um pelos acionistas minoritários preferencialistas e um pelos acionistas minoritários titulares de ações ordinárias.

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.

TRANSPARÊNCIA E ÉTICA

O Programa de Ética e Compliance da AES Brasil foi criado a partir do compromisso da empresa com a transparência e com a asseguarção da conduta ética em todos os seus negócios, bem como visando atender às legislações nacionais e estrangeiras aplicáveis. As iniciativas desenvolvidas no âmbito do programa visam resguardar os mais elevados níveis de integridade e de valores éticos junto a todos os públicos de relacionamento do Grupo.

O programa de educação e treinamento conta com diversas iniciativas relacionadas aos temas de Ética, Compliance, Valores Corporativos e Anticorrupção, entre outros, para colaboradores de todos os níveis hierárquicos das empresas.

Além disso, a AES Brasil conta com o AES Helpline, um canal de comunicação aberto a todos os públicos de relacionamento do Grupo e disponível 24 horas por dia e 365 dias do ano para receber e tratar alegações de desvio ético ou dúvidas relacionadas aos Valores da empresa.

COMPLIANCE CONTRATUAL

A AES Tietê está comprometida em conduzir negócios éticos com seus parceiros comerciais. Como parte do Programa de Ética e Compliance, antes de a empresa se engajar em qualquer transação comercial, a due diligence de compliance é conduzida para avaliar riscos de novos negócios com potenciais parceiros, prestadores de serviços ou fornecedores. Para tanto, a companhia realiza o mapeamento desses riscos de acordo com a legislação anticorrupção norte americana Foreign Corrupt Practices Act (FCPA), a Lei Anticorrupção Brasileira e as demais determinações e vedações do quadro legal brasileiro.

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

Gerência de Relações com Investidores Tel.: (11) 2195-7048		
Gerente de RI	E-mail	Telefone
Isabela Klemes Taveira	isabela.taveira@aes.com	(11) 2195-2212
Analista de RI	E-mail	Telefone
Tatiana Cardoso Anicet	tatiana.anicet@aes.com	(11) 2195-1289
Gabriela Rigo Bussotti	gabriela.bussotti@aes.com	(11) 2195-7433
Juliana Costa Affonso	juliana.costa@aes.com	(11) 2195-4092
ri.aestiete.com.br ri.aestiete@aes.com		

ANEXOS

DADOS CONSOLIDADOS - R\$ mil

CONSOLIDADO		
ATIVO	30.06.2015	30.09.2015
ATIVO CIRCULANTE	645.646	867.469
DISPONIBILIDADES	227.661	422.535
Caixa e bancos	834	498
Aplicações financeiras	226.827	422.037
CRÉDITOS	285.045	289.525
Revendedores	30.269	20.790
Outras contas a receber	253.399	267.394
Devedores diversos	1.377	1.341
OUTROS	132.940	155.409
Tributos e contribuições sociais	43.826	69.676
Tributos a recuperar	86.834	81.595
Outros créditos	1.584	1.609
Despesas pagas antecipadamente	696	2.529
ATIVO NÃO CIRCULANTE	3.285.086	3.326.233
Tributos e contribuições sociais diferidos	75.530	73.369
Outros tributos compensáveis	789	789
Cauções e depósitos vinculados	4.157	36.934
Outros créditos	39	52
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-
Imobilizado	3.130.814	3.129.191
Intangível	73.757	72.823
Revendedores	-	13.075
TOTAL DO ATIVO	3.930.732	4.193.702

CONSOLIDADO		
PASSIVO	30.06.2015	30.09.2015
PASSIVO CIRCULANTE	987.104	1.219.965
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	552.789	581.646
Empréstimos e financiamentos	499.409	499.565
Encargos de dívidas	53.380	82.081
FORNECEDORES	201.162	296.645
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	190.326	284.395
DIVIDENDOS PROPOSTOS E DECLARADOS	2.197	2.098
PROVISÕES	18.385	26.452
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	6.623	12.817
Provisão para litígios e contingências	11.762	13.635
OUTRAS CONTAS A PAGAR	22.245	28.729
PASSIVO NÃO CIRCULANTE	1.375.119	1.372.605
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	797.064	797.396
PROVISÕES PARA LITÍGIOS E CONTINGÊNCIAS	66.381	77.314
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS	494.716	485.871
PROVISÃO PARA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO	13.490	8.414
OUTROS	3.468	3.610
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.568.509	1.601.132
Capital Social	207.227	207.227
Reservas de Capital	254.211	254.271
Reservas de Lucro - Legal	-	-
Ajuste de avaliação patrimonial	954.316	938.467
Dividendos adicional propostos	-	-
Lucros acumulados	152.755	201.167
TOTAL DO PASSIVO	3.930.732	4.193.702

