

# Divulgação de Resultados

3º TRI 2017



## CONCLUSÃO DAS AQUISIÇÕES DO COMPLEXO EÓLICO ALTO SERTÃO II E DO COMPLEXO SOLAR BOA HORA NO TRIMESTRE

Comentários da Sra. Clarissa Sadock

Diretora Vice-Presidente de Finanças e de Relações com Investidores

Concluimos nesse trimestre duas importantes aquisições: Complexo Eólico Alto Sertão II e o Complexo Solar Boa Hora, importantes passos na execução da nossa estratégia de diversificação de riscos e de criação de valor aos acionistas através do crescimento. A nossa meta é de obtermos 50% do EBITDA com fontes não hidráulicas com contratos regulados de longo prazo até 2020. Anunciamos também ao mercado a assinatura de um acordo de investimentos onde poderemos investir em usinas de fonte solar fotovoltaica no Estado de São Paulo. Somando os três projetos são 611,1 MW de capacidade instalada com contratos com preço médio de R\$ 189,00/MWh e média de PPAs superior a 18 anos.

Em 2017 a hidrologia tem sido um desafio para o setor em geral, mas a nossa estratégia de comercialização possibilitou a mitigação de cerca de R\$ 130,0 milhões de impacto hidrológico nos 9 meses de 2017. Realizamos a descontração de uma parcela da nossa energia em 2017 e fechamos novos contratos de energia, com o objetivo de mitigar uma eventual exposição ao mercado *spot*. Como resultado, fechamos o 3T17 com um nível de contratação de 79% para 2017. No longo prazo, mantemos nossa estratégia de aumentar a contratação de forma que o nível está atualmente em 78%, 61%, 46% e 17% para os anos de 2018, 2019, 2020 e 2021, respectivamente.

Em relação ao desempenho financeiro, registramos um EBITDA de R\$ 160,5 milhões este trimestre (com margem de 34,9%), queda de 25,2% quando comparado ao EBITDA do 3T16 de R\$ 214,5 milhões (com margem 53,3%). O resultado reflete a nossa estratégia de crescimento, como já mencionamos, com a entrada de Alto Sertão II no nosso portfólio, e mitigação do risco hidrológico.

O lucro líquido totalizou R\$ 37,9 milhões no 3T17, resultado 61,2% inferior ao obtido no 3T16 (R\$ 97,8 milhões). Com base neste lucro auferido, foi aprovada a distribuição de R\$ 41,7 milhões: R\$ 37,2 milhões de juros sobre capital próprio e R\$ 4,4 milhões sobre a forma de dividendos intermediários.

Vale mencionar a inauguração do nosso novo Centro de Operação (“COGE”), considerado o mais tecnológico do Brasil, em 25 de outubro de 2017, localizado na cidade de Bauru, São Paulo. O COGE conta com uma estrutura moderna, totalmente informatizada, integrando a operação de todas as usinas e eclusas da Companhia, aproveitando os ganhos de sinergia entre elas, garantindo a alta disponibilidade dos sistemas e permitindo o ganho de eficiência operacional para Companhia.

## RESULTADOS

# 3T17

### Teleconferência de resultados

07.11.2017  
12h00 (BRT) e 09h00 (EST)

Código: AES Tietê

Conexão:

- Brasil: +55 11 3193 1001

+55 11 2820 4001

- EUA: +1 888 700 0802

Slides da apresentação e áudio estarão disponíveis em:  
[ri.aestiete.com.br](http://ri.aestiete.com.br)

### Índice

DESTAQUES 3T17	3
PERFIL DA COMPANHIA	4
CONTEXTO SETORIAL	7
DESEMPENHO OPERACIONAL DO SETOR ELÉTRICO	14
DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL	17
DESEMPENHO FINANCEIRO	23
DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL	40
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIOS	41
GOVERNANÇA CORPORATIVA	46
ANEXOS / GLOSSÁRIO	49

AES Tietê Energia S.A. - R\$ milhões	3T16	3T17*	Var
Receita Bruta	453,6	515,2	13,6%
Receita Líquida	402,4	459,4	14,2%
Custos e Despesas Operacionais**	187,9	298,9	59,1%
EBITDA	214,5	160,5	-25,2%
Margem EBITDA - %	53,3%	34,9%	-18,4 p.p.
Lucro Líquido	97,8	37,9	-61,2%
Margem Líquida - %	24,3%	8,3%	-16,0 p.p.
Patrimônio Líquido	1.657,6	1.563,5	-5,7%
Dívida Líquida	972,3	2.574,0	164,7%
Geração de caixa operacional	275,7	223,0	-19,1%

\*Considera fonte hidráulica, eólica e outras subsidiárias da Companhia  
\*\*Não inclui depreciação e amortização

Índices	3T16	3T17	Var
Lucro Líquido/ PL	0,3x	0,2x	-0,1 p.p.
Dívida Líquida/ PL	0,6x	1,6x	1,0 p.p.
Dívida Líquida/ EBITDA ajustado**	0,9x	2,7x	1,8 p.p.
EBITDA ajustado** / Desp.Financ. Ajustado	4,2x	4,8x	0,6 p.p.

\*Últimos 12 meses  
\*\*Relacionada ao serviço da dívida e para o EBITDA dos últimos 12 meses de 3T17 considera-se do Complexo Eólico Alto Sertão II

Dados Operacionais	3T16	3T17	Var
Energia Gerada*** - GWh	3.189,1	3.029,0	-5,0%
Preço Médio Contratação**** (R\$/MWh)	149,38	161,07	7,8%
Investimentos - R\$ milhões	21,1	17,4	-17,5%
Colaboradores próprios	349	409	17,2%

\*\*\*Geração de energia da Fonte Hidráulica  
\*\*\*\*Contratos do Mercado Livre e Regulado

**TIET11: R\$ 12,80 (1/11/2017)**

**VALOR DE MERCADO: R\$ 5.037 milhões**

**VALOR DE MERCADO: US\$ 1.543 milhões**

São Paulo, 1º de novembro de 2017 - AES Tietê Energia S.A. (“Companhia” ou “AES Tietê Energia”) (B3: TIET3, TIET4 e TIET11) anunciou hoje os resultados referentes ao 3º trimestre de 2017 (“3T17”). As informações operacionais e financeiras da Companhia, exceto quando indicadas de outra forma, são apresentadas com base em números consolidados e em milhões de reais, de acordo com a legislação societária.

## DESTAQUES 3T17

### Hidrologia

- Afluência do SIN no 3T17 de 59,5% da MLT<sup>1</sup> (vs. 86,5% no 3T16) e de 77,2% da MLT na região SE/CO no 3T17 vs. 96,6% da MLT no 3T16;
- Nível dos reservatórios do SIN encerrou o 3T17 em 22,8%, inferior em 15,5 p.p. ao 3T16 (38,3%); e
- Rebaixamento médio de 38,1% no MRE no 3T17 vs. 17,2% no 3T16.

### Operacional

- Volume de energia gerada pelas usinas hidráulicas da AES Tietê Energia de 3.029,0 GWh no 3T17, 5,0% inferior ao gerado no mesmo período de 2016 (3.189,1 GWh) e de 518,6 GWh pelas usinas eólicas no 3T17, 35,9% superior ao registrado no 3T16 (381,6 GWh); e
- Nível dos reservatórios da Companhia encerrou o 3T17 em 38,0%, inferior em 17,5 p.p. ao 3T16 (55,5%).

### Comercial

- Preço *spot* do submercado SE/CO encerrou o 3T17 em R\$ 435,27/MWh, um aumento de R\$ 319,61/MWh em relação ao 3T16 (R\$ 115,65/MWh); e
- Nível de contratação da Companhia totalizou 79%, 78%, 61%, 46% e 17% do total de energia hidráulica disponível da Companhia para os anos de 2017, 2018, 2019, 2020 e 2021, respectivamente.

### Financeiro<sup>2</sup>

- Receita líquida de R\$ 459,4 milhões no 3T17, 14,2% superior ao 3T16 (R\$ 402,4 milhões);
- Custos e despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 298,9 milhões no 3T17, 59,1% superiores aos R\$ 187,9 milhões registrados no 3T16;
- PMSO<sup>3</sup> reportado totalizou R\$ 66,9 milhões no 3T17, um aumento de 11,7% vs. 3T16 (R\$ 59,8 milhões);
- EBITDA de R\$ 160,5 milhões no 3T17 vs. R\$ 214,5 milhões no 3T16; Lucro líquido de R\$ 37,9 milhões no 3T17 vs. R\$ 97,8 milhões no 3T16; e
- Distribuição de proventos no valor total de R\$ 41,7 milhões no 3T17.

### Estratégia de Crescimento

- Conclusão da aquisição do Complexo Eólico Alto Sertão II, localizado no Estado da Bahia, com capacidade instalada de 386,1 MW contribuindo com a estratégia de diversificação e crescimento da Companhia;
- Conclusão da aquisição do Complexo Solar Boa Hora, com capacidade total projetada de 91 MWp<sup>4</sup> (75 MWac<sup>4</sup>) e início de operação previsto para novembro de 2018; e
- Realização de acordo de investimentos do Complexo Solar Bauru, com capacidade total projetada de 180 MWp (150 MWac) e início de operação previsto para maio de 2018.

### Reconhecimentos

- A área de Relações com Investidores da Companhia ficou entre os Top 3 de *utilities* da América Latina do *ranking* da Revista *Institutional Investor*; e
- Eleita pelo 2º ano consecutivo entre as 150 Melhores Empresas para se trabalhar no Brasil pelo Guia 2017 da Revista *Você S/A*.

<sup>1</sup> Média de longo termo.

<sup>2</sup> Valores do 3T17 consideram resultados consolidados (usinas hidrelétricas e parques eólicos a partir da data de aquisição do ativo) e do 3T16 apenas das usinas hidrelétricas. Maiores detalhes poderão ser encontrados na seção “Desempenho Financeiro” deste documento.

<sup>3</sup> Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros.

<sup>4</sup> MWp = MW pico e MWac = MW corrente alternada.

## PERFIL DA COMPANHIA

A AES Tietê Energia, uma geradora do grupo AES Brasil, é uma Companhia de capital aberto com ações listadas na B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão (“B3”) (novo nome da antiga BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros) e está autorizada a operar como concessionária de uso do bem público, na geração e comercialização de energia elétrica e na condição de produtor independente de energia.

Por ser uma plataforma de energia adaptável às demandas de seus clientes, a AES Tietê Energia oferece produtos de pronta entrega e soluções sob medida que garantem autonomia em energia e permitem que os clientes decidam a forma mais sustentável de fornecimento em todos os sentidos: eficiência, disponibilidade, confiabilidade e inovação.

As *units* e ações da Companhia são negociadas no Nível 2 de Governança Corporativa da B3 sob os códigos TIET11 (“Unit”), TIET3 (“Ordinárias”) e TIET4 (“Preferenciais”). As *units* integram o Índice Brasil 100 (“IBrX 100”), o Índice de Energia Elétrica (“IEE”) e o Índice de Sustentabilidade Empresarial (“ISE”) da B3.

## PORTFÓLIO DE CAPACIDADE INSTALADA

A Companhia tem suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (“MME”). O contrato de concessão, referente à sua capacidade hidráulica, foi assinado em 20 de dezembro de 1999, com duração de 30 anos a partir de 1º de abril de 1999. Além da fonte hidráulica, a Companhia incluiu em seu portfólio a fonte eólica, por meio da aquisição do Complexo Eólico Alto Sertão II, que possui autorização para operar até 2046 - Leilão de Energia de Reserva (“LER”) e até 2047 - Leilão de Energia Nova A-3 (“LEN”). A fonte solar também passou a fazer parte do portfólio da AES Tietê Energia após a aquisição do Complexo Solar Boa Hora<sup>5</sup>, com autorização para operar até 2051. Ainda a respeito da fonte solar, a Companhia assinou um acordo de investimentos para a aquisição do Complexo Solar Bauru, localizado no município de Guaimbê, no estado de São Paulo.

### Fonte Hidráulica



A AES Tietê Energia é uma das mais eficientes geradoras hidráulicas de energia elétrica do Brasil, com um parque gerador composto por nove usinas hidráulicas e três Pequenas Centrais Hidrelétricas (“PCHs”). As concessões das usinas hidráulicas 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. Sua capacidade hidráulica instalada é de 2.658 MW e a garantia física bruta de seu parque hidráulico para o ano de 2017 é de 1.278 MWh.

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



### Usinas Hidráulicas da AES Tietê Energia:

● Água Vermelha (1.396 MW)	● Ibitinga (132 MW)
● Nova Avanhandava (347 MW)	● Euclides da Cunha (109 MW)
● Promissão (264 MW)	● Caconde (80 MW)
● Bariri (143 MW)	● Limoeiro (32 MW)
● Barra Bonita (141 MW)	● PCH Mogi-Guaçu (7 MW)
● PCH São Joaquim (3 MW)	● PCH São José (4MW)

<sup>5</sup> O início da operação comercial está previsto para novembro de 2018.

As doze usinas da AES Tietê Energia possuem licenças ambientais de operação válidas. Duas delas - Água Vermelha e Caconde - são licenciadas pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (“IBAMA”) e as demais pela Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (“CETESB”).

### Fonte Eólica



Em 03 de agosto de 2017, a AES Tietê Energia concluiu a aquisição do Complexo Eólico Alto Sertão II, localizado no Estado da Bahia. O Complexo Eólico possui capacidade instalada de 386,1 MW e energia contratada por 20 anos, por meio dos leilões de LER e LEN realizados em 2010 e 2011, cujos contratos expiram em 2033 e 2035, respectivamente.

Segue composição do Complexo Eólico Alto Sertão II:

Parques Eólicos - Alto Sertão II			
LER 2010	Capacidade Instalada (MW)	LEN (A-3) 2011	Capacidade Instalada (MW)
Dos Araças	31,9	Ametista	28,6
Da Prata	21,8	Borgo	20,2
Morrão	30,2	Caetité	30,2
Seraíma	30,2	Dourados	28,6
Tanque	30,0	Espigão	10,1
Ventos do Nordeste	23,5	Maron	30,2
<b>TOTAL</b>	<b>167,7</b>	Pelourinho	21,8
		Plões	30,2
		Serra do Espinhaço	18,5
		<b>TOTAL</b>	<b>218,4</b>

### Fonte Solar

Em 1º de agosto de 2017 a AES Tietê Energia assinou um contrato de aquisição do Complexo Solar Boa Hora, para a construção de usinas fotovoltaicas. A planta foi outorgada no 8º LER realizado em 13 de novembro de 2015 com o direito de fornecimento de energia contratada por 20 anos e início de operação comercial previsto para novembro de 2018, com capacidade total projetada de 91 MWp (75 MWac).

