

## LUCRO LÍQUIDO DA AES TIETÊ ATINGE R\$ 200 MILHÕES

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

O primeiro trimestre de 2015 mostrou-se desafiador para o setor elétrico. Afluências abaixo da média histórica, alto despacho térmico e perspectivas de retração no consumo, são fatores que resultam na redução do despacho térmico e na alta exposição da Companhia ao rebaixamento no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que, em função da sazonalização dos agentes do MRE, concentrada no 1T15, foi de 20,7% (ante 3,9% no 1T14). Entretanto, a redução do preço spot médio no período (42% menor em comparação ao 1T14), amenizou os impactos negativos do cenário atual, levando a Companhia a registrar um resultado positivo no primeiro trimestre de 2015.

Na esfera operacional, continuamos com o aprimoramento da nossa política de gestão de ativos físicos e busca por excelência. A AES Tietê foi a primeira Companhia na América Latina a obter a certificação de seu programa de gestão de ativos na ISO 55.001:2014. Como reflexo das boas práticas de manutenção e confiabilidade da Companhia, as indisponibilidades não programadas das usinas reduziram 44% no comparativo 1T15 vs. 1T14.

Com foco na disciplina de execução e eficiência no uso de recursos, dois importantes direcionadores estratégicos da Companhia, e em linha com a projeção de redução de custos gerenciáveis prevista para o ano de 2015, a AES Tietê reduziu seus custos gerenciáveis em 16% em comparação ao 1T14.

Assim, o Ebitda apurado no período foi positivo em R\$ 392,0 milhões e a Companhia encerrou o 1T15 com lucro líquido de R\$ 200,3 milhões.

A Companhia mantém sua estratégia para contratação da sua energia disponível e comercializou, durante o 1T15, 9MWh para entrega a partir de 2017, a um preço e prazo médios de R\$200/MWh<sup>1</sup> e 3,0 anos respectivamente. Com isso, o portfólio atual da Companhia totalizou a contratação de 74% para 2017, 47% para 2018, 24% para 2019 e 11% para 2020.

O programa de modernização das usinas recebeu investimentos de R\$ 30,3 milhões no 1T15, destinados principalmente para as usinas de Água Vermelha, Bariri e Barra Bonita visando a contínua melhoria das condições operacionais da AES Tietê e maior eficiência das usinas.

A Companhia pagará aos seus acionistas R\$ 122,4 milhões como dividendo intermediário, correspondente a 61% do lucro líquido auferido no 1T15. Essa distribuição em montante inferior à totalidade do lucro líquido apurado no trimestre se deve à absorção do prejuízo acumulado de 2014 e constituição de reserva legal.

### Teleconferência de resultados

11.05.15  
 11h00 (BR) e 10h00 am (EST)

**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 1T15	2
Contexto Setorial	3
Parque Gerador	6
Desempenho do Setor	6
Desempenho Operacional	9
Desempenho Comercial	10
Desempenho Financeiro	14
Desempenho socioambiental	25
Desenvolvimento de negócios	26
Governança Corporativa	29
Contato RI - AES Tietê	30
Anexos/ Glossário	31

R\$ milhões	1T14	1T15	Var (%)
Receita Bruta	814,0	733,6	-9,9%
Receita Líquida*	756,2	690,0	-8,8%
Custos e Despesas Operacionais**	162,7	298,0	83,2%
EBITDA	593,5	392,0	-34,0%
Margem EBITDA - %	78,5%	56,8%	-21,7 p.p
Lucro Líquido	357,9	200,3	-44,0%
Margem Líquida - %	47,3%	29,0%	-18,3 p.p
Patrimônio Líquido	2.141,7	1.564,8	-26,9%
Dívida Líquida	829,0	1.374,5	65,8%
Geração de caixa operacional	450,5	101,4	-77,5%

\* Receita normalizada; \*\* não inclui depreciação

Índices	1T14	1T15	Var (%)
Lucro Líq** / PL (vezes)	0,5x	0,1x	-74,0%
Dívida Líquida/ PL (vezes)	0,4x	0,9x	126,9%
Dívida Líquida/ EBITDA** (vezes)	0,2x	3,5x	1329,1%
EBITDA/ Desp.Financ. (vezes)	19,3x	5,1x	-73,8%

\*\* últimos 12 meses

Dados Operacionais	1T14	1T15	Var (%)
Energia Gerada - GWh	2.791,9	2.040,5	-26,9%
Preço Contrato Bilateral*** (R\$/MWh)	194,2	206,3	6,2%
Investimentos - R\$ milhões	37.242,2	30.270,0	-18,7%
Colaboradores próprios	345	350	1,4%

\*\*\* Contrato com AES Eletropaul

GETI3: R\$ 14,95 GETI4: R\$ 18,16 (07/05/15)

VALOR DE MERCADO: R\$ 6.290 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 2.068 milhões

**São Paulo, 08 de maio de 2015** - A AES Tietê S.A. (BM&FBovespa: GETI3 e GETI4; OTC: AESAY e AESYY) anunciou hoje os resultados referentes ao 1T15. As informações operacionais e financeiras da Companhia, exceto quando indicadas de outra forma, são apresentadas com base em números consolidados da AES Tietê S.A. e de sua controlada AES Rio PCH Ltda., de acordo com a legislação societária.

<sup>1</sup> Valores base mar/15

### Hidrologia

- ↑ Afluência no SIN no 1T15 de 62% da MLT (vs. 64% em 1T14)
- ↓ Nível de reservatórios do SIN encerraram 1T15 em 30,1% vs. 40,5% em 1T14
- ↓ Rebaixamento médio no MRE de 20,7% no 1T15 vs. 3,9% no 1T14 no ano. Previsão de rebaixamento para o ano de 2015 entre 18% e 20% com impacto de R\$ 790 a 880 milhões no Ebitda

### Operacional

- ↑ Primeira Companhia do setor elétrico nas Américas a obter a certificação ISO 55.001 do Programa de Gestão de Ativos de suas usinas hidrelétricas

### Comercial

- ↑ -9 MWh comercializados no 1T15, para entrega em 2017 até 2019, com preço médio de R\$ 200/MWh
- ↑ O portfólio de energia contratada totalizou 83%, 74%, e 47% da energia disponível da Companhia para 2016, 2017 e 2018, respectivamente

### Financeiro

- ↓ Receita líquida de R\$ 690 milhões no 1T15; 8,8% inferior ao 1T14, devido ao menor volume de energia vendida no spot, compensado pelo maior volume vendido para a AES Eletropaulo
- ↓ Custos e despesas operacionais<sup>2</sup> totalizaram R\$ 298 milhões, 83% superior aos R\$ 163 milhões auferidos no 1T14, em função do maior volume de energia comprada no mercado spot
- ↑ PMSO gerenciável totalizou R\$ 37,6 milhões, 16% inferior ao 1T14
- ↓ Ebitda de R\$ 392 milhões no 1T15, vs. R\$ 594 milhões no 1T14, redução de 34%; Lucro líquido de R\$ 200 milhões no 1T15, vs. R\$ 358 milhões no 1T14, redução de 44%

### Dividendos

- ↑ R\$ 122,4 milhões de dividendos no 1T15; Dividend yield de 2,0% e payout de 61,1% no 1T15

### Planejamento Estratégico 2015-2019

- ↑ Novo Planejamento Estratégico Sustentável orientado por quatro direcionadores estratégicos: Satisfação do cliente, Desenvolvimento de negócios, Eficiência no uso de recursos e disciplina na execução e Engajamento de públicos de relacionamento
- ↑ Aplicação de princípios do Relato Integrado nos materiais de divulgação

### Socioambiental

- ↑ Nenhum acidente com colaboradores próprios no período e, desde 2009, não foram registrados acidentes com a população nos reservatórios das usinas
- ↑ No 1T15, o índice de reciclagem, reaproveitamento e reutilização de resíduos foi de 99%, melhor resultado trimestral que a AES Tietê já obteve nesse indicador

<sup>2</sup> Excluindo depreciação e amortização

## CONTEXTO SETORIAL

### GERAÇÃO HIDRELÉTRICA NO BRASIL

A energia produzida pelas geradoras no Brasil é destinada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), que é formado por usinas geradoras das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e de parte da região Norte do País. Segundo o Operador Nacional do Sistema (ONS), apenas 1,7% da capacidade de produção de energia elétrica do Brasil encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados, localizados principalmente na Região Amazônica. As atividades de coordenação e controle da operação de geração de energia são executadas pelo ONS, que procura manejar o estoque de energia de forma a garantir a segurança em todo o País.

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

De acordo com as regras do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), o volume total de energia gerada no País é alocado para cada usina hidroelétrica do SIN participante deste mecanismo, de forma proporcional aos seus respectivos níveis de garantia física<sup>3</sup> (ou energia assegurada). Essa alocação busca garantir que todas as usinas participantes do MRE tenham seus níveis de energia assegurados, independentemente dos níveis reais de produção. Se, após a etapa acima ter sido cumprida, todos os membros do MRE atingirem seus níveis de garantias físicas e ainda houver saldo de energia produzida, o adicional da geração, designado “Energia Secundária”, é alocado proporcionalmente entre os geradores.

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

Nas duas situações acima também pode ocorrer de a alocação de energia no MRE se dar em um submercado distinto daquele onde a energia é gerada, o que pode ou não criar exposições 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 configurem.

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

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

---

<sup>3</sup> A garantia física, calculada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pela ANEEL para cada usina hidrelétrica, é definida como a quantidade de energia que uma usina tem o direito de comercializar por meio de contratos de longo prazo.

## COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

A comercialização de energia, de acordo com as regras vigentes, é realizada em duas esferas: 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.

Considerando o vencimento em dezembro de 2015 do contrato de energia com a AES Eletropaulo, a AES Tietê iniciou em 2012 sua estratégia de comercialização de energia para negociar a sua energia disponível no ACL. O acompanhamento dessa estratégia é detalhada na seção “Estratégia de Comercialização de Energia e Outros Contratos Bilaterais” deste release.