Demonstração dos Resultados	3T14	3T15	Var (%) 3T15 x 3T14	9M14	9M15	Var (%) 9M15 x 9M14
Receita Operacional Bruta*	923.403	666.399	-27,8%	2.484.446	2.107.518	-15,2%
Suprimento e Transporte de Energia	923.363	666.361	-27,8%	2.484.218	2.107.263	-15,2%
Outras Receitas	40	38	-4,9%	228	255	11,9%
Deduções da Receita Operacional	(55.791)	(34.431)	-38,3%	(166.233)	(118.588)	-28,7%
Receita Operacional Líquida*	867.612	631.968	-27,2%	2.318.213	1.988.930	-14,2%
Custos do Serviço de Energia Elétrica*	(978.422)	(336.153)	-65,6%	(1.485.443)	(1.117.688)	-24,8%
Pessoal	(19.541)	(22.355)	14,4%	(56.299)	(59.812)	6,2%
Entidade de Previdência Privada	(598)	(619)	3,5%	(1.783)	(1.833)	2,8%
Material	(1.164)	(2.159)	85,5%	(3.821)	(4.866)	27,3%
Serviços de Terceiros	(18.210)	(19.541)	7,3%	(62.963)	(50.308)	-20,1%
Compensação Financeira para Utilização de Recursos Hídricos	(5.321)	(11.247)	111,4%	(30.924)	(30.004)	-3,0%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(859.248)	(201.707)	-76,5%	(1.117.938)	(736.389)	-34,1%
Transmissão e Conexão	(26.329)	(29.780)	13,1%	(73.205)	(84.757)	15,8%
Taxa de Fiscalização/Encargos	(1.251)	(1.538)	22,9%	(3.753)	(4.616)	23,0%
Depreciação e Amortização	(41.076)	(41.670)	1,4%	(122.013)	(126.717)	3,9%
Provisões Operacionais	(1.290)	(570)	-55,8%	(2.720)	(4.629)	70,2%
Outras despesas (receitas) operacionais	(4.394)	(4.967)	13,0%	(10.024)	(13.757)	37,2%
Resultado do Serviço	(110.810)	295.815	-367,0%	832.770	871.242	4,6%
EBITDA	(69.734)	337.485	-584,0%	954.783	997.959	4,5%
Receita (Despesa) Financeira	(15.784)	(42.172)	167,2%	(36.436)	(120.692)	231,2%
Receitas Financeiras	15.747	14.921	-5,2%	39.595	31.129	-21,4%
Despesas Financeiras	(29.233)	(45.566)	55,9%	(76.541)	(134.360)	75,5%
Variações Monetárias/cambiais - líquidas	(2.298)	(11.527)	401,6%	510	(17.461)	-3523,7%
Resultado Antes dos Tributos	(126.594)	253.643	-300,4%	796.334	750.550	-5,7%
Provisão para IR e Contribuição Social	36.836	(92.913)	-352,2%	(287.346)	(274.100)	-4,6%
Impostos Diferidos	6.134	6.683	9,0%	16.497	17.364	5,3%
Lucro Líquido do Exercício	(83.624)	167.413	-300,2%	525.485	493.814	-6,0%

* Ajustado pelo Excedente Financeiro no 3T14, sem impacto no Ebitda.

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.

CONER (Conta de Energia de Reserva) - Com o início da comercialização de Energia de Reserva, a CCEE passou a representar os agentes de consumo desse tipo de energia e a responder pela centralização da relação contratual entre as partes e pela gestão dos recursos financeiros da Conta de Energia de Reserva (Coner).

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.

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 afluências.

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.