Em 25 de setembro de 2017, a Companhia firmou um acordo de investimentos com a Cobra do Brasil para a aquisição do Complexo Solar Bauru, que será construído no município de Guaimbê no Estado de São Paulo. A planta foi outorgada no 6º LER realizado em 31 de outubro de 2014, com energia contratada por 20 anos, capacidade instalada projetada de 180 MWp (150MWac) e início de operação comercial previsto para maio de 2018.



## **ESTRATÉGIA DE CRESCIMENTO DA AES TIETÊ ENERGIA**

A estratégia da AES Brasil, grupo do qual a AES Tietê Energia faz parte, está orientada por uma nova missão e visão, revisada para o ciclo de 2017-2021. A Companhia tem como missão promover o bem-estar e o desenvolvimento com o fornecimento seguro, sustentável e confiável de soluções de energia. Sua visão é ter o reconhecimento de seus clientes e acionistas como principal parceiro de soluções inovadoras de energia de forma segura, sustentável, confiável e acessível. Promover inovação, garantir a eficiência operacional, ampliar opções e reduzir riscos são os quatro direcionadores estratégicos definidos pela Companhia para atingir seus objetivos.

Dessa maneira, alinhado com os direcionadores estratégicos e missão e visão da AES Brasil, a AES Tietê Energia tem como foco, até 2020, compor 50% do seu EBITDA com fontes de energia não hidráulicas e contratos regulados de longo prazo. Adicionalmente, a Companhia busca complementar o seu portfólio com novas energias/tecnologias, como geração distribuída e armazenamento de energia via baterias.

## **PLATAFORMA COMERCIAL INTEGRADA CENTRADA NO CLIENTE**

Como destacado ao longo dos últimos períodos, a AES Tietê Energia vem trabalhando para estruturar uma plataforma comercial integrada de produtos e soluções inovadoras de energia, atuando de ponta a ponta, com soluções de pronta entrega e sob medida para levar aos seus clientes uma oferta flexível e centrada nas suas necessidades. A plataforma comercial atua nas seguintes frentes:

- **Energia pronta entrega:**
  - Comercialização de energia convencional e incentivada no mercado livre.
- **Soluções de energia sob medida:**
  - Geração distribuída, incluindo projetos em energia solar e cogeração a gás;
  - Armazenamento de energia via baterias (“*Energy Storage*”), contando com a *expertise* e liderança global do Grupo AES;
  - Autoprodução de energia renovável;
  - Infraestrutura elétrica, como construção, operação e manutenção de cabines primárias, subestações e redes elétricas internas; e
  - Eficiência Energética e melhoria dos sistemas elétricos, como iluminação e equipamentos, sensoriamento, automação e monitoramento.
- **Produtos verdes:**
  - Venda de Certificados de Energia Renovável (“*RECs*”); e
  - Reflorestamento.

Anunciamos no 2T17 o início da operação comercial de uma das subsidiárias integrais da AES Tietê Energia, a AES Tietê Integra, que tem como objetivo oferecer serviços de energia voltados para empresas dos setores de comércio, indústria e serviços e que demandam gestão e infraestrutura energética personalizadas para suas operações. Além de contratos já celebrados de eficiência energética, adequação de infraestrutura elétrica e de consultoria em energia, a subsidiária também se prepara para lançar novos produtos e serviços que visaram unir, de forma inovadora e disruptiva, as tradicionais formas de prestação de serviços da área de energia às novas tendências tecnológicas e de mercado.

No que tange a evolução da plataforma comercial, para acompanhar a ampliação do portfólio de soluções da geração ao consumo, novos processos internos foram definidos, uma área de inteligência de mercado foi criada com o objetivo de garantir a aderência dos produtos e modelos de negócios às principais demandas de cada segmento do mercado, toda a equipe de relacionamento com o cliente passou por um extenso programa de capacitação técnica e comportamental, e um novo sistema de gestão de relacionamento com o cliente foi implementado para gerir todas as etapas do ciclo comercial, desde a identificação do mercado potencial, até a gestão do pós-venda.

## CONTEXTO SETORIAL

### GERAÇÃO HIDRÁULICA NO BRASIL

A energia produzida pelas geradoras no Brasil é destinada ao SIN, que é formado por usinas geradoras das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e de parte da região Norte do País. As atividades de coordenação e controle da operação são executadas pelo ONS, que procura manejar o estoque de energia de forma a garantir a segurança em todo o País, com o objetivo de minimizar o custo total de operação do sistema.

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

De acordo com as regras do MRE, o volume total da energia gerada no MRE é alocado para cada usina participante desse mecanismo de forma proporcional aos seus respectivos níveis de garantia física<sup>6</sup> (“energia assegurada”). Essa alocação busca garantir que todas as usinas participantes do MRE atinjam seus níveis de garantia física, independentemente da produção real. Se, após essa alocação, todos os participantes do MRE atingirem suas respectivas garantias físicas e ainda houver saldo de energia produzida, o adicional da geração, denominada “Energia Secundária”, é alocado proporcionalmente entre os geradores. A energia secundária alocada, será liquidada no mercado de curto prazo ao Preço de Liquidação das Diferenças (“PLD”).

Da mesma forma, quando a geração de energia for inferior à garantia física das usinas do MRE, esse déficit também é rateado proporcionalmente entre os participantes do MRE através do *Generation Scaling Factor* (“GSF” ou “risco hidrológico” ou “ajuste MRE”), efeito conhecido como “rebaixamento” da garantia física no MRE. Esse rebaixamento pode resultar em exposições ao mercado de energia de curto prazo e conseqüentemente ao PLD.

Pode ocorrer da alocação de energia no MRE se dar em um submercado distinto daquele onde a energia foi gerada, criando exposições à diferença entre o PLD dos submercados onde a usina se localiza e onde a energia é alocada. Tais exposições, sejam elas positivas ou negativas, estão sujeitas a um mecanismo de alívio financeiro e podem ser reduzidas ou eliminadas, dependendo da contabilização de curto prazo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”) do mês em que se configuram.

Adicionalmente, as usinas despachadas pelo ONS estão sujeitas à aplicação do Mecanismo de Redução de Garantia Física (“MRA” ou “MRGF”). O MRA verifica se as usinas despachadas pelo Operador do sistema 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 considerados pelo ONS. Caso sejam descumpridos os requisitos de disponibilidade pelas usinas, a garantia física é ajustada, podendo gerar exposições ao mercado de energia de curto prazo.

Os efeitos do MRA e das alocações do MRE são calculados e contabilizados pela CCEE.

<sup>6</sup> A garantia física, calculada pela Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”) e pela ANEEL para cada usina hidrelétrica, é a quantidade de energia que uma usina é permitida a comercializar.

## COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA HIDRÁULICA

A comercialização de energia, de acordo com as regras vigentes, é realizada em dois ambientes: o Ambiente de Contratação Livre (“ACL”) e o Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”). No ACL, os contratos de compra e venda de energia elétrica são negociados entre geradores, comercializadores e consumidores livres e especiais. Os contratos podem ser de curto, médio ou longo prazo e o preço e o volume são negociados livremente entre as partes envolvidas.

Consumidores livres convencionais são aqueles que possuem demanda mínima contratada igual ou superior a 3 MW e podem escolher o seu fornecedor de energia elétrica (gerador e/ou comercializador) mediante livre negociação, adquirindo energia com qualquer fonte, incentivada e/ou convencional. A fonte incentivada advém de PCHs, Usinas Térmicas de Biomassa, Parques Eólicos e Plantas Solares. A fonte convencional inclui grandes usinas hidráulicas ou termelétricas que possuem demanda contratada acima de 30 MW.

Consumidores especiais, são aqueles cuja demanda está entre 500 kW e 3 MW. Estes são obrigados a adquirir energia de fontes incentivadas especiais (eólica, biomassa, PCH ou solar).

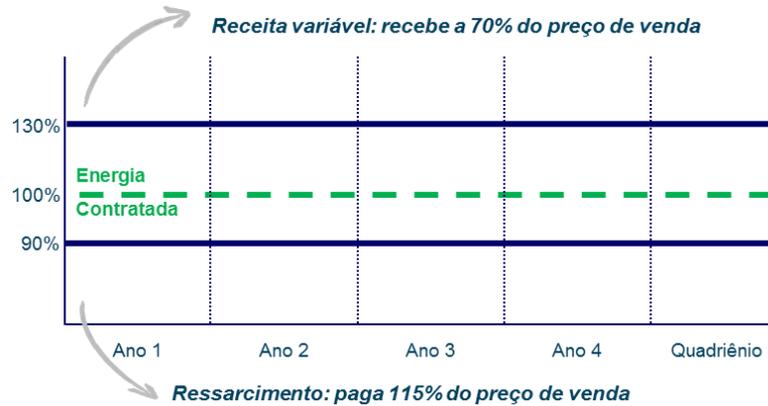
No ACR a venda da energia ocorre por meio de leilões promovidos pela CCEE, sob delegação da ANEEL. Os contratos negociados nesse ambiente são denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (“CCEAR”) e as condições contratuais são reguladas pela ANEEL. O preço desses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

Os contratos celebrados nesses ambientes são liquidados e contabilizados pela CCEE, que também apura a energia produzida pelas usinas participantes do MRE e a garantia física disponível para contratação. A eventual diferença é liquidada no mercado spot (“mercado de curto prazo”) com o objetivo inicial de atender ao MRE e às geradoras que não conseguiram produzir energia suficiente para suprir os seus contratos de energia. Em um segundo momento, caso haja um excedente de geração, a energia gerada (“energia secundária”) pode ser liquidada no mercado spot ao valor do PLD.

## COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA

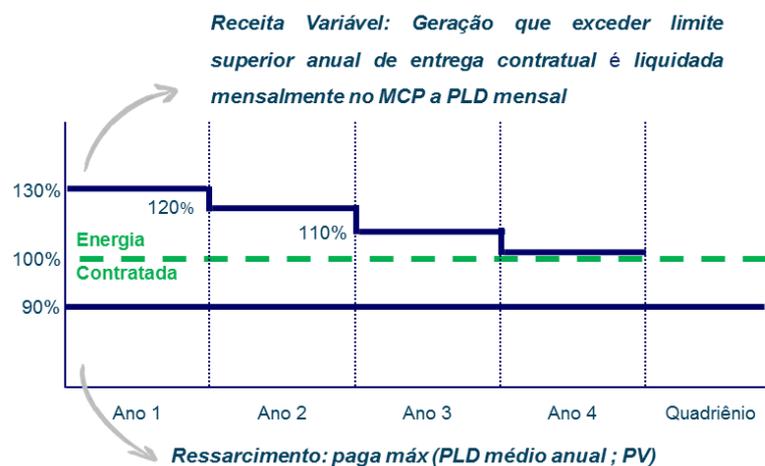
Os projetos de energia eólica são comercializados através de leilões regulados de energia. Os parques eólicos de Alto Sertão II adquiridos pela AES Tietê Energia comercializaram energia em dois leilões: LER e LEN.

O mecanismo contratual do LER prevê o recebimento de uma receita fixa mensal que independe da geração realizada mensalmente e corresponde ao preço da energia contratada, com apurações anuais e quadriênis a fim de verificar as diferenças entre geração realizada e contratada. Na apuração anual, quando a geração for menor que 90% do contrato, a diferença entre o montante gerado e 90% do contrato será valorada a 115% do *Power Purchase Agreement* (“PPA”) e ressarcida em 12 parcelas iguais a partir do ano seguinte. Quando a energia gerada for acima de 130% do contrato, o montante que exceder este limite será valorado a 70% do PPA e recebido em 12 parcelas iguais a partir do ano seguinte. Ao final dos quadriênios, o eventual saldo da geração contida na faixa entre 90%-130% do contrato, será valorada ao PPA e caso positiva, recebida em 24 parcelas e caso negativa, ressarcida em 12 parcelas, ambas a partir no ano seguinte.



QUADRIÊNIO	1°	2°	3°	4°	5°
INÍCIO	Set/13	Set/17	Set/21	Set/25	Set/29
TÉRMINO	Ago/17	Ago/21	Ago/25	Ago/29	Ago/33

Para o caso do LEN, o mecanismo contratual prevê assim como o LER, o recebimento da receita fixa mensal independente da geração realizada mensalmente. Os ressarcimentos anuais para a geração anual inferior a 90% da energia contratada são valorados ao maior valor entre o preço de contrato e o PLD médio do ano. No caso superior, para os anos 1, 2 3 e 4 os limites são respectivamente, 130%, 120%, 110% e 100% da energia contratada. A receita variável nesse caso é composta pela geração que exceder limite superior anual de entrega contratual e será liquidada mensalmente no MCP a PLD mensal. Para a apuração quadrienal, a eventual geração contida na faixa 90%-100% da energia contratada deverá ser valorada ao maior valor entre o PLD médio do quadriênio e o preço de contrato, e ser ressarcida em 12 parcelas iguais a partir do ano seguinte.



QUADRIÊNIO	1°	2°	3°	4°	5°
INÍCIO	Jan/16	Jan/20	Jan/24	Jan/28	Jan/32
TÉRMINO	Dez/19	Dez/23	Dez/27	Dez/31	Dez/35

Adicionalmente, também pode ocorrer a descontração da energia comercializada nos leilões por meio do mecanismo de compensação de sobras e déficits (“MCSD”). Os parques eólicos do Alto Sertão II que comercializaram energia no leilão LEN 2011, utilizaram desse mecanismo e desconstruíram 100,2 MWm do PPA de janeiro a dezembro de 2017. O MCSD tem a tarefa de ajustar as diferenças nos CCEARs, exclusivamente decorrentes de energia existente, em três situações: perda de grandes consumidores, quando estes passam a ser livres; acréscimo aos contratos celebrados antes de 16 de março de 2004, ou por outros desvios de mercado. As cessões são transferências contratuais de energia do CCEAR de um distribuidor que possui sobra de energia para outro, que possui déficit. Estas transações implicam formalização de Termos de Cessão e um rígido e minucioso controle das transferências contratuais por parte dos agentes vendedores, que solicitaram à CCEE a centralização da apuração e liquidação destas operações.

Em 26 de maio de 2011, as controladas indiretas Da Prata, Araçás, Morrão, Seraíma, Tanque e Ventos do Nordeste assinaram contrato de energia de reserva (“CER”) na modalidade quantidade de energia elétrica, com a CCEE, por meio do qual, venderão toda sua produção de energia elétrica, por um prazo de 20 anos.

Em 13 de agosto de 2012, as controladas indiretas Ametista, Borgo, Caetité, Dourados, Espigão, Maron, Pelourinho, Pilões e Serra do Espinhaço assinaram contrato de comercialização de energia no ambiente regulado (CCEAR), na modalidade disponibilidade de energia elétrica, com diversas distribuidoras de energia, por meio do qual venderão toda sua produção de energia elétrica, a partir de 1º de janeiro de 2016 com prazo final em abril de 2035, conforme tabela a seguir.