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

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 por elas contratada e a eventual diferença é liquidada no mercado spot (ou mercado de curto prazo). O objetivo inicial dessa liquidação é atender ao MRE e as geradoras que não conseguiram produzir energia suficiente para suprir os seus contratos de energia. Em um segundo momento, caso haja excedente de geração, a energia gerada (energia secundária) pode ser liquidada no mercado spot ao PLD.

## REGULAÇÃO

### Revisão da Garantia Física dos Empreendimentos Hidrelétricos

A determinação da garantia física é de fundamental importância aos agentes do setor elétrico.

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 é que toda a metodologia, simulações e definições das garantias físicas sejam determinadas até final de outubro de 2015.

### **LIMITES MÁXIMO E MÍNIMO DO PLD - RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº1.832/2014**

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

Em 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.

#### **Novos limites do PLD**

A nova metodologia para o cálculo do PLD mínimo e máximo estabelece que o PLD mínimo deve cobrir os custos necessários para manter e operar os empreendimentos hidrelétricos, os encargos e o CFURH. Dessa forma, o 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 tem que manter suas usinas disponíveis para despacho pelo ONS e não tem controle sobre o nível de energia gerada. Desta forma, o risco resultante desse modelo de operação centralizado 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 como o despacho fora da ordem de mérito e 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 que as suas respectivas Garantias Físicas, resultando em uma variável das regras de comercialização chamada GSF (Generation Scaling Factor) menor do que 1, que indica o nível de rebaixamento das Garantias Físicas para efeito da contabilização do mercado de curto prazo, que impulsionado pela hidrologia adversa e modelo de despacho, tem como expectativa que este valor possa trazer um impacto econômico de até R\$ 24 bilhões no ano de 2015, segundo previsão da Associação Brasileira dos produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE).

Neste âmbito a Companhia trabalha com outros geradores hidrelétricos e associações na busca de uma solução ampla e estruturada para reduzir os impactos gerados pelo GSF, que traga uma equação melhor equilibrada e mais adequada aos geradores hidrelétricos.

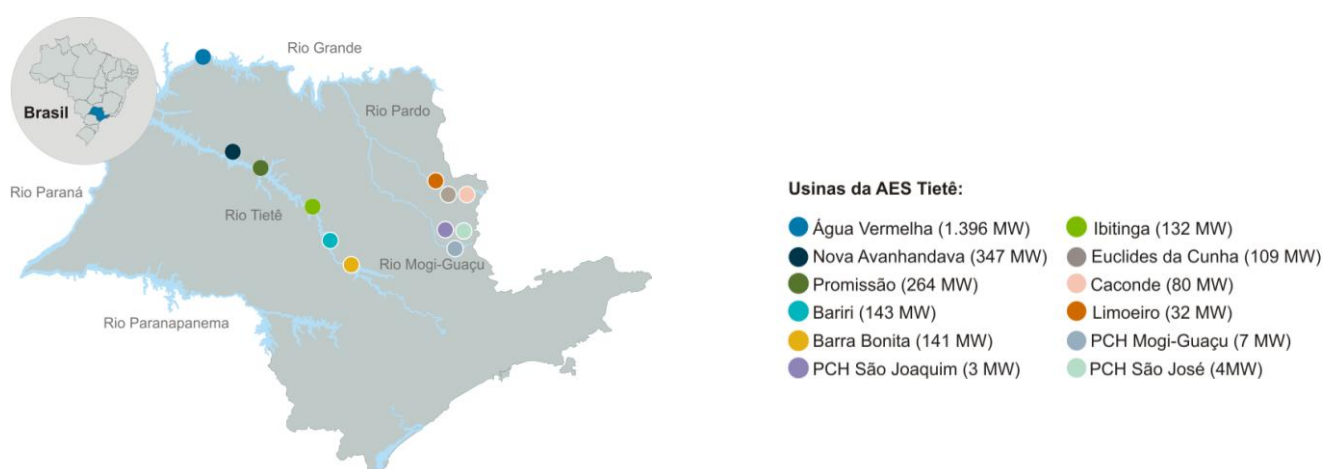
## PERFIL

### 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 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:



### PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO SUSTENTÁVEL

Em virtude do cenário elétrico brasileiro, a AES Tietê revisou o seu novo Planejamento Estratégico Sustentável e 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, a partir do 1T15, está baseada nos direcionadores estratégicos e refletem mais um avanço na aplicação de princípios para o Relato Integrado nas empresas AES Brasil.

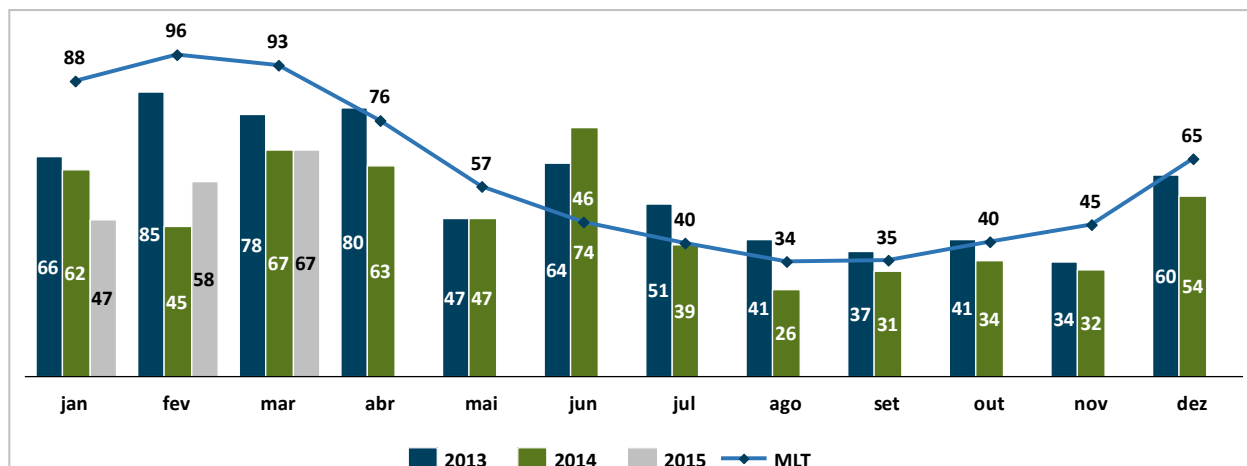
## DESEMPENHO DO SETOR

### 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.

Conforme se pode verificar no gráfico a seguir, o nível de afluência registrado no SIN, também conhecido como Energia Natural Afluente (ENA), nos meses de janeiro, fevereiro e março de 2015 foi inferior à MLT média para o período.

### Energia Natural Afluente<sup>4</sup> no SIN (GWm) 2013 x 2014 x 2015 x MLT<sup>5</sup>



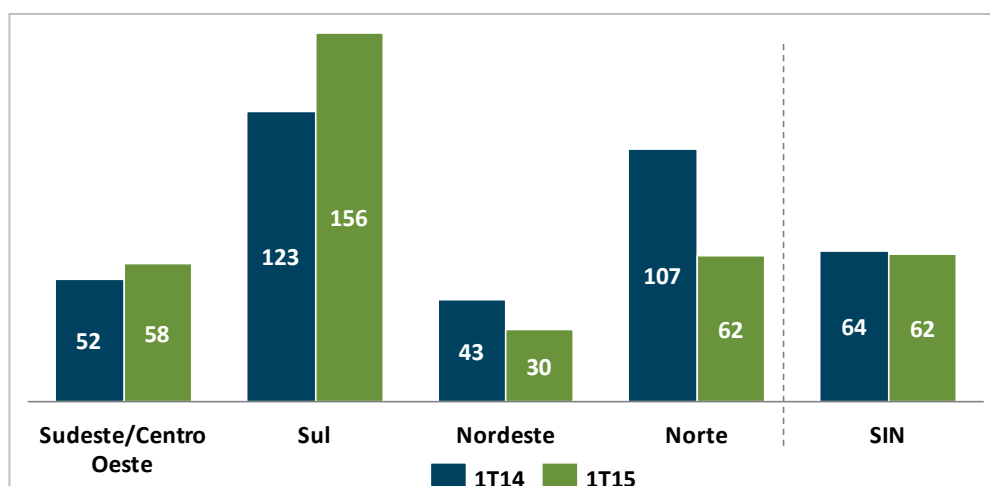
#### Comparativo 1T14 x 1T15

A afluência no SE/CO, que representa aproximadamente 70% do sistema, apresentou uma melhoria de 6,6 p.p. quando comparado com a afluência do primeiro trimestre de 2014 (58,3% no 1T15 vs. 51,7% no 1T14), porém inferior em 16,01 p.p. quando comparado com o 4T14 (74,3% da MLT).

O resultado auferido para o País, também não foi diferente. Na comparação da afluência registrada para o SIN, a afluência do 1T15 de 62,4% da MLT foi inferior em 17,9 p.p. à afluência média do último trimestre, porém em linha à afluência média do 1T14 (63,7% da MLT).

O gráfico a seguir apresenta um comparativo da evolução da ENA em cada um dos submercados e para o SIN, nos primeiros trimestres de 2014 e 2015, em relação à média de longo prazo (“MLT”) verificada desde 1931.

#### Energia Natural Afluente (% MLT)



<sup>4</sup> A Energia Natural Afluente, também conhecida como ENA, é um parâmetro utilizado para representar as afluências em um aproveitamento hidrelétrico.

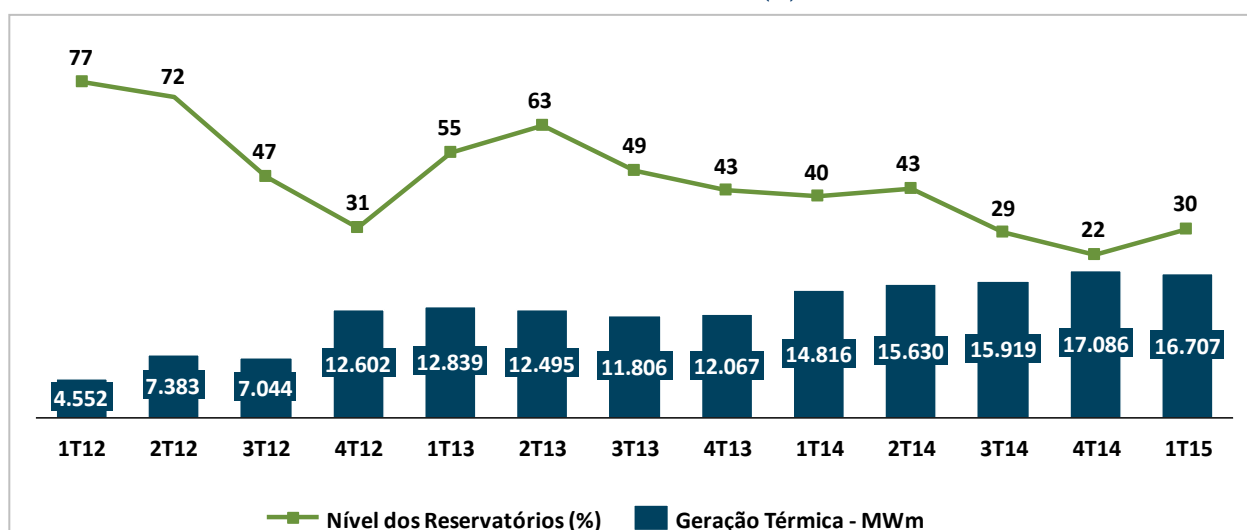
<sup>5</sup> Esta MLT é para o ano de 2015 de acordo com o fechamento de março de 2015 e é passível de alterações - Fonte: ONS

## Despacho Térmico

Desde o final do ano de 2012, 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, houve uma leve redução do despacho, chegando ao patamar médio de 16,7 MWm em 1T15, ante 17,1 MWm em 4T14.

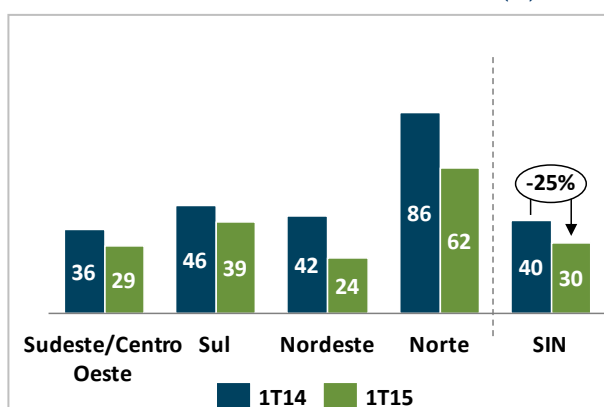
O gráfico a seguir ilustra a evolução do despacho térmico do SIN desde 2012 até o primeiro trimestre de 2015. É possível observar que apesar da elevação do nível de despacho térmico no SIN ao longo de 2014, o nível dos reservatórios, a partir do segundo trimestre de 2014, sofreu uma redução expressiva,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

Despacho Térmico do SIN (MWm)<sup>6</sup> e  
Nível dos Reservatórios (%)

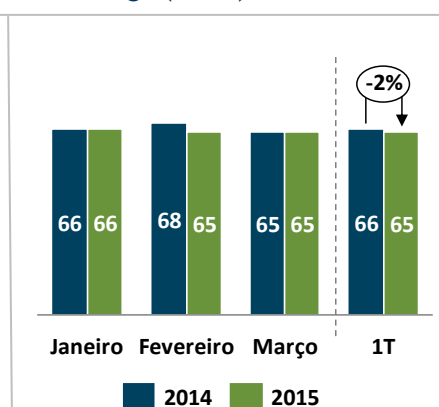


No gráfico a seguir, é possível observar uma redução de 2% na carga do 1T15 vs. 1T14, principalmente em função da redução da atividade industrial do país em 2015. No entanto, a redução da carga não foi suficiente para recuperar o nível dos reservatórios do 1T15 ao mesmo patamar auferido no 1T14, devido à pequena redução do nível de afluência para o SIN no comparativo entre trimestres, conforme demonstrado anteriormente.

Nível dos Reservatórios (%)



Carga (GWm)<sup>6</sup>



<sup>6</sup> Dados ONS

## Nível reservatórios usinas AES Tietê

O nível de armazenamento de energia equivalente nos reservatórios das usinas da AES Tietê encerrou o 1T15 em 59,2%, nível superior em 14,8 p.p. ao mesmo período de 2014, quando os reservatórios encerraram o mês de março em 44,4%. Tal desempenho foi superior ao do submercado em que as usinas da Companhia estão localizadas, que encerrou o 1T15 em 28,5% de sua plena capacidade.

## 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 (~62%<sup>7</sup>), 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 1T15, o volume total de energia gerada pelas usinas da AES Tietê atingiu 2.040,5 GWh, 26,9% inferior ao mesmo período de 2014, principalmente em função da decisão do ONS de reduzir o despacho visando a preservação dos reservatórios, e consequentemente autorizar um maior despacho térmico no 1T15 vs. 1T14, o que resultou na redução da participação da geração hidrelétrica no submercado SE/CO.

Geração (Usinas) - GWh	1T14	1T15	Variação (%) 1T15 x 1T14
<b>Energia Gerada Bruta</b>	<b>2.791,9</b>	<b>2.040,5</b>	<b>-26,9%</b>
Água Vermelha (Sen. José Ermírio de Moraes)	1.720,0	960,1	-44,2%
Bariri (Álvaro de Souza Lima)	125,4	159,2	27,0%
Barra Bonita	78,8	125,4	59,1%
Caconde	71,1	24,0	-
Euclides da Cunha	89,0	51,4	-42,3%
Ibitinga	156,9	193,2	23,2%
Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)	24,3	12,0	-50,6%
Nova Avanhandava	315,6	303,6	-3,8%
Promissão (Mário Lopes Leão)	207,0	205,7	-0,6%
Mogi / S. Joaquim / S. José	3,9	5,9	50,8%

A geração total bruta das usinas da Companhia no 1T15 foi equivalente a 61% da sua garantia física bruta versus 92% da sua garantia física bruta no 4T14. Essa variação reflete o menor despacho hidrelétrico das usinas pelo ONS, no intuito de chegar a níveis de reservatórios mais elevados, devido ao início do período seco (que se inicia em abril), conforme mencionado anteriormente.

<sup>7</sup> Conforme Banco de Informações Gerenciais da ANEEL (Abr/15)

## DESEMPENHO COMERCIAL

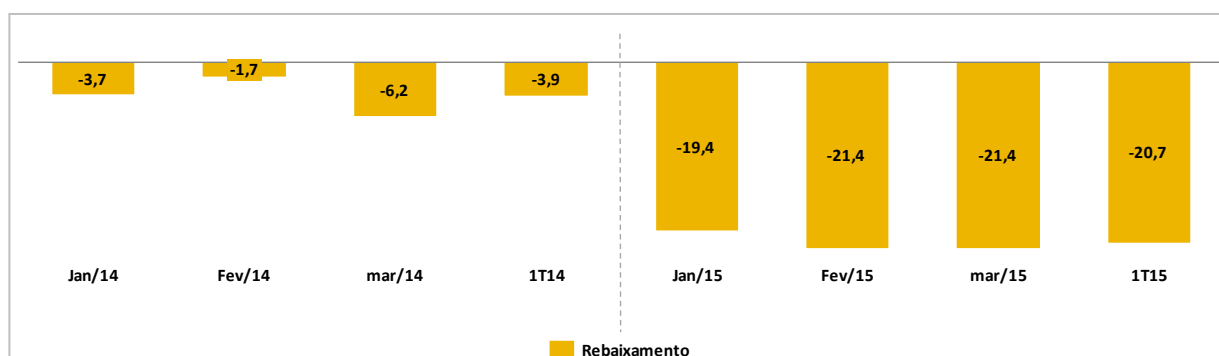
### GARANTIA FÍSICA E SAZONALIZAÇÃO

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

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

O rebaixamento no MRE verificado no 1T15 de 20,7% foi superior ao registrado no 1T14, que totalizou 3,9%. Essa performance é explicada pela manutenção da hidrologia abaixo da média nos meses de janeiro, fevereiro e março de 2015 (ENA no SE/CO de 58% da MLT no 1T15 ante 52% no 1T14), redução da carga de 2% em relação ao 1T15 e ao elevado despacho térmico verificado no período (16,7 GWm no 1T15 e 14,8 GWm no 1T14). O gráfico abaixo apresenta os rebaixamentos contabilizados pela CCEE e no MRE nas liquidações financeiras por ela efetuadas no primeiro trimestre de 2014 e 2015<sup>8</sup>.

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



### Sazonalização de Garantia Física para fins de Lastro e MRE

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

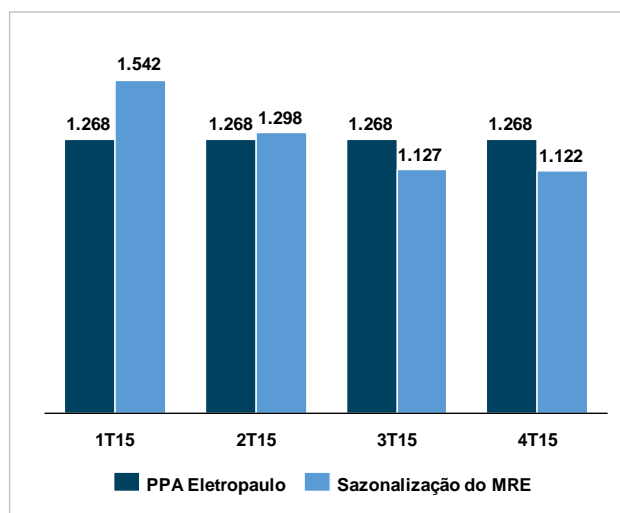
Em dezembro de 2014, a Companhia adotou a estratégia de declarar o sazonalização de sua Garantia Física seguindo o perfil do conjunto dos geradores do MRE, o que resultou na maior alocação de sua energia no primeiro semestre de 2015, concentrada no 1T15, em comparação com os respectivos períodos de 2014. 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.