Em 27 de dezembro de 2016, as controladas indiretas Ametista, Borgo, Dourados, Espigão, Maron, Pelourinho, Pilões e Serra do Espinhaço participaram do MCSD, desconstruindo um volume total de 100,2 MWm de energia dos parques do LEN 2011 (A-3), para o período de janeiro a dezembro de 2017. Após este período, as respectivas controladas indiretas retornarão a atender os contratos regulados do LEN 2011 (A-3).

Companhias do Grupo	Ref. Contrato	Compradora	Valores				Prazo			
			Valor original do Contrato	Energia anual contratada (MWh)	Preço histórico MWh (R\$)	Preço atualizado MWh (R\$)	Inicial	Final	Índice de correção	Mês de reajuste
<b>Geração de energia eólica</b>										
Centrais Eólicas da Prata S.A.	LER 05/2010	CCEE	214.701	88.476	121,25	184,63	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Centrais Eólicas dos Araçás S.A.	LER 05/2010	CCEE	295.480	121.764	121,25	184,63	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Morrão S.A.	LER 05/2010	CCEE	312.486	128.772	121,25	184,63	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Seraíma S.A.	LER 05/2010	CCEE	325.241	134.028	121,25	184,63	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Tanque S.A.	LER 05/2010	CCEE	295.480	121.764	121,25	184,63	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Ventos do Nordeste S.A.	LER 05/2010	CCEE	214.701	88.476	121,25	184,63	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Ametista S.A.	LEN 02/2011	Distribuidoras	245.424	121.764	101,53	145,30	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Borgo S.A.	LEN 02/2011	Distribuidoras	169.917	84.972	100,73	144,15	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Caetité S.A.	LEN 02/2011	Distribuidoras	250.919	125.268	100,90	144,39	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Dourados S.A.	LEN 02/2011	Distribuidoras	231.549	115.632	100,87	144,35	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Espigão S.A.	LEN 02/2011	Distribuidoras	86.976	42.924	102,07	146,07	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Maron S.A.	LEN 02/2011	Distribuidoras	243.154	120.888	101,32	145,00	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Pelourinho S.A.	LEN 02/2011	Distribuidoras	207.730	103.368	101,23	144,87	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Pilões S.A.	LEN 02/2011	Distribuidoras	228.018	114.756	100,09	143,24	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Serra do Espinhaço S.A.	LEN 02/2011	Distribuidoras	154.294	77.964	99,69	142,66	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro

## ATUALIZAÇÕES REGULATÓRIAS DO SETOR HIDRELÉTRICO

### Limites máximo e mínimo do PLD

Em 13 de dezembro de 2016 foi publicada a Resolução Homologatória nº. 2.190/2016, que estabeleceu os limites máximos e mínimos do PLD para o ano de 2017. O PLD mínimo e máximo foi definido em R\$ 33,68/MWh e R\$ 533,82/MWh, respectivamente (vs. PLD mínimo de R\$ 30,25/MWh e máximo de R\$ 422,56/MWh para o ano de 2016).

### Mudanças no cálculo do PLD

Com o objetivo de reduzir distorções no sinal de PLD, decorrente do despacho térmico fora da ordem de mérito definido na operação real do sistema, foram iniciadas discussões no setor elétrico ao longo do ano de 2016 sobre a necessidade de ajuste no parâmetro de aversão ao risco adotados nos modelos de formação do preço.

A Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (“CPAMP”), em reunião realizada em 18 de outubro de 2016, aprovou a utilização de patamar único para a representação do custo de déficit (“custo da falta de energia”) e de novos parâmetros do Valor Condicionado a um Dado Risco (“CVaR”), a serem aplicados no planejamento da operação e na formação de preço. Tais alterações implicam no aumento da aversão ao risco representada nos modelos computacionais.

Em fevereiro de 2017 o MME determinou que a adequação dos parâmetros do CVaR, com efeito a partir da primeira semana operativa de maio de 2017, porém para efeitos de planejamento da expansão, o parâmetro foi adotado imediatamente. A alteração do parâmetro lambda do CVaR de 25 para 40 está associada ao maior grau de aversão a risco que se deseja adotar. Na visão da Companhia, tal adequação é importante para que o PLD reflita, com maior precisão, a realidade das condições operativas do SIN, permitindo a incorporação dos custos dos cenários críticos no cálculo da formação de preços. Adicionalmente, espera-se que o aumento na aversão a risco deverá reduzir a necessidade de despacho por segurança energética fora da ordem de mérito. A depender da hidrologia da revisão dos parâmetros nos modelos, a expansão da oferta de energia e de linha de transmissão, da evolução e projeção da carga do SIN, o valor do PLD poderá ser afetado.

A partir da primeira semana operativa de 2018 serão representadas perdas elétricas nos modelos computacionais, conforme Consulta Pública MME nº 35/2017. A modelagem permite uma representação mais detalhada das perdas elétricas no modelo, indicando melhora das políticas de operação. Um estudo realizado pela CPAMP indicou aumento do PLD dos submercados, em torno de R\$ 11/MWh, caso a metodologia fosse aplicada em jan/17.

Conforme cronograma da CPAMP, ao longo de 2017 estudos sobre a implementação do preço horário e novas Metodologias de Aversão ao Risco estão em desenvolvimento, visando aprovação até 31 de julho de 2018 para serem consideradas na formação de preços em janeiro de 2019.

### Impactos da retração de geração hidráulica no MRE / GSF

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

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

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

Assim, desde o final de 2013, a geração das usinas hidráulicas participantes do MRE tem sido menor do que as suas respectivas garantias físicas, resultando em uma variável das regras de comercialização do GSF menor do que 1, que indica o nível de rebaixamento das garantias físicas para efeito da contabilização do mercado de curto prazo.

As recentes liminares obtidas por agentes do setor elétrico limitaram ou neutralizaram o impacto do deslocamento hidrelétrico para algumas usinas pertencentes ao MRE. A Associação dos Produtores

Independentes de Energia Elétrica (“APINE”) obteve, em 1º de junho de 2015, liminar favorável a todas as geradoras hidráulicas abarcadas pela associação, entre elas a AES Tietê Energia, que impede que tal deslocamento hidrelétrico seja alocado aos geradores detentores da liminar nas próximas liquidações.

Desde 1º de junho de 2015 a Companhia está sob os efeitos da liminar mencionada acima, com impacto acumulado até 30 de setembro de 2017 de R\$ 445,6 milhões, sendo este valor líquido de inadimplência nas liquidações.

### **Repactuação do GSF**

O regulador apresentou duas propostas para a repactuação do risco hidrológico: uma para o ACR e outra para o ACL. Apesar da Companhia se enquadrar na proposta do ACL, ela decidiu por não aderir à mesma, uma vez que não fazia sentido do ponto de vista econômico.

Na contribuição da Audiência Pública para regulamentar o art. 2º da Lei 13.203/2015, a maioria dos geradores do MRE e de suas associações de classe - APINE e ABRAGE<sup>7</sup> - argumentaram que o PLDx seria na ordem de R\$ 70/MWh, valor este baseado no valor da margem líquida da energia considerada para o cálculo da extensão da concessão para os geradores que repactuaram o risco hidrológico no ACR. O prazo para contribuições da Audiência Pública se encerrou em 6 de fevereiro.

Como resultado da Audiência Pública foi determinado:

- (i) o volume a ser considerado como Geração Fora da Ordem de Mérito (“GFOM”) deve ser considerado como a geração despachada por segurança energética e razões elétricas, critérios estes a serem definidos pelo ONS; e
- (ii) o valor a ser ressarcido aos geradores participantes do MRE pelo deslocamento hidrelétrico resultante da GFOM corresponde ao PLD do referido período subtraído do PLDx. O PLDx representa a mediana anual do PLD histórico desde 2001 a dezembro de 2016, de R\$ 108,07/MWh.

Esta determinação foi aprovada na publicação da Resolução da ANEEL, em 27 de abril de 2017.

### **Consulta Pública nº 32 do MME: Reorganização do Setor Elétrico**

Por meio da Portaria MME nº 251/2017, de 03 de julho de 2017, o MME, no papel institucional de formulador, indutor e supervisor das políticas públicas setoriais na área de energia, abriu Consulta Pública na qual apresenta um conjunto de princípios que devem ser perseguidos ao se desenhar aprimoramentos ao arcabouço legal, institucional e regulatório do setor elétrico, de modo a proporcionar um ambiente de confiança, inovação e competitividade entre os agentes e instituições, na direção de objetivos que contemplem critérios técnicos, econômicos e de sustentabilidade socioambiental.

O período de contribuição dessa Consulta se encerrou no dia 02 de agosto e até o momento não foram publicados resultados.

### **Consulta Pública nº 33 do MME: Aprimoramento do Setor Elétrico**

O MME abriu Consulta Pública, por meio da Portaria MME nº 254/2017, de 05 de julho de 2017. De forma a construir uma visão de futuro, contemplando elementos básicos que levem a um modelo adaptado às pressões externas às quais o Setor Elétrico Brasileiro é exposto e garantir sua sustentabilidade no longo prazo orientar, o MME elaborou propostas específicas capazes de instrumentalizar os conceitos em medidas efetivas de modernização e racionalização econômica do setor elétrico que permitam um

---

<sup>7</sup> Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica.

primeiro aprimoramento de seu marco regulatório e comercial, considerando, (i) decisões que orientam a reforma e elementos de coesão; (ii) aumento da flexibilidade de aspectos do modelo do setor elétrico; (iii) alocação adequada de custos entre os agentes; e (iv) medidas de sustentabilidade.

No âmbito do segmento de geração, a proposta de maior destaque foi direcionada à solução ao GSF que propõe compensar as companhias pelos custos relacionados à GFOM desde janeiro de 2013 desde que as geradoras finalizem as disputas legais para isenção ou mitigação do risco hidrológico e efetuem o pagamento do montante. Tal compensação seria feita através de uma extensão do contrato de concessão a ser determinado pela própria ANEEL baseado no Valor Presente Líquido do montante desembolsado pela geradora.

A Consulta Pública também propõe a ampliação do Mercado Livre, reduzindo gradualmente a carga mínima de acesso de consumidores neste ambiente de contratação a partir de 2020, o que potencialmente poderá trazer maior acessibilidade a diferentes tipos de consumidores e aumentar o mercado de comercialização para as geradoras de energia.

O período de contribuição se encerrará no dia 17 de agosto e até o momento não foram divulgados os resultados.

## GERAÇÃO EÓLICA NO BRASIL

O desenvolvimento da fonte eólica tomou fôlego no País com a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas<sup>8</sup> (“PROINFA”) em 2002, devido, principalmente, ao aumento da demanda por energia derivada do crescimento econômico Brasileiro. No final de 2009 aconteceu o segundo Leilão de Energia de Reserva, primeiro leilão exclusivo para fonte eólica, onde foram contratados 1,8 GW. De 2010 em diante, a fonte teve forte presença nos leilões de energia de reserva e nova, sendo protagonista na expansão da geração através de fontes renováveis.

Nos últimos anos a geração eólica vem se mostrando fundamental para a composição da matriz energética nacional. O apoio do Governo Brasileiro é essencial para que a fonte continue crescendo. Além da criação do PROINFA, o governo também criou programa de incentivo fiscal para parte da cadeia produtiva do setor, uma política bem-sucedida e de extrema importância para o desenvolvimento da fonte no País.

O ano de 2016 representou um grande marco para o setor, com o atingimento de 10 GW de capacidade eólica instalada no País. Neste ano, 81 novos parques entraram em operação, um acréscimo de aproximadamente 2,0 GW de potência. Com 430 parques, o ano terminou com 10,7 GW de capacidade eólica instalada, 7,1% da capacidade nacional, de acordo com a Associação Brasileira de Energia Eólica (“ABEEólica”).

Em dezembro de 2017 serão realizados dois LENs (A-4 e A-6) que serão dedicados a venda de projetos de energia eólica e solar, mostrando o comprometimento do Governo em fomentar o crescimento da participação de fontes renováveis.

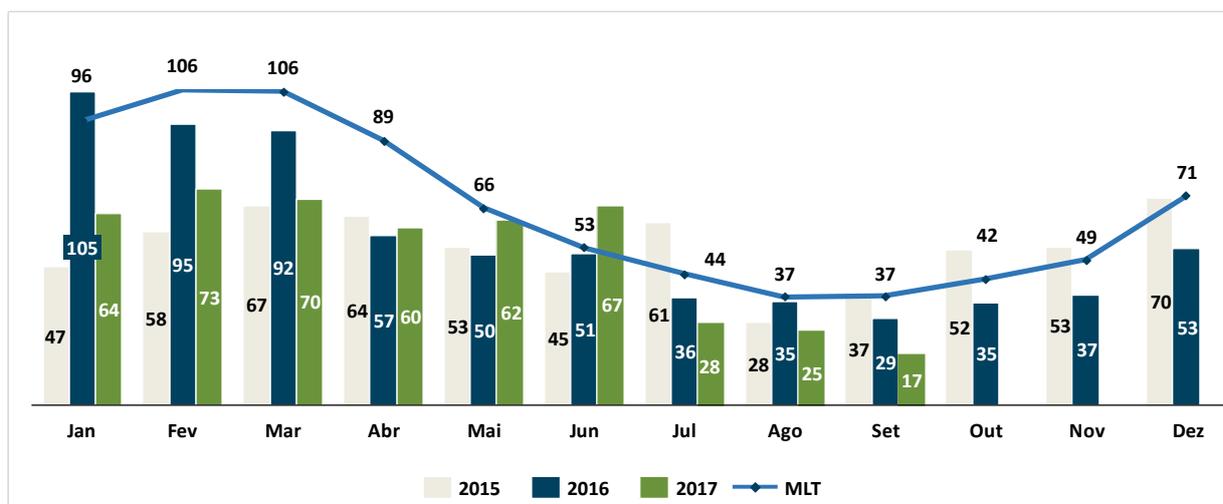
<sup>8</sup> Programa instituído com o objetivo de aumentar a participação de energia proveniente de fontes renováveis no País e com isso garantir a segurança no abastecimento de energia elétrica. Algumas das principais características do programa eram: tarifa fixada, garantia de acesso ao SIN, contratos de venda de energia com a Eletrobras, financiamento especial para o programa e índice de nacionalização de 60% (Fonte: MME).

## DESEMPENHO OPERACIONAL DO SETOR HIDRÁULICO

### RESERVATÓRIOS, DESPACHO TÉRMICO, AFLUÊNCIA E CARGA

O gráfico a seguir apresenta a afluência mensal registrada (também conhecida como Energia Natural Afluente (“ENA”)<sup>9</sup>) para o SIN ao longo de 2015, 2016 e 2017. Como pode ser observado, a afluência registrada em 2017 esteve inferior à MLT dos respectivos períodos, em especial no mês de setembro que registrou a pior afluência histórica.