<sup>8</sup> Refere-se aos valores contabilizados na liquidação da CCEE. Valores contabilizados na Companhia sofrem influência do provisionamento, considerando que liquidação da CCEE de um determinado mês é disponibilizada, em média, em até 60 dias após o fechamento de determinado mês. Dessa forma, valores contabilizados no 1T15 na Companhia referem-se (i) as contabilizações verificadas na CCEE de janeiro e fevereiro de 2015; (ii) provisionamento de março de 2015; (iii) variações entre o provisionado em dezembro de 2014 (contabilizado no 4T14) e o realizado para esse mês.

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:

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



### Projeção de rebaixamento médio no MRE para o ano de 2015

Conforme a Companhia antecipou na divulgação dos resultados do ano de 2014, esperamos que o ano de 2015 seja mais um ano desafiador para o setor elétrico, considerando a manutenção, em 2015, do nível de afluência no ano abaixo da média histórica e do despacho térmico em elevado patamar.

Caso esse cenário se concretize, é possível que a estratégia de preservação dos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas seja intensificada, através da 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 os níveis de afluência estão abaixo da média histórica, há expectativa de que o nível dos preços do mercado de curto prazo continue elevado e 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.

Tendo em vista as perspectivas hidrológicas e o desempenho da economia para o ano de 2015, a Companhia revisou suas estimativas e prevê a manutenção do despacho térmico de 16 GWm a 17GWm, do intercâmbio entre subsistemas e da geração intermitente e, uma retração da carga em relação a 2014, na faixa de 0,5% a 1%, que poderá refletir na redução do despacho hidrelétrico e, conseqüentemente, em um maior déficit de geração no MRE, na faixa de 17% a 19%. Tal nível de rebaixamento associado a um preço spot de R\$ 388/MWh durante o ano de 2015 poderá resultar em um impacto negativo líquido no EBITDA da Companhia de R\$ 750 milhões a R\$ 840 milhões.

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

### CCEE (MRE, Spot e Administrativas) e Outros

A tarifa aplicada à energia faturada no MRE (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°. 03 do Conselho Nacional de Política Energética (Resolução CNPE 03), que determinou esse novo modelo de formação do PLD, as despesas com o acionamento das usinas térmicas eram cobradas por meio do ESS (Encargo de Serviços do Sistema).

O resultado da hidrologia desfavorável verificada no período chuvoso de novembro de 2013 a abril de 2014, o aumento no consumo de energia e a manutenção de um maior despacho térmico foram preponderantes para que o PLD médio de 2014 para o submercado SE/CO atingisse R\$ 688,90/MWh.

No 1T15, o PLD médio do período totalizou R\$ 388,48/MWh, valor 42,0% inferior ao registrado no mesmo período de 2014, em função da mudança na metodologia do cálculo do PLD mínimo e máximo, conforme supracitado.

### Estratégia de Comercialização de Energia e Outros Contratos Bilaterais

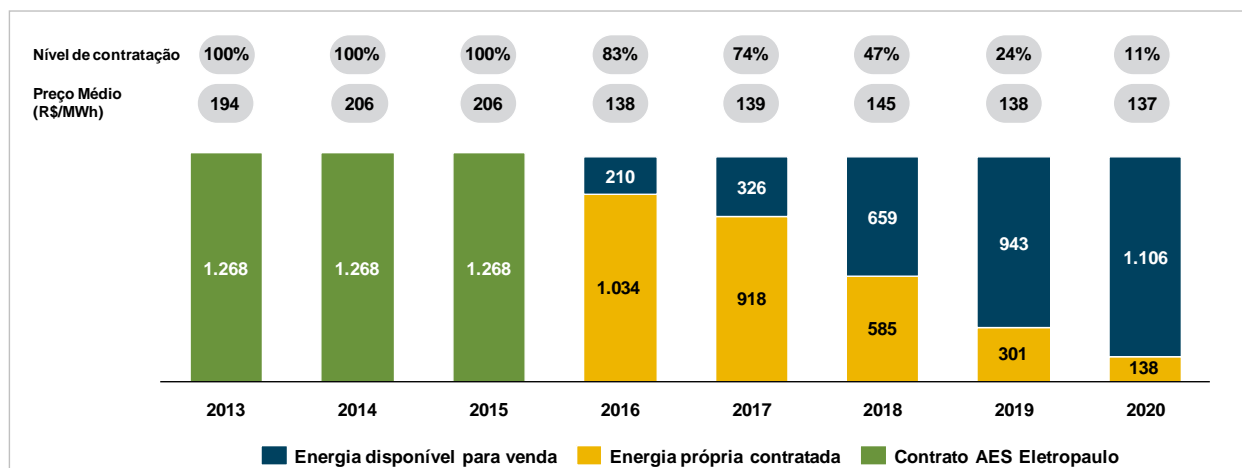
A Companhia definiu como estratégia de comercialização para a sua energia disponível a partir de janeiro de 2016 a formação de uma carteira diversificada de clientes livres, de forma a substituir totalmente o contrato bilateral com a AES Eletropaulo que vence em dezembro de 2015.

Em função do cenário atual e da perspectiva de incremento do risco hidrológico para 2015 e 2016, a Companhia optou por reservar uma parcela maior 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 do mercado livre está reduzindo a liquidez de energia do mercado.

No 1T15, a Companhia comercializou<sup>9</sup> 9 MWm ao preço e prazo médios de R\$ 200/MWh<sup>10</sup> e 3,0 anos, respectivamente. O portfólio atual da Companhia totaliza 1.034 MWm de energia própria vendida para entrega em 2016, ou 83% da energia assegurada líquida, 918 MWm para entrega em 2017 (74%), 585 MWm para entrega em 2018 (47%), 301MWm para entrega em 2019 (24%) e 138MWm para entrega em 2020 (11%).

### Histórico e Evolução da carteira de clientes<sup>11</sup> (MW médios)



## ENERGIA FATURADA

A energia faturada pela AES Tietê aumentou 1,4% na comparação entre o 1T15 e o 1T14. As variações são detalhadas a seguir:

Energia Faturada (Consolidado) - GWh	1T14	1T15	Variação (%)
<b>Energia Faturada</b>	<b>3.583,5</b>	<b>3.632,8</b>	<b>1,4%</b>
Contrato Bilateral AES Eletropaulo	2.329,1	2.740,1	17,6%
CCEE	716,4	409,2	-42,9%
<i>Spot</i>	540,6	273,5	-49,4%
<i>MRE</i>	175,8	135,7	-22,8%
Outros Contratos Bilaterais	538,0	483,4	-10,1%

No 1T15, as vendas para a AES Eletropaulo totalizaram 2.740,1 GWh, 17,6% superior ao volume vendido no 1T14. Esse incremento é explicado pela sazonalidade do contrato, que varia a cada ano, como consta na seção “Fontes de Receita - AES Eletropaulo”.

A redução da energia faturada no comparativo entre trimestre é devido à redução do volume de energia faturada por meio da CCEE, que no 1T15 reduziu 42,9% quando comparado ao 1T14. Isto é explicado, principalmente, em função do desempenho negativo das vendas no MRE, reflexo da hidrologia crítica verificada no período e da redução do despacho das usinas da Companhia. O mesmo se deu com o volume de vendas por meio dos contratos bilaterais, o qual foi inferior ao 1T14 em 10,1%.

<sup>9</sup> Inclui contratos de energia firmados no período de 01/01/15 até 31/03/2015

<sup>10</sup> Data base mar/15

<sup>11</sup> Apenas energia convencional e exclui perdas e consumo interno; preços na data base de março/2015

## DESEMPENHO FINANCEIRO

### RECEITA BRUTA

No 1T15, a receita operacional bruta da AES Tietê totalizou R\$ 733,6 milhões, 9,9% inferior àquela registrada no 1T14, de R\$ 814,0 milhões. O resultado é explicado pelos seguintes fatores:

- (i) incremento de 25,0% na receita de energia vendida à AES Eletropaulo, associado tanto ao aumento de 17,6% no volume de energia comercializada, dada a sazonalidade desse contrato (2.740,1 GWh no 1T15 ante 2.329,1 GWh no 1T14) quanto ao reajuste desse contrato a partir de julho de 2014 (R\$ 206,3/MWh no 1T15 ante R\$ 194,2/MWh no 1T14); compensado pela:
- (ii) redução de R\$ 187,3 milhões na receita bruta de energia vendida no mercado de curto prazo devido ao menor PLD auferido no submercado SE/CO (R\$ 388,48/MWh no 1T15 versus R\$ 669,76/MWh no 1T14) e menor volume (273,5 GWh no 1T15 ante 540,6 GWh no 1T14).

Receita Bruta (Consolidado) - R\$ milhões	1T14	1T15	Varição (%)
<b>Suprimento de Energia</b>	<b>814,0</b>	<b>733,6</b>	<b>-9,9%</b>
Contrato Bilateral AES Eletropaulo	452,3	565,3	25,0%
CCEE	301,1	112,8	-62,5%
<i>Spot</i>	297,0	109,7	-63,1%
<i>MRE</i>	3,1	2,9	-5,4%
<i>Outras (Administrativos)</i>	1,1	0,2	-81,1%
Outros Contratos Bilaterais	59,6	55,4	-7,0%
Créditos de Carbono	1,0	-	-

### DEDUÇÕES DA RECEITA

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

A AES Tietê registrou R\$ 43,5 milhões em deduções de receita no 1T15 ante R\$ 57,8 milhões no 1T14, uma redução de 24,6%. Esse desempenho é explicado pelo incremento das vendas para a AES Eletropaulo no 1T15, cuja alíquota de tributação de PIS/COFINS é reduzida, e pela menor participação das receitas registradas com as operações na CCEE, que incluem vendas no mercado de curto prazo e no MRE, assim como outras receitas administrativas associadas ao processo de liquidação da CCEE, nas quais a alíquota de tributação é superior.

### RECEITA LÍQUIDA

A receita operacional líquida da AES Tietê totalizou R\$ 690,0 milhões no 1T15, montante 8,8% inferior ao registrado no 1T14. Esse desempenho reflete principalmente o menor volume e preço de energia vendida no mercado spot, parcialmente compensado pelo maior volume de energia vendida para a AES Eletropaulo.

## CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 298,0 milhões no 1T15, o que representa um incremento R\$ 135,4 milhões na comparação com o 1T14. O resultado é explicado principalmente pelo maior custo com compra de energia, especificamente no mercado de curto prazo, em função da sazonalização da garantia física adotada e do maior GSF auferido no período (20,7% no 1T15 vs. 3,9% no 1T14).

As despesas com PMSO gerenciáveis apresentaram redução de 15,9% no 1T15 em relação ao 1T14, como reflexo principalmente dos menores custos com materiais e 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, no crescimento zero, em termos nominais, dos custos gerenciáveis apresentados no ano anterior. As principais iniciativas desse programa de revisão de custos 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.

R\$ mil	1T14	1T15	Var (%)
<b>Custos e Despesas Operacionais Reportado</b>	<b>162.678</b>	<b>298.048</b>	<b>83,2%</b>
Encargos e taxas setoriais	41.826	41.557	-0,6%
Energia comprada	69.673	215.775	209,7%
<b>Total de encargos e taxas setoriais + energia comprada</b>	<b>111.499</b>	<b>257.332</b>	<b>130,8%</b>
Pessoal	18.632	18.233	-2,1%
Material e serviços de terceiros	28.090	15.742	-44,0%
Outros	4.457	6.741	51,2%
<b>PMSO Reportado</b>	<b>51.179</b>	<b>40.716</b>	<b>-20,4%</b>
Entidade Previdência Privada	588	610	3,7%
Provisões Operacionais	172	3.406	1880,2%
Recuperação Seguros	-	-	n.d
Normalização Manutenção bianual eclusas	5.734	-	-100,0%
Outros não gerenciáveis*	(13)	(912)	7193,4%
<b>PMSO Gerenciável</b>	<b>44.697</b>	<b>37.612</b>	<b>-15,9%</b>

\*\* ganhos e receitas com alienação de ativos

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

### Custos com Energia Comprada, Taxas Setoriais e Encargos

R\$ mil	1T14	1T15	Var (%)
Comp. Financ. Utiliz. Rec.Híd.	17.008	11.492	-32,4%
Transmissão e Conexão	23.222	28.145	21,2%
Taxa de Fiscalização / Demais Encargos	1.596	1.920	20,3%
Energia Comprada / Liquidação CCEE	69.673	215.775	209,7%
<b>TOTAL - Custos operacionais e compra Energia</b>	<b>111.499</b>	<b>257.332</b>	<b>130,8%</b>

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

As despesas com a CFURH reduziram 32,4% na comparação do 1T15 com o 1T14, em função do menor volume de energia gerada no período (2.040,5 GWh no 1T15 versus 2.791,9 GWh no 1T14).

### Transmissão e Conexão

Os custos com transmissão e conexão totalizaram R\$ 28,1 milhões no 1T15, um aumento de 21,2% em comparação ao 1T14, 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 (15%), Promissão (11%), Bariri (11%) e Barra Bonita (11%).

### 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 1T15, 20,3% inferior ao valor registrado no 1T14. Essa redução reflete o maior rateio com a contribuição à CCEE e o aumento de 23,0% na Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (“TFSEE”)<sup>12</sup> para o ano de 2015, em comparação com a TFSEE proposta pela Aneel para o ano de 2014.

### Energia Comprada /Liquidação CCEE

O custo com energia comprada/ liquidação CCEE teve um incremento de R\$ 146,1 milhões na comparação dos trimestres, passando de R\$ 69,7 milhões no 1T14 para R\$ 215,8 milhões no 1T15. Esse resultado é influenciado, principalmente:

- (i) R\$ 139,4 milhões referente ao maior volume com compra de energia no mercado de curto prazo (446,9 GWh no 1T15 ante 60,0 GWh no 1T14), associada a sazonalização da garantia física adotada pela Companhia e o rebaixamento médio no MRE verificado no 1T15 (20,7%) ante o rebaixamento verificado no 1T14 (3,9%); e,
- (ii) R\$ 6,2 milhões dado o maior volume com compra de energia no MRE (715,7 GWh no 1T15 ante 236,5 GWh no 1T14), considerando a redução do despacho hidrelétrico das usinas da Companhia.

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

#### Pessoal

R\$ mil	1T14	1T15	Var (%)
Pessoal e Encargos	18.044	17.623	-2,3%
Entidade Previdência Privada	588	610	3,7%
<b>TOTAL</b>	<b>18.632</b>	<b>18.233</b>	<b>-2,1%</b>

As despesas com pessoal totalizaram R\$ 18,2 milhões no 1T15, um decréscimo de 2,1% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Essa redução é resultado principalmente dos ganhos de eficiência e simplificação no quadro de colaboradores próprios, por meio da revisão dos cargos administrativos e de alta gerência, compensando o aumento no número de colaboradores da Companhia (345 no 1T14 para 350 no 1T15).

<sup>12</sup> 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.

### Material e serviços de terceiros

Na comparação entre o 1T15 e o 1T14, os custos com material e serviços de terceiros somaram R\$ 15,7 milhões no 1T15, uma redução de 44,0% em relação ao 1T14. Essa variação está principalmente relacionada:

- (i) à redução de R\$ 9,0 milhões referente a realização das manutenções bianuais nas eclusas que ocorreram no ano de 2014, e que passarão a ser realizadas anualmente, equalizando os valores a partir do ano de 2015;
- (ii) aos menores custos com consultorias financeiras, jurídicas, e também menores gastos com publicações legais no período, que totalizaram R\$ 1,3 milhão; e,
- (iii) às obras emergenciais na PCH de Santa Inês ocorridas em 2014 e redução nos custos de medição de barragens (piezometria), totalizando R\$ 1,1 milhão;

### Provisões Operacionais e Outras Despesas/ Receitas Operacionais

R\$ mil	1T14	1T15	Var (%)
Outras despesas (receitas) operacionais	4.285	3.335	-22,2%
Provisões Operacionais	172	3.406	1880,2%
<b>TOTAL</b>	<b>4.457</b>	<b>6.741</b>	<b>51,2%</b>

No 1T15, as provisões operacionais e outras despesas/ receitas operacionais totalizaram uma despesa de R\$ 6,7 milhões, ante uma despesa de R\$ 4,5 milhões no 1T14.

Desconsiderando o efeito da atualização monetária e juros referentes às contingências cível, trabalhistas e acordos judiciais registradas no 1T14 no valor de R\$ 0,2 milhão, que a partir do 4T14, passaram a ser classificadas como Despesa Financeira, as provisões e outras despesas / receitas operacionais totalizariam R\$ 4,3 milhões.

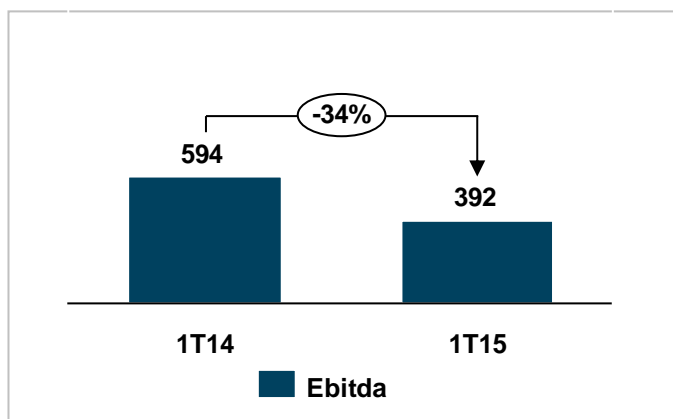
Assim, a principal variação entre o 1T14 e 1T15 está relacionada à provisão para redução ao provável valor de recuperação de um terreno de uma das subsidiárias da Companhia, no valor de R\$ 3,0 milhões, parcialmente compensado pela receita registrada com venda de imóvel, no valor de R\$ 0,7 milhão.

### EBITDA

A AES Tietê registrou Ebitda de 392,0 milhões no 1T15 ante um Ebitda do ano anterior de R\$ 593,5 milhões. Essa variação é explicada, principalmente, pelos seguintes fatores:

- (i) efeito positivo de R\$ 106,3 milhões devido ao maior volume de energia vendida para a AES Eletropaulo no 1T15 a um maior preço; compensado pelo:
- (ii) efeito negativo de R\$ 307,6 milhões, em função do maior volume de energia comprada no mercado de curto prazo, dado o rebaixamento no MRE verificado no 1T15 de 20,7% (ante um rebaixamento de 3,9% no 1T14) e estratégia de sazonalização adotada no ano de 2014; e,
- (iii) R\$ 10,5 milhões em função da redução dos custos e despesas operacionais, principalmente em função da redução nos custos de manutenção de eclusas no 1T15.

### Ebitda (R\$ milhões)



## RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido registrado pela Companhia no 1T15 foi uma despesa de R\$ 44,0 milhões, comparado a uma despesa de R\$ 10,4 milhões registrada no 1T14. A variação se deve, sobretudo, pelo aumento do saldo da dívida líquida e incremento dos encargos financeiros da Companhia face ao aumento do CDI médio do período (12,13% no 1T15 ante 10,30% no 1T14).

R\$ mil	1T14	1T15	Var (%)
<b>Receitas Financeiras</b>	<b>11.584</b>	<b>11.092</b>	<b>-4,2%</b>
<b>Despesas Financeiras</b>	<b>(22.013)</b>	<b>(55.057)</b>	<b>150,1%</b>
Despesas Financeiras	(23.058)	(47.811)	107,4%
Variações Cambiais	1.045	(7.246)	-793,4%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(10.429)</b>	<b>(43.965)</b>	<b>321,6%</b>

### Receitas Financeiras

As receitas financeiras apresentaram redução de 4,2% no 1T15 em relação ao 1T14. Essa variação é explicada, principalmente, pelo incremento da renda de aplicações financeiras (R\$ 11,0 milhões no 1T15 versus R\$ 10,3 milhões no 1T14), compensado pela reversão de contingência ocorrida no 1T14 no valor de R\$ 1,3 milhão, referente às alterações no cálculo do PIS instituídas pela Lei 9.718/98 e cuja decisão judicial foi favorável a Companhia.

### Despesas Financeiras e Variações Cambiais

As despesas financeiras e variações cambiais somaram R\$ 55,1 milhões no 1T15, montante 150,1% superior ao registrado no 1T14 (R\$ 22,0 milhões). Tal variação é explicada, sobretudo:

- (i) pelo aumento dos encargos financeiros das dívidas da Companhia (R\$ 50,1 milhões no 1T15 versus R\$ 31,4 milhões no 1T14) devido ao maior saldo da dívida bruta (R\$ 1.654,9 milhões no 1T15 versus R\$ 1.447,0 milhões no 1T14) e aumento do CDI médio no período;
- (ii) pela atualização monetária e variação cambial de R\$ 8,3 milhões em processo judicial que discute a aquisição obrigatória pela AES Tietê de energia oriunda de Itaipu; e,

- (iii) pela redução de R\$ 4,3 milhões no saldo de juros capitalizados decorrente da menor base de ativos imobilizados em curso.

## **LUCRO LÍQUIDO**

A AES Tietê apurou no 1T15 um lucro líquido de R\$ 200,3 milhões, resultado 44,0% inferior ao obtido no 1T14 (R\$ 357,9 milhões). Contribuíram para tal desempenho os seguintes fatores:

- (i) maior volume e preço de energia vendida para a AES Eletropaulo, totalizando um impacto positivo de R\$ 68,4 milhões;
- (ii) redução no PMSO no valor de R\$ 6,5 milhões em função da redução dos custos e despesas operacionais, reflexo do programa de revisão de custos da Companhia; compensado pelo:
- (iii) maior volume de energia comprada no mercado de curto prazo em função do maior rebaixamento do MRE e estratégia de sazonalização adotada em 2014, que totalizou um impacto negativo de R\$ 202,7 milhões; e,
- (iv) aumento das despesas financeiras e variações monetárias em R\$ 21,9 milhões, reflexo do aumento dos encargos financeiros da Companhia.

## **PROVENTOS**

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

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

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

A Administração da AES Tietê aprovou a distribuição de R\$ 122,4 milhões como dividendos intermediários relativos ao 1T15, correspondentes a 61% do lucro líquido auferido no período. A distribuição de dividendos em montante inferior à totalidade do lucro líquido apurado pela Companhia no 1T15 (R\$ 200,3 milhões) decorre da: (i) absorção do prejuízo de R\$ 82,9 milhões, referente ao resultado de 2014; (ii) realização do ajuste de avaliação patrimonial de R\$ 15,8 milhões e (iii) constituição de reserva legal obrigatória (no valor de 5% do lucro líquido auferido no período) de R\$ 10,8 milhões.

A tabela abaixo apresenta a proposta de distribuição de dividendos trimestrais da Companhia.

Dividendos AES Tietê 1T15 (R\$ milhões)	
Lucro do Exercício - 31 de março de 2015	<b>200,3</b>
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	15,8
Absorção do prejuízo acumulado de 2014	-82,9
<b>Base para distribuição de dividendos</b>	<b>133,2</b>
Constituição de reserva legal (5%)	-10,8
Dividendos intermediários - 1T15	122,4

Considerando o preço médio ponderado das ações ordinárias (R\$ 13,71) e preferenciais (R\$ 17,14) no 1T15, o dividend yield do período é de 2,3% e 2,0% respectivamente, para as ações ordinárias e preferenciais.

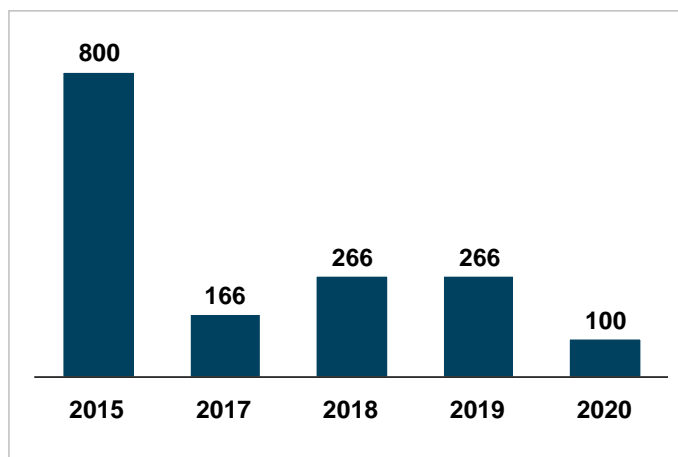
## ENDIVIDAMENTO

Em 31 de março de 2015, a dívida bruta da AES Tietê totalizava R\$ 1.654,9 milhões, 14,4% superior à posição da dívida bruta na mesma data de 2014 (R\$ 1.447,0 milhões). Essa variação é devida a 2ª emissão de notas promissórias pela companhia.

Debêntures	Montante	Vencimento	em R\$ milhões
			Custo Nominal
1ª Emissão de Debêntures	318,7	abr/2015	CDI + 1,20% a.a.
2ª Emissão de Debêntures	518,9	mai/2019	CDI + 0,79% a.a.
3ª Emissão de Debêntures	300,1	mar/2020	108,2% do CDI
2ª Emissão de Notas Promissórias	516,7	dez/2015	CDI + 1,20% a.a.

No encerramento do 1T15, as disponibilidades somavam R\$ 280,4 milhões, montante R\$ 337,5 milhões inferior ao registrado no mesmo período de 2014. Assim, a dívida líquida ao final do 1T15 era de R\$ 1.374,5 milhões, montante 65,8% superior em relação à posição final do 1T14.

### Cronograma de amortização da dívida (R\$ milhões)<sup>13</sup>



<sup>13</sup> Considera apenas o fluxo de amortização de principal

### Covenants

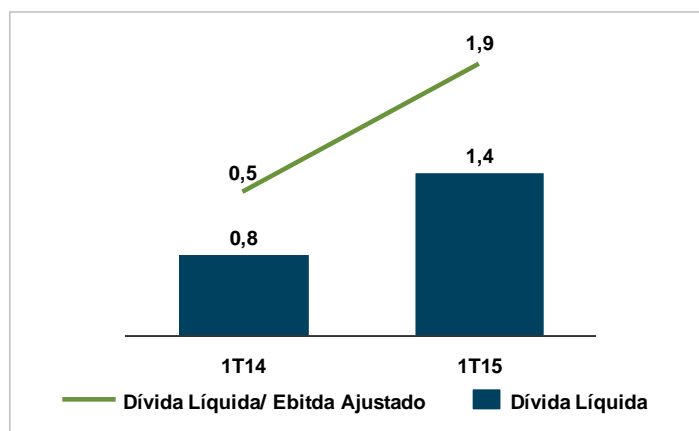
Os covenants das dívidas da Companhia consideram o índice Dívida Líquida pelo Ebitda Ajustado, que não pode ser igual ou superior a 3,5x. O índice Dívida Líquida pelo Ebitda Ajustado encerrou o trimestre dentro do limite estabelecido, em 1,9x.

Ressalta-se que o incremento no índice de endividamento da Companhia no comparativo entre o 1T15 e o 1T14 é reflexo da:

- (i) redução do Ebitda Ajustado da Companhia no 1T15, em função do aumento do rebaixamento do MRE e estratégia de sazonalização distinta adotada pela Companhia em 2015 frente ao ano de 2014;
- (ii) redução do caixa da Companhia entre o 1T15 e o 1T14, em função da posição compradora da AES Tietê no mercado spot, durante o 2º semestre de 2014, associado a um preço spot elevado na faixa de R\$ 700/MWh; e,
- (iii) aumento do endividamento da Companhia no período, em função da 2ª emissão de notas promissórias, para pagamento da última parcela da 1ª emissão de debêntures, realizada no mês de abril de 2015, e para reforço de capital de giro e investimentos.

Todas as emissões também consideram um covenant de cobertura de juros (Ebitda Ajustado pelas Despesas Financeiras), que não pode ser inferior a 1,75x. Ao final do 1T15, esse indicador estava em 5,1x.

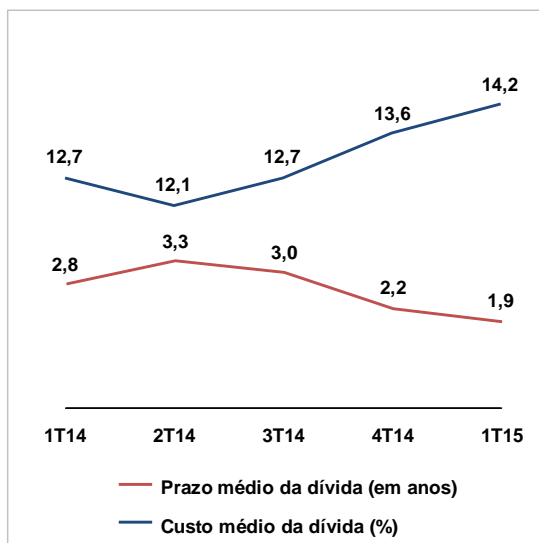
### Dívida Líquida (R\$ bilhões)



O custo médio da dívida da Companhia em março de 2015 era de 14,2% ao ano, em comparação a 12,7% no mesmo período de 2014. Esse aumento decorre, principalmente, do aumento da curva incidente do CD (12,60% no 1T15 frente a 10,55% no 1T14), adicionada a essa alta, tivemos a 2ª emissão de notas promissórias no período, remunerada à CDI + 1,20%.

O prazo médio da dívida consolidada no 1T15 foi de 1,9 ano, inferior ao mesmo período de 2014, que era de 2,8 anos.