Energia Natural Afluente no SIN<sup>10</sup> - GWm  
2015 vs. 2016 vs. 2017 MLT<sup>11</sup>



Fonte: ONS

#### Comparativo 3T16 vs. 3T17 e 9M16 vs. 9M17

No 3T17, a afluência registrada no SIN totalizou 59,5% da MLT, inferior em 27,0 p.p. em relação à afluência média do 3T16, que totalizou 86,5% da MLT. A afluência do submercado Sudeste/Centro-Oeste (“SE/CO”), que representa aproximadamente 70% do sistema em capacidade de armazenamento e região na qual as usinas da Companhia estão localizadas, apresentou uma redução de 19,4 p.p. quando comparada com a afluência do 3T16 (77,2% da MLT no 3T17 vs. 96,6% da MLT no 3T16).

No acumulado do ano de 2017, a afluência no SE/CO ficou em 77,3% da MLT, uma redução de 20,8 p.p., em relação à média de longo termo do período, quando comparado ao mesmo período de 2016, impactada principalmente pela redução de 34,5 p.p. da afluência registrada no 1T17 vs. 1T16, além da redução da afluência na comparação do terceiro trimestre de 2017 e 2016, conforme mencionado. Essa mesma tendência de baixa nas afluências dos primeiros nove meses de 2017 vs. 2016 verificou-se para o SIN (73,5% da MLT nos 9M17 vs. 89,2% da MLT nos

9M16).

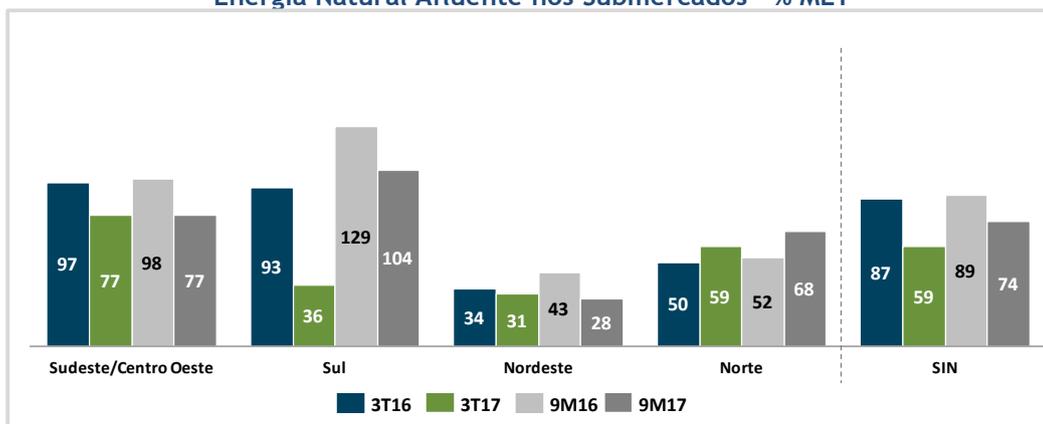
O gráfico a seguir apresenta um comparativo da evolução da ENA em cada um dos submercados e para o SIN, no terceiro trimestre e nos primeiros nove meses de 2016 e 2017, em relação à MLT.

<sup>9</sup> ENA é um parâmetro utilizado para representar as afluências em um aproveitamento hidrelétrico.

<sup>10</sup> Valor da Energia Natural Afluente previsto para setembro de 2017.

<sup>11</sup> Atualmente o setor utiliza os valores da MLT divulgados em setembro de 2017, referentes à média de longo prazo desde 1931, e passíveis de alterações (Fonte: ONS).

### Energia Natural Afluyente nos Submercados - % MLT



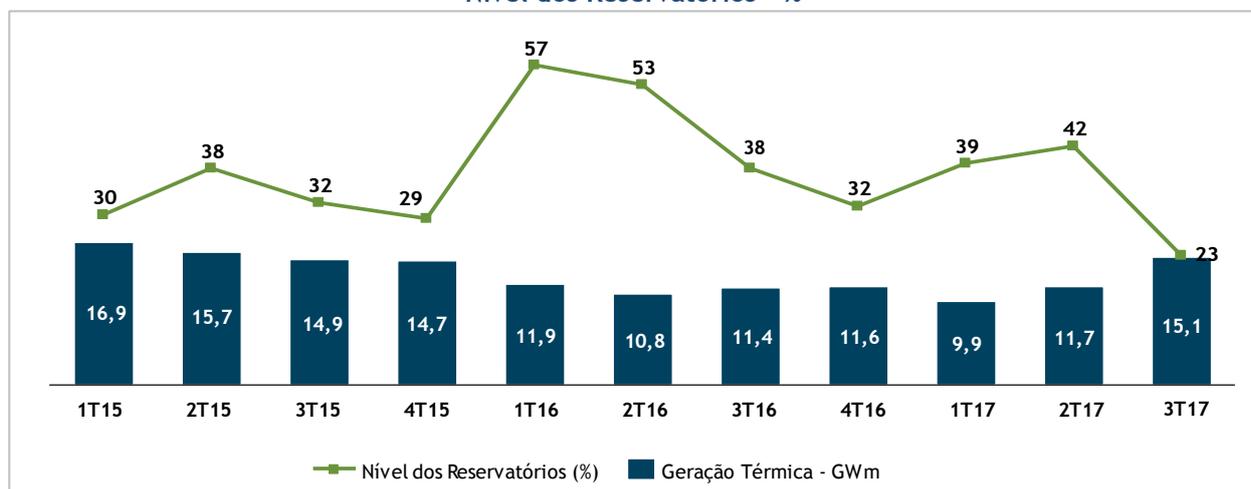
Fonte: ONS

### Geração Térmica

No 3T17 a geração térmica no SIN foi de 15,1 GWm vs. 11,4 GWm no 3T16, em função da atualização de um parâmetro do CVaR, que teve efeito a partir da primeira semana operativa de maio de 2017 resultando no aumento da aversão ao risco, e da piora da hidrologia observada no último período úmido, que confirmou um dos piores períodos úmidos da história.

O gráfico a seguir ilustra a evolução da geração térmica do SIN desde o 1T15 até o 3T17.

### Geração Térmica do SIN<sup>12</sup> Nível dos Reservatórios - %



O gráfico a seguir mostra um comparativo entre o despacho térmico dentro e fora da ordem de mérito registrado para o SIN desde janeiro de 2014. Como é possível observar, desde maio de 2015 verificou-se um aumento relevante do despacho fora da ordem de mérito, o que interfere na correta formação de preços e conduz a valores mais baixos de PLD no período, em particular no submercado SE/CO.

<sup>12</sup> Dados do ONS.

O motivo do elevado despacho térmico fora da ordem de mérito neste período estava associado a uma prática mais conservadora por parte do ONS objetivando assegurar a recuperação dos níveis dos reservatórios para o período seco, que é registrado durante os meses de maio até novembro para os submercados SE/CO, Norte e Nordeste.

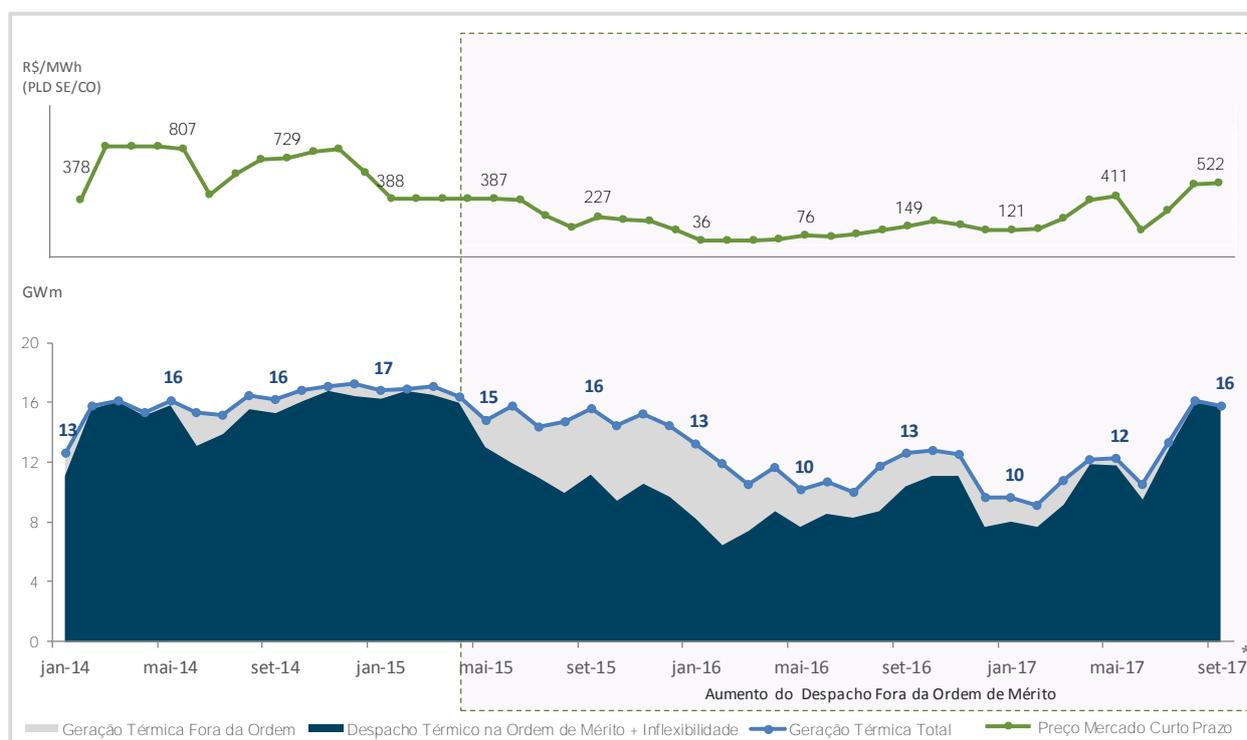
Desde então, tem-se observado uma redução do despacho térmico total no comparativo com o ano de 2015.

Destaca-se que o recente posicionamento adotado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (“CMSE”) de reduzir a geração térmica fora da ordem de mérito por razões de segurança energética tende a aproximar a formação de preços de energia e a operação do sistema, o que é desejável e saudável para a correta sinalização ao mercado das condições do sistema.

Conforme descrito na seção “Mudanças no cálculo do PLD”, ainda no sentido de aproximar a formação de preço da aversão ao risco na operação real do sistema e reduzir o despacho térmico fora da ordem de mérito, em fevereiro de 2017 o MME aprovou as alterações na metodologia de cálculo do PLD. A aprovação do novo parâmetro de aversão a risco foi aprovada em 27 de abril de 2017, conforme descrito na seção “Repactuação do GSF”.

O custo adicional do despacho fora da ordem de mérito é arcado, principalmente, pelos consumidores através do Encargo de Serviço do Sistema (“ESS”), mas tem impacto direto na redução da alocação de garantia física no MRE pelo fator GSF, apesar de não ser um risco de natureza hidrológica.

### Despacho térmico do SIN em relação à ordem de mérito - GWm vs. PLD no submercado SE/CO - R\$/MWh



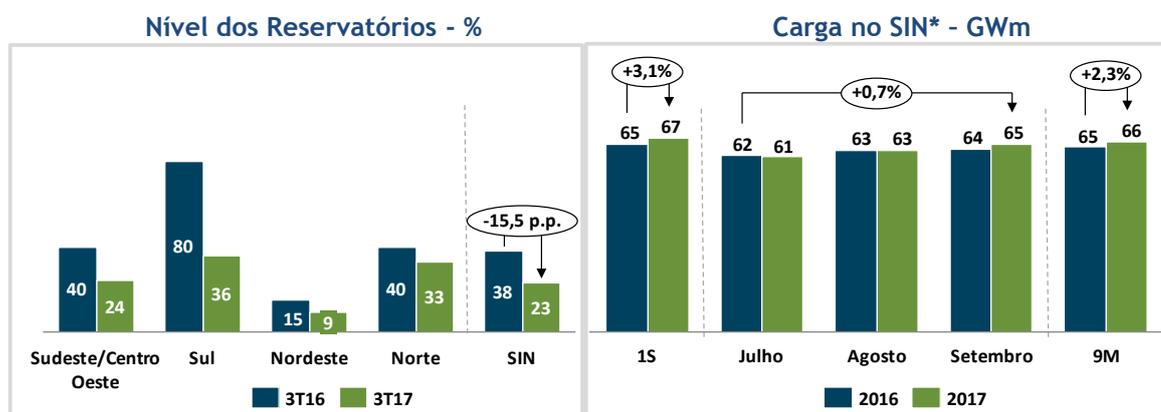
Fonte: ONS.

\*Dado de setembro de 2017 preliminar.

## Carga do SIN

No gráfico a seguir é possível observar que a carga do SIN sofreu uma redução de 1,0% no 3T17 vs. 3T16. O nível dos reservatórios no SIN apresentou queda de 15,5 p.p. no mesmo período, principalmente em função da piora da afluência observada no período mencionado (59,5% no 3T17 vs. 86,5% no 3T16). No acumulado do ano, a carga no SIN teve um crescimento de 2,3%.

É importante destacar que o aumento da carga verificado no acumulado do ano também está associado à republicação de carga realizada pelo ONS para os anos de 2015 e 2016, onde os valores dos respectivos anos sofreram alterações em função do ajuste da parcela de geração de usinas não despachadas pelo ONS (dez/16).



\*Dado de setembro de 2017 preliminar.

## Nível dos reservatórios das usinas da AES Tietê Energia

O nível de armazenamento de energia equivalente nos reservatórios das usinas da AES Tietê Energia encerrou o 3T17 em 38,0%, nível inferior em 17,5 p.p. ao 3T16 (55,5%). Tal desempenho foi superior ao do submercado SE/CO em que as usinas da Companhia estão localizadas, que, ao final mês de setembro, estavam com 24,2% de sua plena capacidade, e ao desempenho do SIN, que ao final de setembro estava em 22,8%.

## DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL

### ENERGIA GERADA

#### Fonte Hidráulica

No Brasil, devido à predominância da fonte hidráulica na matriz energética (64%<sup>13</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 com base em modelos de otimização do uso da água estocada nos reservatórios e considerando algumas restrições operativas, para assim atender de forma confiável e econômica a demanda do mercado.

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

<sup>13</sup> Conforme Banco de Informações de Geração ("BIG") da ANEEL (24/10/2017) - inclui hidrelétricas, Centrais Geradoras Hidrelétricas ("CGHs") e PCHs.

No 3T17, o volume total de energia gerada pelas usinas hidráulicas da AES Tietê Energia atingiu 3.029,0 GWh, 5,0% inferior ao mesmo período de 2016 (3.189,1 GWh). A variação é consequência do menor despacho de suas usinas hidráulicas, em função do menor nível dos reservatórios do SE/CO averiguados no período (24,2% no 3T17 vs. 40,1% no 3T16) aonde as usinas da Companhia estão localizadas. No acumulado do ano as usinas da AES Tietê Energia geraram um volume total de 8.825,2 GWh, 10,6% inferior aos 9M16.