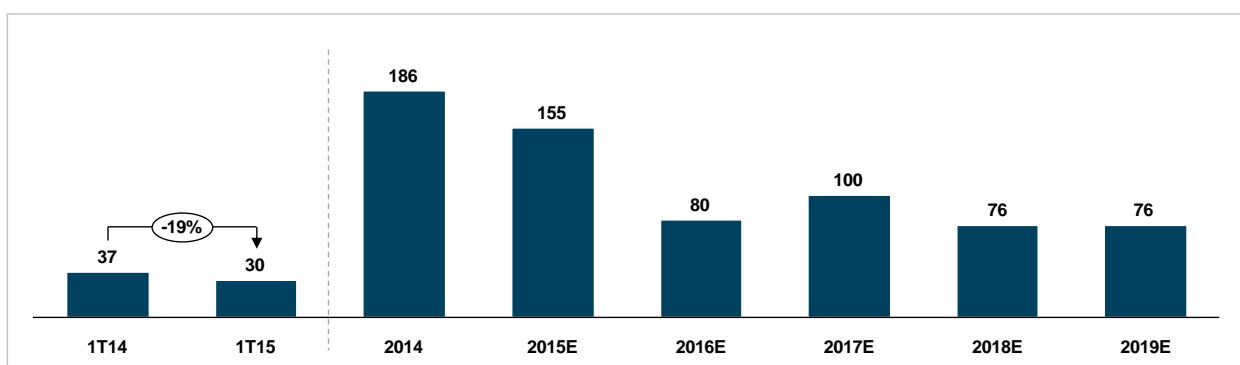
### Custo e prazo médio da dívida



## INVESTIMENTOS

Os investimentos da AES Tietê somaram R\$ 30,3 milhões no 1T15, valor 18,7% abaixo do montante investido no 1T14. Desse total, R\$ 24,9 milhões foram destinados à modernização e manutenção preventiva das usinas, com destaque para Água Vermelha (R\$ 17,8 milhões), Bariri (R\$ 1,5 milhão), Barra Bonita (R\$ 1,1 milhão) e Limoeiro (R\$ 0,9 milhões), e R\$ 4,4 milhões referentes a juros capitalizados, decorrente da base de ativos imobilizados em andamento, considerando o plano de manutenção e modernização das usinas em 2015.

### Histórico e projeção de Investimentos (R\$ milhões)



## FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

FLUXO DE CAIXA - R\$ Milhões	1T14	1T15
<b>Saldo inicial de caixa</b>	<b>456,7</b>	<b>501,4</b>
Geração Operacional de Caixa	450,5	101,4
Investimentos	(59,9)	(37,1)
Despesas Financeiras Líquidas	(5,7)	(18,2)
Amortização Líquida	179,1	(120,0)
Imposto de Renda	(399,6)	(147,0)
<b>Caixa Livre</b>	<b>164,3</b>	<b>(221,0)</b>
Dividendos e JSCP	(3,1)	-
<b>Saldo final de caixa</b>	<b>617,9</b>	<b>280,4</b>

O fluxo de caixa livre foi negativo em R\$ 221,0 milhões no 1T15, montante R\$ 385 milhões inferior ao registrado no 1T14. Esse desempenho se deve:

- (i) à redução de R\$ 349,0 milhões na geração de caixa operacional, dado o rebaixamento da garantia física dos geradores pertencentes ao MRE no período e a sazonalização adotada pela Companhia no ano de 2014;
- (ii) à variação negativa das amortizações líquidas, devido à emissão da 3ª debêntures de R\$ 300 milhões ocorrida no 1T14;
- (iii) ao pagamento superior em R\$ 12,5 milhões de despesas financeiras líquidas, associadas ao incremento dos encargos financeiros pagos pela Companhia; compensado por:
- (iv) menor volume de investimentos (R\$ 37,1 milhões no 1T15 versus R\$ 59,9 milhões no 1T14) para manutenção e modernização das usinas da AES Tietê; e,

Como resultado, o saldo do caixa totalizou R\$ 280,4 milhões no 1T15 versus R\$ 617,9 milhões no 1T14.

## MERCADO DE CAPITAIS

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

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

## DESEMPENHO DAS AÇÕES

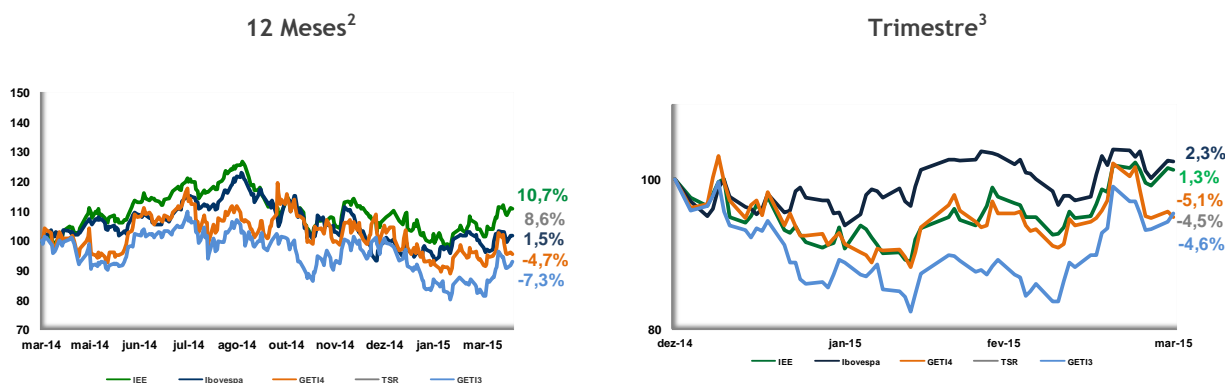
As ações preferenciais e ordinárias da AES Tietê encerraram o mês de março cotadas a R\$ 17,20 e R\$ 14,65, respectivamente. No trimestre, as ações preferenciais tiveram desvalorização de 5,1% comparado com o 4T14 e as ordinárias desvalorizaram 4,6%. O TSR (índice que indica o total de retorno ao acionista das ações preferenciais) apresentou desvalorização de 4,5%. No mesmo período, o Ibovespa registrou ganho de 2,3% e o IEE registrou ganho de 1,3%.

Os papéis da Companhia foram negociados em 100% dos pregões da BM&FBovespa durante o 1T15. Os dados de liquidez mostram a realização de 58,8 mil negócios envolvendo ações ordinárias no período (volume 24,9% inferior ao registrado no 4T14), movimentando aproximadamente 21,3 milhões de ações; e 156,2 mil negócios envolvendo ações preferenciais no período (volume 2,0% superior ao registrado no 4T14), movimentando aproximadamente 42,0 milhões de ações.

Nos últimos 12 meses, as ações preferenciais e ordinárias da AES Tietê registraram queda de 4,7% e 7,3%, respectivamente. O desempenho do papel no período refletiu principalmente as condições hidrológicas desfavoráveis que impactaram o preço de energia do mercado de curto prazo. Além disso, a preocupação acerca da conjuntura econômica nacional e o cenário político nacional também tiveram influência no desempenho da bolsa brasileira. No mesmo período, o índice TSR da Companhia teve crescimento de 8,6%, o índice Bovespa registrou ganho de 1,5% e o IEE apresentou crescimento de 10,7%.

### AES Tietê x Ibovespa x IEE x TSR<sup>1</sup>

Base 100



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

2 - Base 100: 31/03/2014

3 - Base 100: 30/12/2014

As ações negociadas no mercado de balcão norte-americano (ADR's) sob os códigos AESAY (ordinárias) e AESYY (preferenciais) encerraram o mês de março cotadas a US\$ 4,46 e US\$ 5,30, respectivamente. No trimestre, as ADR's ordinárias registraram queda de 21,1% e as ADR's preferenciais registraram queda de 21,5%. No mesmo período, a NYSE registrou um aumento de 0,6%.

## 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%
<b>Total</b>	<b>197.461.211</b>	<b>100,0%</b>	<b>183.792.282</b>	<b>100,0%</b>	<b>381.253.493</b>	<b>100,0%</b>

em 31/03/2015

## DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

### SEGURANÇA E MEIO AMBIENTE

Um dos principais desempenhos sociais da AES Tietê está relacionado com a segurança de colaboradores próprios, contratados e população. Não foi registrado nenhum acidente com colaboradores próprios da AES Tietê e com a população no entorno das usinas no 1T15.

A Taxa de Frequência (TF) para colaboradores contratados foi de 5,97 no 1T15, uma melhoria em relação ao 1T14, devido à intensificação das inspeções de campo. Atualmente, 100% dos colaboradores próprios e contratados passam por inspeções a cada 30 dias.

Quanto ao desempenho ambiental, um dos principais indicadores de acompanhamento é o de reciclagem, reaproveitamento e reutilização de resíduos. No 1T15, o índice foi de 99%, melhor resultado trimestral que a AES Tietê já obteve nesse indicador.

O aumento no consumo próprio de energia elétrica da AES Tietê ocorreu devido à diminuição do nível dos reservatórios, não tendo sido possível, portanto, evitar emissões de gases de efeito estufa no período.

Meta	Indicador de desempenho	2013	2014	1T14	1T15
Zero acidente fatal com colaboradores próprios e contratados	Número de acidentes fatais	-	-	-	-
Reduzir em 10% as taxas de frequência e de gravidade com colaboradores próprios e contratados em 2015	TF próprios	-	-	-	-
	TF contratados	5,05	9,62	9,04	5,97
	TG próprios	-	-	-	-
	TG contratados	-	-	-	-
Zero acidente fatal com a população	Número de acidentes fatais	-	-	-	-
	Numero de acidentes não fatais	-	-	-	-
Reciclar, reaproveitar ou reutilizar 98% dos resíduos até 2019	Índice da soma de resíduos reciclados, reaproveitados e reutilizados/Total de Resíduos Gerenciáveis Gerados	95%	98%	92%	99%
Reduzir as enissões de CO2 e a partir da redução de 1,3 mil MWh de energia referente ao consumo próprio até 2019	MWh de consumo próprio de energia elétrica <sup>14</sup>	7.532	12.795	2.051	3.261

## 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.

### 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, com licenciamento ambiental prévio vigente.

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

Além disso, a AES Tietê vem trabalhando no desenvolvimento de um plano de expansão mais amplo através de outros projetos de geração de energia no estado de São Paulo.