Geração - Usinas Hidráulicas (GWh)	3T16	3T17	Var	9M16	9M17	Var
<b>Energia Gerada Bruta</b>	<b>3.189,1</b>	<b>3.029,0</b>	<b>-5,0%</b>	<b>9.869,8</b>	<b>8.825,2</b>	<b>-10,6%</b>
Água Vermelha	1.766,0	1.619,0	-8,3%	5.035,6	4.350,3	-13,6%
Bariri	163,5	162,9	-0,4%	587,3	554,9	-5,5%
Barra Bonita	149,1	149,2	0,1%	491,2	472,3	-3,8%
Caconde	80,4	77,8	-3,2%	268,9	222,0	-17,5%
Euclides da Cunha	93,8	86,0	-8,4%	235,2	293,0	24,6%
Ibitinga	183,4	177,3	-3,3%	600,9	579,9	-3,5%
Limoeiro	25,6	24,6	-4,0%	113,3	82,8	-26,9%
Nova Avanhandava	407,7	412,3	1,1%	1.386,1	1.277,7	-7,8%
Promissão	312,4	315,1	0,9%	1.124,3	968,5	-13,9%
Mogi / S. Joaquim / S. José	7,2	4,7	-34,7%	27,1	23,8	-12,0%

### Fonte Eólica

Como já mencionado, a AES Tietê Energia concluiu a aquisição do Complexo Eólico Alto Sertão II em 03 de agosto de 2017. A partir desta data, a Companhia se tornou responsável pela gestão da operação do Complexo Eólico.

No 3T17, o volume total de energia gerada pelos parques eólicos da AES Tietê Energia atingiu 518,6 GWh, 35,9% superior ao mesmo período de 2016 (381,6 GWh). A variação é consequência da:

- (i) Maior disponibilidade de escoamento de geração com a entrada em operação comercial da subestação Igarorã III em 19 de junho de 2017. Anteriormente à operação desta subestação, a energia do Alto Sertão II era provisoriamente escoada por meio da subestação Igarorã II e, para evitar uma sobrecarga, a ONS limitou a geração do Alto Sertão II ao longo de 2016 (conceito de *curtailment*<sup>14</sup>); e
- (ii) melhora do desempenho dos ventos na comparação entre os períodos.

Após a aquisição do ativo, fatores associados à gestão do mesmo tiveram influência positiva no desempenho da geração, como:

- (iii) redução no tempo de manutenção de aerogeradores por meio da implementação de novas técnicas pela Companhia com consequente redução do tempo de máquina parada;
- (iv) maior agilidade na disponibilização de peças para aerogeradores parados; e
- (v) alteração da gestão da interrupção da operação para a realização de manutenção preventiva (somente ocorrerá após a chegada da equipe de manutenção na frente de serviço) com o objetivo de otimizar a disponibilidade da máquina.

<sup>14</sup> Energia não fornecida, integralmente ou parcialmente, por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição. Conforme previsto no módulo 17 das Regras de Comercialização da CCEE, o volume informado pela Aneel por meio do acrônimo ENF\_DTF é isento da aplicação das regras de penalidade e de ressarcimento nas contabilizações anuais e quadrienais.

Geração - Parques Eólicos (GWh)	3T16	3T17	Var (%)
<b>Energia Gerada Bruta</b>	<b>381,6</b>	<b>518,6</b>	<b>35,9%</b>
<b>LER 2010</b>	<b>196,6</b>	<b>213,5</b>	<b>8,6%</b>
Da Prata	26,9	24,9	-7,3%
Araças	32,1	35,6	10,9%
Ventos do Nordeste	28,4	35,1	23,6%
Tanque	33,3	41,1	23,5%
Morrão	37,8	39,2	3,7%
Seraima	38,1	37,5	-1,6%
<b>LEN 2011</b>	<b>185,0</b>	<b>305,2</b>	<b>64,9%</b>
Maron	20,3	43,2	113,1%
Pilões	18,9	37,8	100,0%
Ametista	17,9	34,0	90,1%
Dourados	17,1	31,6	84,7%
Caetite	29,7	50,0	68,2%
Serra Espinhaço	21,3	29,4	38,0%
Espigão	14,1	15,4	9,5%
Borgo	22,5	33,1	47,0%
Pelourinho	23,3	30,7	32,1%

## GARANTIA FÍSICA E SAZONALIZAÇÃO

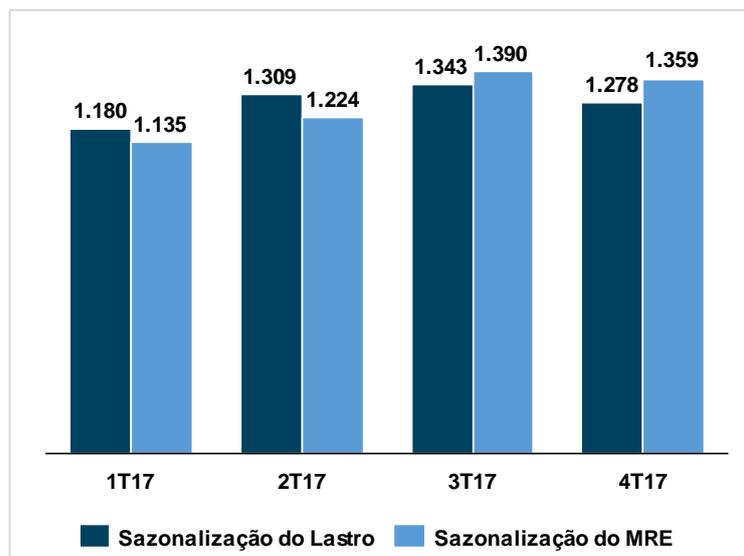
### Sazonalização de Garantia Física Hidráulica para fins de Lastro e MRE

Com o advento da Resolução ANEEL n° 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, para 2017, uma estratégia de sazonalização que visa a minimizar sua exposição ao risco hidrológico, conforme gráfico a seguir.

Assim, em dezembro de 2016, para fins de alocação no MRE, a Companhia decidiu por seguir o perfil do conjunto dos geradores do MRE, resultando na maior alocação de sua energia no segundo semestre do ano. Em relação ao lastro, adotou-se o perfil de acordo com a sazonalização dos contratos de venda.

O efeito da sazonalidade da garantia física, combinado à performance do MRE (GSF ou energia secundária), é refletido na liquidação de energia no mercado de curto prazo.

### Sazonalização de Garantia Física Bruta para MRE e Lastro - MWm<sup>15</sup>

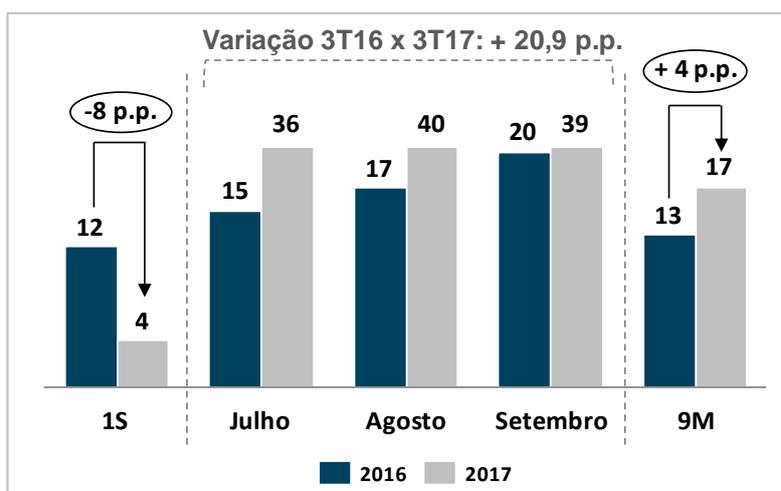


### Rebaixamento Verificado

O rebaixamento no MRE verificado no 3T17 foi de 38,1%, superior ao registrado no 3T16, que totalizou 17,2%, explicado principalmente pela pior da hidrologia no SIN (59,5% da MLT no 3T17 vs. 86,5% da MLT no 3T16) e pelo maior despacho térmico na comparação trimestral (15,1 GWm no 3T17 vs. 11,4 GWm no 3T16). No acumulado ano, o rebaixamento foi de 16,6%, influenciado principalmente pela energia secundária verificada no 1T17, explicada pela sazonalização dos agentes participantes do MRE.

O gráfico abaixo apresenta os rebaixamentos contabilizados pela CCEE no MRE nas liquidações financeiras efetuadas ao longo do terceiro trimestre de 2016 e 2017.

### Rebaixamento no MRE (%)



<sup>15</sup> Inclui sazonalização da energia convencional e incentivada própria da Companhia, não considera contratos de compra de energia e descontração.

## **DIFERENÇA DE PREÇO ENTRE SUBMERCADOS, EXCEDENTE E EXPOSIÇÃO FINANCEIRA**

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

### **Excedente financeiro, Exposição financeira e Alívio da Exposição Financeira**

As transações de energia dentro do MRE estão sujeitas às diferenças de preço entre os submercados. Nas transferências entre os geradores pode haver um déficit no mecanismo relacionado à transferência de energia de geradores em um submercado mais barato para outro mais caro. Esse efeito é denominado na contabilização da CCEE de exposição financeira, que pode ser negativa ou positiva.

A eventual exposição financeira negativa residual no MRE é aliviada pelo excedente financeiro gerado no intercâmbio físico entre os submercados. Caso tal excedente não seja suficiente para cobrir a exposição financeira negativa no MRE, o saldo residual é dividido entre todos os geradores do mecanismo.

Os três primeiros trimestres de 2016 foram marcados por uma exposição financeira negativa, que atingiu os agentes do MRE, acarretando em aumento dos custos com compra de energia. No 4T16 não houve a referida exposição uma vez que não foi verificada uma diferença do PLD entre os submercados do SIN.

Destaque-se que a exposição financeira verificada nos nove primeiros meses do ano de 2016 não pode ser gerenciada pela Companhia e, para neutralizá-la, a regulamentação da CCEE prevê o alívio da exposição financeira, como detalhado a seguir.

Ao contrário do cenário de 2016, no 1T17, toda exposição financeira negativa, quando verificada no MRE, foi totalmente neutralizada. No 2T17 toda exposição financeira foi neutralizada, com saldo positivo líquido de R\$ 9,5 milhões referente a alívio financeiro retroativo de exposições remanescentes da Companhia.

De julho a setembro de 2017, o PLD esteve equalizado em todos os submercados, sem exposição financeira.

Vale ressaltar que a Companhia poderá estar sujeita ao risco de diferença de preços entre submercados caso opte por vender energia fora do submercado no qual a sua garantia física está localizada. Neste caso, verificando essa diferença de preços, a Companhia deverá assumir a variação positiva ou negativa de preços no mercado de curto prazo. A Companhia poderá também efetuar operações comerciais para mitigar o risco de exposições à diferença de preços entre submercados.

## **FONTES DE RECEITA HIDRÁULICA**

### **MRE e Spot**

A tarifa aplicada à energia alocada no MRE (“Tarifa de Energia de Otimização - TEO”) é ajustada anualmente pela ANEEL em janeiro, com base na variação do IPCA, e é determinada de forma a reembolsar os custos variáveis de operação e manutenção (“O&M”) das usinas. A tarifa vigente para o ano de 2017 é de R\$ 11,58/MWh, enquanto que em 2016, a tarifa aplicada foi de R\$ 12,32/MWh.

O preço da energia faturada no mercado de curto prazo, denominado PLD ou *Spot*, varia de acordo com as condições eletro-energéticas e de oferta e demanda de energia.

No 3T17, o PLD médio da região SE/CO totalizou R\$ 435,27/MWh, valor R\$ 319,61/MWh superior ao registrado no 3T16 (R\$ 115,65/MWh). No acumulado do ano, o PLD médio da região SE/CO totalizou R\$ 299,42/MWh vs. R\$ 71,06/MWh registrado no mesmo período do ano anterior.

Este aumento no 3T17 na região SE/CO é justificado principalmente pela piora da hidrologia em comparação com o 3T16 (77,2% da MLT no 3T17 vs. 96,6% no 3T16), assim como o aumento da geração térmica entre os períodos, conforme mencionado anteriormente (15,1 GWm vs. 11,7 GWm).

### Estratégia de comercialização de energia

Desde 2016, em função do cenário hidrológico e da perspectiva de risco hidrológico, a Companhia optou por reservar uma parcela de sua energia própria, com o objetivo de reduzir possíveis riscos de exposição ao mercado de curto prazo devido ao rebaixamento no MRE.

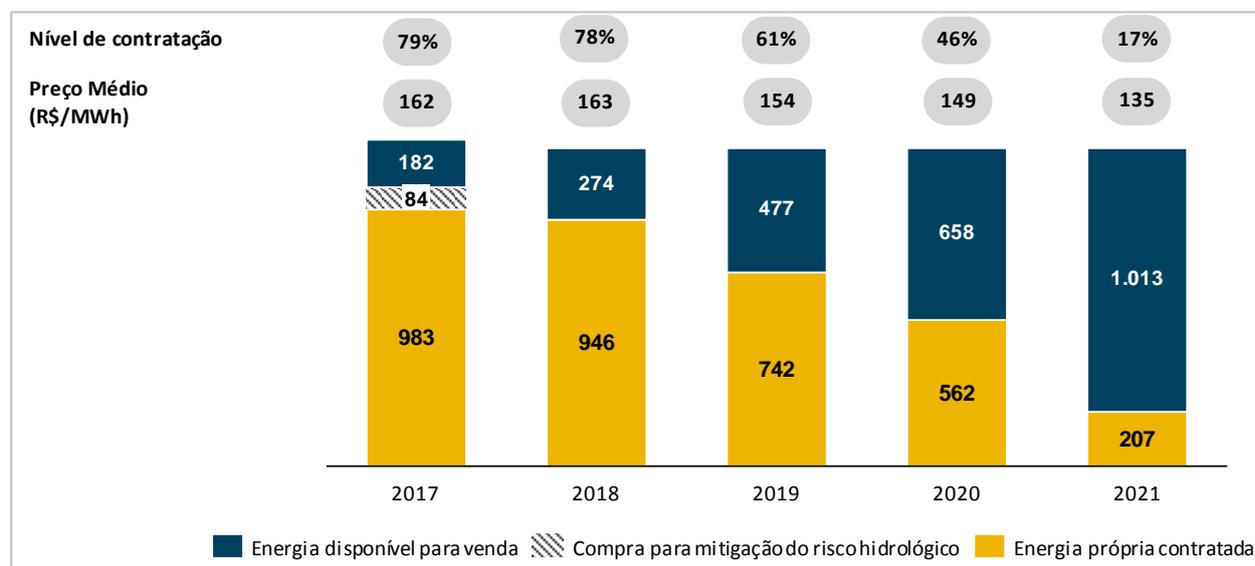
Com a intensificação do risco hidrológico previsto para 2017, a Companhia revisou seu portfólio contratual e identificou em sua base de clientes eventuais oportunidades para descontração ou redução do volume de energia vendida, bem como celebrou alguns contratos de curto prazo, com o objetivo de mitigar sua exposição nesse mercado.