Contribuíram para o cumprimento da Obrigação de Expansão, a PCH São Joaquim (3 MW), finalizada em julho de 2011, e a PCH São José (4 MW), finalizada em março de 2012, além de dois contratos de longo prazo de compra de energia provenientes de biomassa de cana-de-açúcar, que totalizam 10 MW médios.

### **OUTRAS INICIATIVAS**

A Companhia trabalha com outras iniciativas para expandir e diversificar a sua capacidade instalada. Recentemente, a Companhia registrou um projeto solar fotovoltaico de capacidade instalada de 30MW denominado Água Vermelha I, localizada no município de Iturama, no Estado de Minas Gerais.

O projeto localiza-se na área da UHE Água Vermelha e participou do Leilão de Energia Reserva realizado no dia 31 de outubro de 2014, não obtendo sucesso devido à dificuldade de conseguir firmar contratos firmes com fornecedores de equipamentos produzidos nacionalmente e com isso obter financiamento a custos reduzidos. O projeto encontra-se novamente inscrito para participação no leilão de Energia de Reserva a ser realizado em 14 de agosto de 2015. Em paralelo, a empresa segue trabalhando ativamente na expansão do projeto com as centrais solares Água Vermelha II e III que juntas terão capacidade instalada superior a 180MW. Esse projeto está alinhado com a estratégia de desenvolver oportunidades adjacentes aos seus negócios, criando valor por meio de sinergias operacionais e economia de escala.

### **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. Para tanto, um dos principais indicadores é a rotatividade, que apresentou redução significativa no 1T15, alcançando 0,57%, frente a 0,87% no 1T14.

No compromisso de desenvolver seus fornecedores, a AES Tietê monitora o desempenho das empresas por meio do Índice de Desenvolvimento de Fornecedores (IDF)<sup>14</sup>. No 1T15, 68,36% dos fornecedores apresentaram IDF igual ou acima de 75 (sendo que 100 é a pontuação máxima), frente a 71,91% no 1T14. 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

<sup>14</sup> 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.

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 1T15. Esse número é inferior ao de 1T14 (2.485), devido à redução do número de vagas oferecidas pelas Casas de Cultura e Cidadania na área de concessão da AES Tietê.

Meta	Indicador de desempenho	1T14	1T15
Atingir índice de 82% de satisfação no ambiente de trabalho de 2015 a 2019	Rotatividade	0,87%	0,57%
Ter 85% dos fornecedores com IDF igual ou acima de 75 até 2019	% de fornecedores com IDF igual ou acima de 75	71,91%	68,36%
Educar 2 mil pessoas ao ano e influenciar a mudança de hábito de 70% em 2015	Nº de pessoas que participaram de ações de educação para o consumo consciente	2.485	1.970

## GOVERNANÇA CORPORATIVA

### TRANSPARÊNCIA E ÉTICA

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

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

A Diretoria é composta 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 disso, 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.

## 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 anti-corrupção 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

Clarissa Sadock Diretora de Relações com Investidores <a href="mailto:clarissa.sadock@aes.com">clarissa.sadock@aes.com</a> Tel.: (11) 2195-7048		
Gerente de RI	E-mail	Telefone
Isabela Klemes Taveira	<a href="mailto:isabela.taveira@aes.com">isabela.taveira@aes.com</a>	(11) 2195-2212
Analistas de RI	E-mail	Telefone
Felipe Joaquim Martins de Souza	<a href="mailto:felipe.dsouza@aes.com">felipe.dsouza@aes.com</a>	(11) 2195-2282
Gabriela Rigo Bussotti	<a href="mailto:gabriela.bussotti@aes.com">gabriela.bussotti@aes.com</a>	(11) 2195-7433
<a href="http://ri.aestiete.com.br">ri.aestiete.com.br</a>		<a href="mailto:ri.aestiete@aes.com">ri.aestiete@aes.com</a>

**ANEXOS - DADOS CONSOLIDADOS - R\$ mil**

CONSOLIDADO		
ATIVO	31.12.2014	31.03.2015
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>937.899</b>	<b>787.741</b>
DISPONIBILIDADES	501.424	280.401
Caixa e bancos	533	578
Aplicações financeiras	500.891	279.823
CRÉDITOS	330.742	290.583
Revendedores	34.088	34.841
Outras contas a receber	296.028	253.317
Devedores diversos	626	2.425
OUTROS	105.733	216.757
Tributos e contribuições sociais	10.774	10.774
Tributos a recuperar	64.291	76.461
Outros créditos	28.437	129.131
Despesas pagas antecipadamente	2.231	391
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>3.312.551</b>	<b>3.294.215</b>
Tributos e contribuições sociais diferidos	79.852	77.691
Outros tributos compensáveis	791	791
Cauções e depósitos vinculados	4.040	4.121
Outros créditos	12.660	58
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(12.609)	-
Imobilizado	3.148.769	3.138.003
Intangível	79.048	73.551
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>4.250.450</b>	<b>4.081.956</b>

CONSOLIDADO		
PASSIVO	31.12.2014	31.03.2015
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>	<b>1.516.875</b>	<b>1.144.800</b>
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	826.576	858.365
Empréstimos e financiamentos	501.267	799.299
Encargos de dívidas	325.309	59.066
FORNECEDORES	486.074	119.741
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	152.955	117.475
DIVIDENDOS PROPOSTOS E DECLARADOS	2.119	2.118
PROVISÕES	24.142	19.815
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	8.171	8.454
Provisão para litígios e contingências	15.971	11.361
OUTRAS CONTAS A PAGAR	25.009	27.286
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>1.369.086</b>	<b>1.378.240</b>
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	796.443	796.746
PROVISÕES PARA LÍTIGIOS E CONTINGÊNCIAS	53.175	66.096
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS	509.718	504.226
PROVISÃO PARA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO	9.458	11.002
OUTROS	292	170
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>1.364.488</b>	<b>1.564.834</b>
Capital Social	207.227	207.227
Reservas de Capital	254.172	254.213
Reservas de Lucro - Legal	-	-
Ajuste de avaliação patrimonial	986.016	970.166
Dividendos adicional propostos	-	-
Lucros acumulados	(82.927)	133.228
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>	<b>4.250.449</b>	<b>4.087.874</b>

Demonstração dos Resultados	1T14	1T15	Var (%) 1T14 X 1T15
<b>Receita Operacional Bruta</b>	814.007	733.551	-9,9%
Suprimento e Transporte de Energia	812.992	733.533	-9,8%
Outras Receitas	1.015	18	-98,2%
Deduções da Receita Operacional	(57.788)	(43.549)	-24,6%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>756.219</b>	<b>690.002</b>	<b>-8,8%</b>
<b>Custos do Serviço de Energia Elétrica</b>	<b>(202.903)</b>	<b>(340.806)</b>	<b>68,0%</b>
Pessoal	(18.044)	(17.623)	-2,3%
Entidade de Previdência Privada	(588)	(610)	3,7%
Material	(1.380)	(1.266)	-8,3%
Serviços de Terceiros	(26.710)	(14.476)	-45,8%
Compensação Financeira para Utilização de Recursos Hídricos	(17.008)	(11.492)	-32,4%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(69.673)	(215.775)	209,7%
Transmissão e Conexão	(23.222)	(28.145)	21,2%
Taxa de Fiscalização/Encargos	(1.251)	(1.539)	23,0%
Depreciação e Amortização	(40.225)	(42.758)	6,3%
Provisões Operacionais	(172)	(3.406)	1880,2%
Outras despesas (receitas) operacionais	(4.630)	(3.716)	-19,7%
<b>Resultado do Serviço</b>	<b>553.316</b>	<b>349.196</b>	<b>-36,9%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>593.541</b>	<b>391.954</b>	<b>-34,0%</b>
Receita (Despesa) Financeira	(10.429)	(43.965)	321,6%
Receitas Financeiras	11.584	11.092	-4,2%
Despesas Financeiras	(23.058)	(47.811)	107,4%
Variações Monetárias/cambiais - líquidas	1.045	(7.246)	-793,4%
<b>Resultado Antes dos Tributos</b>	<b>542.887</b>	<b>305.231</b>	<b>-43,8%</b>
Provisão para IR e Contribuição Social	(187.892)	(108.257)	-42,4%
Impostos Diferidos	2.925	3.331	13,9%
<b>Lucro Líquido do Exercício</b>	<b>357.920</b>	<b>200.305</b>	<b>-44,0%</b>

## GLOSSÁRIO

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

**Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica)** - Autarquia sob regime especial, que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil, zelando pela qualidade do serviço prestado, pelo trato isonômico dispensado aos usuários e pelo controle da razoabilidade das tarifas cobradas aos consumidores, preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria.

**Capacidade instalada dos sistemas interligados** - É o somatório das potências nominais das centrais geradoras e instalações de importação de energia em cada um dos sistemas interligados das regiões Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Neste último caso não é considerada a potência nominal relativa à Itaipu Binacional.

**Capacidade instalada nacional** - É a soma das capacidades instaladas dos sistemas interligados, acrescida das capacidades instaladas dos sistemas isolados.

**CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica)** - Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos. Atua sob autorização do Poder Concedente e da regulação e fiscalização da Aneel, com a finalidade de viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes da CCEE, restritos ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

**CDI (Certificado de Depósito Interbancário)** - Taxa de referência no mercado de juros, originada da média negociada entre instituições financeiras.

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

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

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

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

**Contrato bilateral** - Instrumento jurídico que formaliza a compra e venda de energia elétrica entre agentes da CCEE, tendo por objeto estabelecer preços, prazos e montantes de suprimento em intervalos temporais determinados.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**MRE (Mecanismo de Realocação de Energia)** - É direcionado a um pleno aproveitamento do parque produtivo, resultando num processo de transferência de energia entre geradores.

**ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico)** - Pessoa jurídica de direito privado autorizada a executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados.

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

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

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

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

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

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

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

**TAR (Tarifa Atualizada de Referência)** - É utilizada para o cálculo da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos. A tarifa é reajustada anualmente com base no IPCA.

**TUSDg (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para as geradoras)** - Tarifa destinada ao pagamento pelo uso do sistema de distribuição.

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