Alinhada a esta estratégia, a Companhia optou então por renegociar com algumas distribuidoras, que celebraram contratos no último Leilão A-1 de 2015, o início e/ou quantidade de suprimento de alguns CCEARs para os anos de 2016 a 2018.

Com esta estratégia, a Companhia reduziu expressivamente a exposição ao mercado de curto prazo em 2016, bem como reduziu seu nível de contratação para o ano de 2017 que estava em 88%, conforme reportado no 4T16, para 79% ao final do 3T17.

O gráfico a seguir apresenta o nível de contratação da Companhia, considerando os novos contratos celebrados, a estratégia de mitigação do risco hidrológico e a revisão da garantia física válida a partir de 2018.

**Histórico e Evolução da carteira de clientes<sup>16</sup> - MWm**



<sup>16</sup> Considera energia convencional e incentivada, excluindo perdas e consumo interno; valores reais com base em setembro de 2017.

## ENERGIA FATURADA

O total da energia faturada pela AES Tietê Energia no 3T17 totalizou 3.805,6 GWh, redução de 5,1% quando comparada com o 3T16. A performance é explicada, principalmente, pelo menor volume de energia faturada no âmbito do mercado regulado, que apresentou uma redução de 64,9%, ou 113,0 GWh, em função da redução do nível de contratação de energia da Companhia, como parte da estratégia de mitigação do risco hidrológico. A redução do total da energia faturada também foi devido ao menor volume de energia faturada no mercado *spot* que apresentou redução de 124,8%, equivalente a 71,2 GWh.

Nos 9M17 a AES Tietê Energia faturou 10.211,7 GWh, uma redução de 15,6% quando comparado ao acumulado do ano de 2016.

Energia Faturada - GWh	3T16	3T17	Var	9M16	9M17	Var
<b>Energia Faturada</b>	<b>4.011,9</b>	<b>3.805,6</b>	<b>-5,1%</b>	<b>12.095,9</b>	<b>10.211,7</b>	<b>-15,6%</b>
<b>Energia Contratada</b>	<b>2.873,4</b>	<b>2.715,8</b>	<b>-5,5%</b>	<b>8.768,4</b>	<b>7.985,4</b>	<b>-8,9%</b>
Mercado Livre	2.699,3	2.654,7	-1,7%	8.210,0	7.670,2	-6,6%
Mercado Regulado	174,1	61,1	-64,9%	558,5	315,2	-43,6%
<b>CCEE</b>	<b>1.138,5</b>	<b>1.089,8</b>	<b>-4,3%</b>	<b>3.327,5</b>	<b>2.226,3</b>	<b>-33,1%</b>
Spot	57,1	(14,1)	-124,8%	402,0	262,5	-34,7%
MRE	1.081,4	1.103,9	2,1%	2.925,5	1.963,8	-32,9%

Dados consolidados

## DESEMPENHO FINANCEIRO<sup>17</sup>

### RECEITA BRUTA

No 3T17, a receita operacional bruta da AES Tietê Energia totalizou R\$ 515,2 milhões, 13,6% superior àquela registrada no 3T16, de R\$ 453,6 milhões. O resultado é explicado principalmente, pelos seguintes fatores:

- (i) R\$ 62,8 milhões referente a receita operacional bruta do complexo eólico no 3T17;
- (ii) maior receita de venda de energia no mercado livre de R\$ 23,7 milhões em função do maior preço médio dos contratos negociados neste âmbito (R\$ 161,30/MWh no 3T17 vs. R\$ 149,85/MWh no 3T16);
- (iii) aumento da receita referente à energia vendida no mercado *spot* de R\$ 5,8 milhões, principalmente em função do maior preço médio do PLD no período no submercado SE/CO (R\$ 435,27/MWh no 3T17 vs. R\$ 115,65/MWh no 3T16); parcialmente compensado por:
- (iv) redução de R\$15,5 milhões da receita de energia vendida no mercado regulado, principalmente em função da rescisão do contrato bilateral de geração de energia com a AES Eletropaulo, parte da estratégia da Companhia de descontração de energia a fim de mitigar o risco hidrológico; e
- (v) efeito negativo de R\$ 11,6 milhões devido à reclassificação de alívio retroativo<sup>18</sup> de receita para custo (classificado como receita no 2T17).

<sup>17</sup> Valores do 3T17 consideram resultados consolidados (usinas hidrelétricas e parques eólicos a partir da data de aquisição do ativo) e do 3T16 apenas das usinas hidrelétricas.

<sup>18</sup> Registrado na linha de Outras Receitas CCEE.

Nos 9M17, a receita operacional bruta totalizou R\$ 1.424,0 milhões, 5,3% superior àquela registrada nos 9M16, de R\$ 1.351,8 milhões. O resultado é explicado principalmente, pelos seguintes fatores:

- (i) R\$ 62,8 milhões referente a receita operacional bruta do complexo eólico no 3T17;
- (ii) aumento de receita proveniente da venda no mercado *spot* no montante de R\$ 28,9 milhões, principalmente em função do maior preço médio do PLD no período no submercado SE/CO (R\$ 299,42/MWh nos 9M17 vs. R\$ 71,06/MWh nos 9M16); e
- (iii) maior receita de venda de energia no mercado livre em R\$ 25,6 milhões referente à contratação de energia hidráulica no longo prazo; efeitos parcialmente compensados pela:
- (iv) redução na receita com venda no mercado regulado em R\$ 31,6 milhões em função do menor volume de energia vendido, como resultado rescisão do contrato bilateral de geração de energia com a AES Eletropaulo, conforme mencionado acima; e
- (v) redução de R\$ 15,3 milhões da receita proveniente da energia vendida no MRE na comparação entre os períodos, em função, principalmente, do menor volume de geração averiguado nos 9M17, conforme mencionado anteriormente.

Receita Bruta (R\$ milhões)	3T16	3T17	Var	9M16	9M17	Var
<b>Receita Bruta - Consolidado</b>	<b>453,6</b>	<b>515,2</b>	<b>13,6%</b>	<b>1.351,8</b>	<b>1.424,0</b>	<b>5,3%</b>
<b>Receita Bruta - Fonte Hidráulica</b>	<b>453,6</b>	<b>451,2</b>	<b>-0,5%</b>	<b>1.351,8</b>	<b>1.358,0</b>	<b>0,5%</b>
<b>Energia Contratada</b>	<b>429,2</b>	<b>437,4</b>	<b>1,9%</b>	<b>1.276,1</b>	<b>1.270,1</b>	<b>-0,5%</b>
Mercado Livre	404,5	428,2	5,9%	1.196,8	1.222,4	2,1%
Mercado Regulado	24,7	9,2	-62,7%	79,3	47,7	-39,8%
<b>CCEE</b>	<b>24,3</b>	<b>13,6</b>	<b>-43,8%</b>	<b>75,6</b>	<b>87,7</b>	<b>15,9%</b>
Mercado spot	6,8	12,6	86,0%	33,2	62,1	86,9%
MRE	13,2	12,2	-7,5%	35,8	20,6	-42,6%
Outras Receitas CCEE	4,3	(11,2)	-358,4%	6,6	5,0	-24,3%
<b>Outras Receitas*</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>-26,9%</b>	<b>0,1</b>	<b>0,2</b>	<b>46,2%</b>
<b>Receita Bruta - Fonte Eólica e Outras Subsidiárias</b>	<b>-</b>	<b>64,0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>66,0</b>	<b>-</b>
<b>Energia Contratada</b>	<b>-</b>	<b>42,1</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>42,1</b>	<b>-</b>
LER 2010	-	19,6	-	-	19,6	-
LER 2011	-	0,5	-	-	0,5	-
Renova Comercializadora	-	21,9	-	-	21,9	-
<b>Spot</b>	<b>-</b>	<b>20,7</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>20,7</b>	<b>-</b>
<b>Outras Receitas</b>	<b>-</b>	<b>1,2</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3,2</b>	<b>-</b>

\*Referem-se à alugueis, faturamento de terceiros e subsidiária integral da Companhia

## DEDUÇÕES DA RECEITA

As deduções de receita foram de R\$ 55,8 milhões no 3T17 ante R\$ 51,1 milhões no 3T16, um aumento de 9,0% entre os períodos, resultado explicado principalmente pela:

- (i) redução de 4,5% do PIS/COFINS ante o 3T16, reflexo, principalmente, da variação da receita proveniente da venda de energia no mercado regulado e comercialização de energia de Alto Sertão II;
- (ii) aumento de 46,1% do ICMS, associado à maior venda de contratos bilaterais para consumidores finais de outros estados no período; e

- (iii) aumento de 0,1% do investimento em Pesquisa e Desenvolvimento (“P&D”)<sup>19</sup>, totalizando R\$ 3,8 milhões no 3T17.

Nos 9M17, as deduções totalizaram R\$ 162,0 milhões ante R\$ 154,2 milhões nos 9M16, um aumento de 5,1%, devido ao:

- (i) aumento em 2,2% de PIS/COFINS em comparação ao 9M16;
- (ii) aumento de 21,6% de ICMS em comparação com o mesmo período do ano anterior, devido ao mesmo fato explicado na análise do trimestre; e
- (iii) aumento de 6,6% no investimento em P&D, somando R\$11,5 milhões no período.

Deduções da Receita (R\$ milhões)	3T16	3T17	Var	9M16	9M17*	Var
<b>Deduções da Receita - Consolidado</b>	<b>51,1</b>	<b>55,8</b>	<b>9,0%</b>	<b>154,2</b>	<b>162,0</b>	<b>5,1%</b>
<b>Deduções da Receita - Fonte Hidráulica</b>	<b>51,1</b>	<b>53,4</b>	<b>4,4%</b>	<b>154,2</b>	<b>159,4</b>	<b>3,4%</b>
PIS/COFINS	41,4	40,9	-1,1%	123,2	123,3	0,1%
ICMS	5,9	8,7	46,1%	20,3	24,6	21,6%
Pesquisa e Desenvolvimento	3,8	3,8	0,1%	10,8	11,5	6,6%
<b>Deduções da Receita - Fonte Eólica e Outras Subsidiárias</b>	<b>0,0</b>	<b>2,4</b>	<b>-</b>	<b>0,0</b>	<b>2,6</b>	<b>-</b>
PIS/COFINS	0,0	2,3	-	0,0	2,5	-
ISS	0,0	0,0	-	0,0	0,1	-

## RECEITA LÍQUIDA

A receita operacional líquida consolidada, que considera além da fonte hidráulica, a fonte eólica e as subsidiárias da AES Tietê Energia, totalizou R\$ 459,4 milhões no 3T17, montante 14,2% superior ao registrado no 3T16 (R\$ 402,4 milhões). Nos 9M17 a receita operacional líquida consolidada totalizou R\$ 1.262,0 milhões, um aumento de 5,4% quando comparado aos R\$ 1.197,6 milhões auferidos nos 9M16.

O desempenho trimestral e o desempenho do acumulado do ano da receita corrobora a estratégia de crescimento da Companhia e reflete o incremento de performance referente à aquisição do Complexo Eólico Alto Sertão II.

## CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais consolidados, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 298,9 milhões no 3T17, aumento de 59,1% na comparação com o 3T16 (R\$ 187,9 milhões). O resultado é explicado principalmente pelo aumento dos custos com compra de energia.

Nos 9M17, os custos e despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 629,5 milhões, um aumento de 12,0% em relação aos 9M16. Este aumento pode ser explicado, principalmente, pelo aumento dos custos com energia comprada.

As explicações detalhadas a respeito da variação podem ser vistas a seguir.

<sup>19</sup> De acordo com a Lei nº12.111/09, empresas geradoras, transmissoras e distribuidoras de energia devem investir anualmente ao menos 1% de sua receita operacional líquida em P&D.

Custos e Despesas Operacionais Consolidados (R\$ milhões)	3T16	3T17**	Var	9M16	9M17**	Var
<b>Custos e Despesas Operacionais*</b>	<b>187,9</b>	<b>298,9</b>	<b>59,1%</b>	<b>562,3</b>	<b>629,5</b>	<b>12,0%</b>
Encargos e taxas setoriais	44,0	48,8	11,0%	144,4	137,1	-5,1%
Energia comprada	84,1	183,3	117,9%	257,6	294,7	14,4%
<b>Total de encargos e taxas setoriais + energia comprada</b>	<b>128,1</b>	<b>232,1</b>	<b>81,2%</b>	<b>402,1</b>	<b>431,8</b>	<b>7,4%</b>
Pessoal	26,6	26,9	0,9%	73,6	85,9	16,8%
Material e serviços de terceiros	28,8	36,2	25,7%	71,9	80,8	12,4%
Outros	4,4	3,8	-13,5%	14,7	31,0	110,6%
<b>PMSO Reportado</b>	<b>59,8</b>	<b>66,9</b>	<b>11,7%</b>	<b>160,2</b>	<b>197,7</b>	<b>23,4%</b>

\*Não inclui Depreciação e Amortização

\*\*Considera fonte hidráulica, eólica e outras subsidiárias da Companhia

### (A) Custos com Compra de Energia, Taxas Setoriais e Encargos

Energia Comprada, Taxas e Encargos Setoriais (R\$ milhões)	3T16	3T17*	Var	9M16	9M17*	Var
CFURH	14,5	13,9	-4,4%	56,3	39,6	-29,6%
Transmissão e Conexão	27,7	33,2	19,8%	83,0	92,4	11,3%
Taxa de Fiscalização	1,7	1,7	-1,2%	5,1	5,1	-1,2%
Energia Comprada / Liquidação CCEE	84,1	183,3	117,9%	257,6	294,7	14,4%
<b>Total</b>	<b>128,1</b>	<b>232,1</b>	<b>81,2%</b>	<b>402,1</b>	<b>431,8</b>	<b>7,4%</b>

\*Considera fonte hidráulica, eólica e outras subsidiárias da Companhia

#### (A.1) Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos<sup>20</sup> (“CFURH”)

As despesas com a CFURH reduziram 4,4% na comparação do 3T17 com o 3T16 (R\$ 13,9 milhões ante R\$ 14,5 milhões, respectivamente) em função da redução no volume de energia gerada no período e da redução na Tarifa Atualizada de Referência (“TAR”), que foi fixada em R\$ 72,20/MWh para o ano de 2017 vs. R\$ 93,35/MWh para o ano de 2016.

Nos 9M17, a redução de 29,6% ante o mesmo período de 2016 pode ser explicada pelos mesmos fatores expostos na análise trimestral.

#### (A.2) Transmissão e Conexão

Os custos com transmissão e conexão, líquidos de crédito de PIS/COFINS, totalizaram R\$ 33,2 milhões no 3T17, um aumento de 19,8% em relação ao 3T16 (R\$ 27,7 milhões), reflexo, principalmente:

- (i) reajuste positivo da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (“TUSD”) e da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (“TUST”) em parte dos contratos das usinas hidráulicas da Companhia ao longo de 2016 e 2017; e

<sup>20</sup> Percentual pago pelas concessionárias para ressarcir financeiramente os Municípios e Estados atingidos pela água dos reservatórios das usinas hidrelétricas. O cálculo leva em consideração 7,00% do valor de energia produzida. O total a ser pago é calculado segundo a fórmula padrão: 7,00% x energia gerada no mês x TAR. A TAR é definida anualmente por meio de Resolução Homologatória da ANEEL.

- (ii) custos com transmissão e conexão, líquidos de crédito de PIS/COFINS, referentes às fontes eólicas apresentaram um custo de R\$ 2,4 milhões no 3T17 com a consolidação do complexo Alto Sertão II no 3T17.

Nos 9M17, os custos com transmissão e conexão, líquidos de crédito de PIS/COFINS, totalizaram R\$ 92,4 milhões, montante 11,3% superior ao registrado nos 9M16 de R\$ 83,0 milhões reflexo dos efeitos supracitados.

### (A.3) Taxas de Fiscalização

Os custos com taxas de fiscalização totalizaram R\$ 1,7 milhão no 3T17 e no 3T16, refletindo a manutenção da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (“TFSEE”)<sup>21</sup>, entre os períodos.

Na comparação entre os 9M17 vs. 9M16, esses custos se mantiveram em linha (R\$5,1 milhões), conforme explicação mencionada acima.

### (A.4) Energia Comprada / Liquidação CCEE

O custo com energia comprada/liquidação CCEE apresentou aumento de R\$ 99,2 milhões na comparação dos trimestres, passando de R\$ 84,1 milhões no 3T16 para R\$ 183,3 milhões no 3T17. No acumulado do ano, totalizou R\$ 294,7 milhões nos 9M17, 14,4% superior aos dos 9M16, conforme tabela a seguir:

Compra de Energia (R\$ milhões)	3T16	3T17	Var	9M16	9M17	Var
<b>Compra de Energia</b>	<b>84,1</b>	<b>183,3</b>	<b>117,9%</b>	<b>257,6</b>	<b>294,7</b>	<b>14,4%</b>
CCEE	62,7	3,9	-93,8%	200,8	(7,2)	-103,6%
<i>Spot</i>	58,8	1,3	-97,8%	174,9	(10,0)	-105,7%
<i>MRE</i>	1,9	-	-100,0%	3,7	-	-100,0%
<i>Outros CCEE</i>	2,0	2,6	32,4%	22,2	2,8	-87,6%
Contratos Bilaterais	30,4	198,3	552,7%	80,3	338,5	321,2%
Crédito de PIS/COFINS	(8,9)	(18,8)	110,7%	(23,5)	(36,6)	55,6%

Na comparação entre trimestres, o custo com compra de energia comprada/liquidação CCEE foi influenciado, principalmente, pelo:

- (i) aumento de R\$ 167,9 milhões na compra de energia destinada aos contratos bilaterais, como apoio à estratégia de mitigação do risco hidrológico, dado o maior volume de compra (853,1 GWh no 3T17 vs. 201,3 GWh no 3T16) e maior preço médio (R\$ 232,40/MWh no 3T17 vs. R\$ 150,93/MWh no 3T16); e
- (ii) aumento de R\$ 9,9 milhões em créditos de PIS/COFINS na comparação dos períodos, diretamente relacionados ao aumento dos encargos de transmissão e conexão (TUST/TUSD), conforme mencionado; efeitos parcialmente compensados pela:
- (iii) redução de R\$ 57,5 milhões associado ao menor volume com compra de energia no mercado *spot* (49,8 GWh no 3T17 vs. 58,8 GWh no 3T16) devido à sazonalização de energia e estratégia de comercialização visando a redução da exposição ao mercado *spot*.

Já o custo com compra de energia/liquidação CCEE na comparação do acumulado do ano foi influenciado pelo:

<sup>21</sup> A TFSEE é cobrada por usina e equivale a 0,4% do valor do benefício econômico anula auferido pelo concessionário, multiplicado pela sua potência instalada.

- (i) aumento de R\$ 258,1 milhões na compra de energia destinada aos contratos bilaterais, conforme mencionado acima, devido ao maior volume de compra de energia deste mercado (1.601,3 GWh nos 9M17 vs. 567,5 GWh nos 9M16) e maior preço médio (R\$ 211,36/MWh nos 9M17 vs. R\$ 141,59/MWh nos 9M16); e
- (ii) aumento de R\$ 13,1 milhões em créditos de PIS/COFINS na comparação dos períodos, devido aos fatores mencionados acima.

## **(B) Custos e Despesas com Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros**

### **(B.1) Pessoal**

Pessoal (R\$ milhões)	3T16	3T17	Var	9M16	9M17	Var
Pessoal e Encargos	26,3	25,8	-1,6%	72,9	82,7	13,5%
Entidade de Previdência Privada	0,4	1,0	186,0%	0,7	3,2	372,3%
<b>Total</b>	<b>26,6</b>	<b>26,9</b>	<b>0,9%</b>	<b>73,6</b>	<b>85,9</b>	<b>16,8%</b>

As despesas com Pessoal totalizaram R\$ 26,9 milhões no 3T17, praticamente em linha com o 3T16 (R\$ 26,6 milhões). Esta variação ocorreu, principalmente pela reestruturação do quadro de funcionários da Companhia visando trazer maior agilidade no processo decisório, como parte de sua estratégia de crescimento e fornecimento de soluções integradas para seus clientes.

Nos 9M17 as despesas com Pessoal totalizaram R\$ 85,9 milhões, um acréscimo de 16,8% em relação aos 9M16 (R\$ 73,6 milhões). Estas variações ocorreram, principalmente pela:

- (i) reestruturação do quadro de funcionários da Companhia visando trazer maior agilidade no processo decisório, como parte de sua estratégia de crescimento e fornecimento de soluções integradas para seus clientes no valor de R\$ 6,0 milhões; e
- (ii) impacto de R\$ 3,0 milhões associado a uma das subsidiárias integrais da AES Tietê Energia em abril de 2017.

### **(B.2) Material e Serviços de Terceiros**

Material e Serviços de Terceiros (R\$ milhões)	3T16	3T17	Var	9M16	9M17	Var
Material	1,8	2,6	45,2%	5,6	9,1	62,7%
Serviços de Terceiros	26,9	33,5	24,4%	66,3	71,8	8,2%
<b>Total</b>	<b>28,8</b>	<b>36,2</b>	<b>25,7%</b>	<b>71,9</b>	<b>80,8</b>	<b>12,4%</b>

Os custos com Material e Serviços de Terceiros somaram R\$ 36,2 milhões no 3T17, um aumento de 25,7% em relação ao 3T16 (R\$ 28,8 milhões). Esta variação está principalmente relacionada ao:

- (i) custos associados à aquisição de novos negócios no valor de R\$ 9,8 milhões; efeitos parcialmente compensados por:
- (ii) pagamento de honorários advocatícios de R\$ 2,8 milhões, referente ao sucesso do processo de Furnas ocorrido em 2016 e que não se repetiu neste ano.

Nos 9M17, os custos com material e serviços de terceiros totalizaram R\$ 80,8 milhões, um aumento de 12,4% em relação aos 9M16 (R\$ 71,9 milhões). Tal variação pode ser explicada pelo:

- (i) custos associados à aquisição de novos negócios no valor de R\$ 10,8 milhões;

- (ii) Termo de Ajustamento de Conduta (“TAC”) - Orla do Rio Bonito em R\$ 1,9 milhão no 1T17; efeitos parcialmente compensados pela:
- (vi) tomada de crédito de impostos de PIS e COFINS no valor de R\$ 3,2 milhões, reconhecido a partir de dezembro de 2016; e
- (vii) sinistro nas grades de proteção da Usina de Euclides da Cunha ocorrido em 2016, no montante de R\$ 1,5 milhão, impacto esse que não se repetiu em 2017.

### **(B.3) Provisões Operacionais e Outras Despesas/Receitas Operacionais**

<b>Provisões Operacionais e Outras Despesas (Receitas) (R\$ milhões)</b>	<b>3T16</b>	<b>3T17</b>	<b>Var</b>	<b>9M16</b>	<b>9M17</b>	<b>Var</b>
Outras Despesas (Receitas) Operacionais	5,1	5,6	9,7%	13,9	27,1	95,0%
Provisões Operacionais	(0,6)	(1,7)	177,6%	0,8	3,9	375,1%
<b>Total</b>	<b>4,4</b>	<b>3,8</b>	<b>-13,5%</b>	<b>14,7</b>	<b>31,0</b>	<b>110,6%</b>

No 3T17, as Provisões Operacionais e Outras Despesas (Receitas) Operacionais totalizaram uma despesa de R\$ 3,8 milhões, uma redução de 13,5% ante despesa registrada no 3T16 (R\$ 4,4 milhões). Essa variação está principalmente relacionada ao:

- (i) recebimento referente a provisão para crédito de liquidação duvidosa (“PCLD”) no montante de R\$ 2,6 milhões, referente à inadimplência de um cliente do mercado regulado; parcialmente compensado por:
- (ii) reversão de provisionamento de contingências em 2016 no montante de R\$ 0,6 milhão e pagamento de contingências trabalhistas no total de aproximadamente R\$ 0,9 milhão no 3T17.

Nos 9M17, as Provisões Operacionais e Outras Despesas (Receitas) Operacionais registraram R\$ 31,0 milhões, um aumento de R\$ 16,3 milhões em relação aos 9M16 (R\$ 14,7 milhões). Tal variação pode ser explicada, principalmente, pela:

- (i) rescisão do contrato bilateral de geração de energia com a AES Eletropaulo, parte da estratégia da Companhia de desconstrução de energia a fim de mitigar a exposição ao mercado de curto prazo, que resultou em um ônus pago de R\$ 7,7 milhões;
- (ii) reconhecimento da baixa de ativos imobilizados e intangíveis no montante de R\$ 4,5 milhões, referente ao término de uma opção de compra, associada a um projeto térmico; e
- (iii) reconhecimento de PCLD de cliente do mercado regulado, no montante de R\$ 2,8 milhões.

### **EBITDA**

A AES Tietê Energia registrou um EBITDA consolidado de R\$ 160,5 milhões no 3T17 ante um EBITDA de R\$ 214,5 milhões no 3T16, uma redução de 25,2%. Essa variação é explicada, principalmente pelo:

- (i) efeito negativo de R\$ 133,5 milhões proveniente das transações no mercado livre, em decorrência, principalmente:
  - a. do menor volume de energia vendida no mercado livre (2.654,7 GWh no 3T17 vs. 2.699,3 GWh no 3T16) em função de sazonalização, como parte da estratégia de redução de exposição ao risco hidrológico, efeito parcialmente compensado pelo maior preço médio da energia vendida (R\$ 161,30/MWh no 3T17 vs. R\$ 149,85/MWh no 3T16) na comparação entre os períodos; e

- b. do aumento de volume com compra de energia para suprir contratos bilaterais (853,1 GWh no 3T17 vs. 201,3 GWh no 3T16) assim como o aumento no preço médio dos contratos bilaterais (R\$ 232,40/MWh no 3T17 vs. R\$ 150,93/MWh no 3T16), principalmente em função da estratégia da redução da exposição da Companhia ao GSF.
- (ii) efeito negativo de R\$ 13,8 milhões proveniente das transações realizadas no mercado regulado, em função, principalmente, da rescisão do contrato bilateral de geração de energia com a AES Eletropaulo como parte da estratégia de mitigação do risco hidrológico adotada pela Companhia; efeitos parcialmente compensados pelo:
- (iii) efeito positivo de R\$ 45,3 milhões nos resultados das transações realizadas no mercado *spot*, em função, principalmente, do menor volume de compra de energia neste mercado (49,7 GWh no 3T17 vs. 473,5 GWh no 3T16), reflexo da estratégia de redução de exposição ao risco hidrológico; e
- (iv) efeito positivo de R\$ 50,9 milhões referente a geração eólica de Alto Sertão II.

Nos 9M17, a Companhia registrou EBITDA de R\$ 632,4 milhões ante R\$ 635,4 milhões nos 9M16, representando uma redução de 0,5%. Tal variação pode ser explicada pelo:

- (i) efeito negativo de R\$ 237,1 milhões proveniente das transações nos mercados livre e regulado, em decorrência, principalmente, do:
  - a. menor volume vendido no mercado livre (7.670,2 GWh nos 9M17 vs. 8.210,0 GWh nos 9M16) em função de sazonalização e redução do volume de energia vendida, como parte da estratégia de mitigação da exposição ao risco hidrológico, parcialmente compensado pelo maior preço médio da energia vendida (R\$ 159,37/MWh nos 9M17 vs. R\$ 145,77/MWh nos 9M16) na comparação entre os períodos; e
  - b. aumento do volume com compra de energia para suprir contratos bilaterais (1.601,3 GWh nos 9M17 vs. 567,5 GWh nos 9M16), assim como aumento no preço médio (R\$ 211,36/MWh nos 9M17 vs. R\$ 141,59/MWh nos 9M16), principalmente em função da estratégia da redução da exposição da Companhia ao risco hidrológico.
- (ii) aumento de R\$ 26,6 milhões no PMSO reportado no acumulado dos 9 meses; efeitos parcialmente compensados pelo:
- (iii) efeito positivo de R\$ 128,9 milhões nos resultados das transações realizadas no mercado *spot*, em função, principalmente, do menor volume de compra de energia neste mercado (59,7 GWh nos 9M17 vs. 1.224,3 GWh nos 9M16), reflexo da estratégia de redução de exposição ao risco hidrológico e da energia secundária registrada no SIN no 1T17;
- (iv) efeito positivo de R\$ 66,5 milhões referente à redução da exposição financeira e reconhecimento de alívio retroativo, ambos em função da exposição à diferença de preços entre submercados nos 9M17 vs. 9M16;
- (v) consolidação das operações do Complexo Eólico Alto Sertão II que impactou positivamente o EBITDA da Companhia em R\$ 50,9 milhões no período; e
- (vi) redução em R\$ 9,7 milhões com Custos Regulatórios (CFURH), excluindo os custos regulatório referente à fonte eólica.

## RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro - R\$ milhões	3T16	3T17*	Var	9M16	9M17*	Var
Receitas Financeiras	24,8	30,6	23,5%	70,7	69,6	-1,6%
Despesas Financeiras / Variações Cambiais	(54,5)	(80,9)	48,6%	(171,6)	(182,8)	6,5%
Despesas Financeiras	(53,9)	(82,2)	52,4%	(180,4)	(183,4)	1,7%
Variações Cambiais	(0,5)	1,3	-350,6%	8,8	0,7	-92,5%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(29,7)</b>	<b>(50,3)</b>	<b>69,5%</b>	<b>(100,9)</b>	<b>(113,2)</b>	<b>12,2%</b>

\*Considera fonte hidráulica, eólica e outras subsidiárias da Companhia

O resultado financeiro líquido consolidado registrado pela Companhia no 3T17 foi uma despesa financeira de R\$ 50,3 milhões, comparado a uma despesa financeira de R\$ 29,7 milhões registrada no 3T16, representando um aumento de R\$ 20,6 milhões ou 69,5% entre os períodos.

A variação se deve principalmente ao aumento dos encargos de dívidas no período de R\$ 28,0 milhões (ou 55,2%), contemplados na linha de despesas financeiras. O acréscimo na linha de encargos de dívida reflete o aumento de captação de recursos como suporte à estratégia de crescimento da Companhia.

Nos 9M17, o resultado financeiro líquido da AES Tietê Energia foi uma despesa financeira de R\$ 113,2 milhões, comparado a uma despesa financeira de R\$ 100,9 milhões registrada nos 9M16, representando um aumento de R\$ 12,3 milhões entre os períodos, influenciado principalmente pelo fator exposto acima.

### Receitas Financeiras

As receitas financeiras somaram R\$ 30,6 milhões no 3T17, aumento de 23,5% em relação ao 3T16 (R\$ 24,8 milhões). Essa variação é explicada principalmente pela maior receita proveniente de aplicações financeiras, resultado do maior saldo médio de aplicações financeiras no período.

Nos 9M17, as receitas financeiras da Companhia reduziram 1,6% na comparação com os 9M16 (R\$ 69,6 milhões nos 9M17 vs. R\$ 70,7 milhões nos 9M16), principalmente em função:

- (i) pelo maior saldo médio de aplicações financeiras no período (R\$ 70,5 milhões nos 9M17 vs. R\$ 61,2 milhões nos 9M16), compensando à menor taxa média do CDI entre os períodos (10,91% nos 9M17 vs. 14,13% nos 9M16); parcialmente compensada pela:
- (ii) não incidência da receita proveniente de Furnas<sup>22</sup> no valor de R\$ 6,3 milhões no 3T17; e
- (iii) redução de R\$ 2,8 milhões da receita proveniente da renda de cauções e depósitos judiciais.

### Despesas Financeiras e Variações Cambiais

As despesas financeiras e variações cambiais somaram R\$ 80,9 milhões no 3T17, montante superior 48,6% comparado ao mesmo período do ano passado (R\$ 54,5 milhões). Tal variação é explicada, sobretudo:

- (i) pelo aumento das despesas relacionadas a encargos de dívidas no montante de R\$ 28,0 milhões, principalmente em função do reconhecimento de encargos financeiros oriundos das dívidas das empresas adquiridas do Complexo Eólico Alto Sertão II (R\$ 15,4 milhões); parcialmente compensado pela:

<sup>22</sup> Oriunda do sucesso da Companhia em um processo judicial contra Furnas Centrais Elétricas S.A. referente à cobrança de valores relativos à energia vendida no mercado de curto prazo do Mercado Atacadista de Energia ("MAE") entre setembro de 1999 e julho de 2000 que contribuiu para a receita financeira de 2016.

- (ii) redução de despesas em R\$ 1,6 milhão relacionadas à atualização monetária do valor provisionado referente ao rebaixamento.

Nos 9M17, as despesas financeiras e variações cambiais aumentaram em 6,5% na comparação com os 9M16 (R\$ 182,8 milhões nos 9M17 vs. R\$ 171,6 milhões nos 9M16), devido aos seguintes fatores:

- (i) o aumento das despesas relacionadas a encargos de dívidas em R\$ 25,5 milhões conforme mencionado anteriormente;
- (ii) pelo pagamento do prêmio de resgate, em função do pré-pagamento da 2ª e 3ª emissão de debêntures e da 2ª série da 4ª emissão, no montante de R\$ 7,6 milhões, para readequação dos *covenants* da Companhia;
- (iii) redução do ganho com atualização cambial no valor de R\$ 7,5 milhões sobre processo que discute obrigatoriedade de aquisição de energia de Itaipu; efeito parcialmente compensado pelo:
- (iv) ganho financeiro devido ao índice negativo do IGPM na atualização monetária da liminar obtida na discussão do rebaixamento do MRE de R\$ 30,5 milhões devido à correção retroativa desde junho de 2015.

## LUCRO LÍQUIDO

No 3T17, a AES Tietê Energia apurou um lucro líquido consolidado de R\$ 37,9 milhões, resultado 61,2% inferior ao obtido no 3T16 (R\$ 97,8 milhões). Contribuíram para tal desempenho os seguintes fatores:

- (i) impacto negativo de R\$ 97,2 milhões referente às transações no mercado livre e regulado; efeito parcialmente compensado pelo:
- (ii) efeito positivo de R\$ 29,9 milhões proveniente das transações realizadas no mercado *spot*; e
- (iii) efeito positivo de R\$ 10,1 milhões relacionado à consolidação do Complexo Eólico Alto Sertão II no resultado consolidado da Companhia.

Nos 9M17, a Companhia apresentou lucro líquido de R\$ 254,9 milhões, uma redução de R\$ 20,5 milhões ou 7,4% em relação ao mesmo período de 2016 (R\$ 275,4 milhões). A variação é explicada, principalmente, pelo:

- (i) impacto negativo de R\$ 156,5 milhões referente às transações no mercado livre e regulado; e
- (ii) efeito negativo de R\$ 17,6 milhões referente ao aumento de PMSO no período; efeitos parcialmente compensados pelo:
- (iii) efeito positivo de R\$ 85,1 milhões proveniente das transações realizadas no mercado *spot*;
- (iv) efeito positivo de R\$ 43,9 milhões relacionado à redução do custo com exposição financeira e reconhecimento de alívio retroativo;
- (v) efeito positivo de R\$ 10,1 milhões relacionado à consolidação do Complexo Eólico Alto Sertão II no resultado da Companhia; e
- (vi) impacto positivo de R\$ 8,1 milhões referente ao resultado financeiro na comparação entre os períodos, conforme supracitado.

## REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas e o Estatuto Social da Companhia, 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 Energia 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.

No terceiro trimestre de 2017, a administração da AES Tietê Energia aprovou a distribuição de proventos no total de R\$ 41,7 milhões, sendo:

- (i) R\$ 37,2 milhões sobre a forma de juros sobre capital próprio (“JSCP”), correspondente ao valor bruto de R\$ 0,01893129078 por ação ordinária e preferencial e R\$ 0,09465645390 por *unit*; e
- (ii) R\$ 4,4 milhões sobre a forma de dividendos intermediários, correspondente a R\$ 0,00224631533 por ação ordinária e preferencial e R\$ 0,01123157665 por *unit* em atendimento às disposições da Lei no 6.404/1976.

A data base para o direito ao recebimento dos proventos mencionados (“*record date*”) será no dia 7 de novembro de 2017 e as ações de emissão da Companhia passarão a ser negociadas “*ex-proventos*” a partir do dia 8 de novembro de 2017.

Os valores brutos distribuídos a título de JSCP se sujeitam à tributação pelo Imposto de Renda Retido na Fonte (“*IRRF*”), à alíquota de 15% (quinze por cento), devendo ser pagos aos acionistas os valores líquidos de impostos, exceto para os acionistas comprovadamente isentos ou imunes, conforme legislação em vigor. Os acionistas residentes ou domiciliados em país que não tribute a renda ou que a tribute à alíquota máxima inferior a 20% (vinte por cento), a que se refere o artigo 24 da Lei 9.430/96, estarão sujeitos à incidência do *IRRF* à alíquota de 25% (vinte e cinco por cento). Em relação aos valores distribuídos a título de dividendos intermediários, estes estão isentos de *IRRF*, de acordo com o artigo 10 da Lei n° 9.249/95, conforme alterada, e seu pagamento será realizado até 30 de novembro de 2017.

## ENDIVIDAMENTO

Dívidas - R\$ milhões	Montante - R\$ milhões*	Vencimento	Custo Nominal
<b>AES Tietê Energia</b>	<b>2.467,6</b>		
4ª Emissão de Debêntures - 3ª série	324,1	dez/20	IPCA + 8,43% a.a.
5ª Emissão de Debêntures	187,2	dez/23	IPCA + 6,54% a.a.
6ª Emissão de Debêntures - 1ª série	706,4	abr/22	CDI + 0,90% a.a.
6ª Emissão de Debêntures - 2ª série	326,0	abr/24	IPCA + 6,78% a.a.
3ª Emissão de Notas Promissórias	923,9	jun/18	CDI + 1,35% a.a.
<b>AES Tietê Eólica</b>	<b>1.135,6</b>		
Financiamento BNDES / Repasse Banco do Brasil (BNDES indireto)	958,8	dez/31	TJLP + 2,88% a.a. / TJLP+ 2,60% (Repasse BB) / TJLP (Subcrédito Social)
1ª Emissão de Debêntures	176,8	dez/25	IPCA + 7,61% a.a. (1ª série) IPCA + 7,87% a.a. (2ª série)

\*Saldo contábil

A dívida bruta da AES Tietê Energia totalizava R\$ 3.603,9 milhões em 30 de setembro de 2017, valor 150,5% superior à posição da dívida bruta em 30 de setembro de 2016 (R\$ 1.438,5 milhões). Essa variação está associada à:

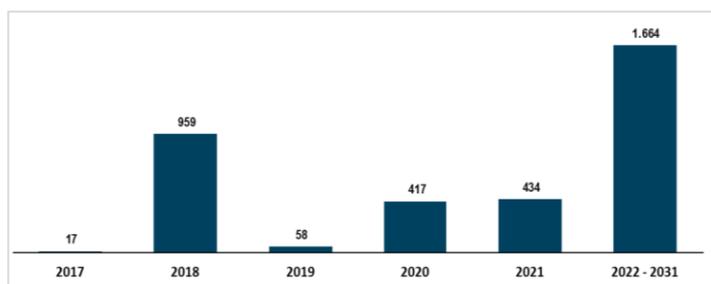
- (i) 5ª emissão de debêntures em 15 de novembro de 2016 no valor de R\$ 180 milhões;
- (ii) Liquidação da 1ª série da 4ª emissão de debêntures no dia 15 de dezembro de 2016, com amortização no valor de R\$ 143,5 milhões;
- (iii) 6ª emissão de debêntures em 15 de abril de 2017 no valor de R\$ 1 bilhão, realizada para o resgate antecipado das 2ª e 3ª emissões de debêntures e da 2ª série da 4ª emissão de debêntures; e
- (iv) 3ª emissão de Notas Promissórias (“NPs”), no valor total de R\$ 900 milhões, utilizada para a aquisição de Alto Sertão II, conforme divulgado anteriormente pela Companhia. Aquisição do complexo eólico de Alto Sertão II, cuja holding das SPEs, AES Tietê Eólica, possui as seguintes dívidas: financiamento do BNDES e financiamento do Banco do Brasil (repasso de um financiamento indireto do BNDES), com saldo devedor total de R\$ 958,8 milhões; e a 1ª emissão de debêntures, com saldo devedor total de R\$ 176,8 milhões. Assim sendo, a AES Tietê Eólica possuía, em 30 de setembro de 2017, um saldo devedor total de R\$ 1.135,6 milhões.

No encerramento do 3T17, as disponibilidades somavam R\$ 1.030,0 milhões, montante superior ao valor registrado no mesmo período de 2016 (R\$ 466,2 milhões). Tal diferença se deve, principalmente, à 3ª emissão de NPs, utilizada para a Aquisição de Alto Sertão II e reforço do capital de giro da Companhia.

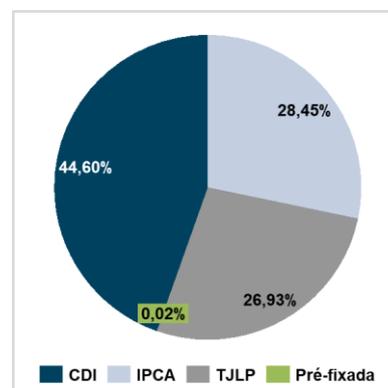
Dessa forma, a dívida líquida em 30 setembro de 2017 era de R\$ 2.574,0 milhões, montante 164,7% superior em relação à posição em 30 de setembro de 2016 (R\$ 972,3 milhões) em função, principalmente, das 5ª e 6ª emissões de debêntures e da 3ª emissão de notas promissórias, da aquisição do complexo eólico de Alto Sertão II com suas dívidas já existentes, compensado parcialmente pelo resgate antecipado das 2ª e 3ª emissões de debêntures e da 2ª série da 4ª emissão de debêntures, bem como da liquidação da 1ª série da 4ª emissão de debêntures.

Os gráficos a seguir apresentam a composição dos indexadores do endividamento da AES Tietê Energia de forma individual e consolidada em 30 de setembro de 2017, bem como cronograma de amortização até 2023 para a AES Tietê Energia.

**Cronograma de amortização da dívida<sup>23</sup> (R\$ milhões)**



**Dívida Bruta por Indexador<sup>24</sup>**



<sup>23</sup> Fluxo composto por amortização de principal.

<sup>24</sup> Valores relativos ao principal.

No âmbito do projeto de Alto Sertão II, os financiamentos do BNDES e Banco do Brasil apresentam um fluxo de amortização e pagamento de juros mensal, enquanto para a 1ª Emissão de Debêntures o fluxo é semestral.

A tabela abaixo indica a escala de *rating* da AES Tietê Energia.

Escala	Ratings	Moodys
	Nacional	Aa1
Internacional	Ba2	

### Covenants

A fim de permitir o avanço de sua estratégia de crescimento, a Companhia realizou em 12 de setembro de 2017, junto aos debenturistas da 3ª série da 4ª emissão de debêntures uma Assembleia Geral de Debenturistas, com o objetivo de readequar os *covenants* da Companhia. Os ajustes realizados foram aprovados por 77,02% dos debenturistas e incluem:

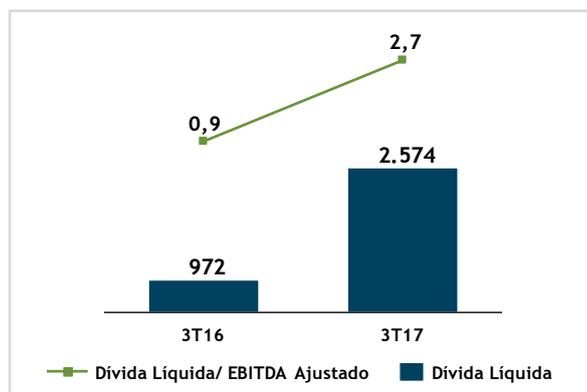
- (i) Alteração do limite máximo do índice Dívida Líquida pelo EBITDA Ajustado<sup>25</sup> de 3,5x para 3,85x no caso de aquisição de ativos, durante 36 meses ou até o final da respectiva emissão, o que vier primeiro;
- (ii) Inclusão do EBITDA Ajustado proforma dos últimos 12 meses do ativo adquirido;
- (iii) Alteração do limite mínimo do índice de cobertura de juros (EBITDA Ajustado pelas Despesas Financeiras) de 1,75x para 1,5x; e
- (iv) Alteração para 2 trimestres consecutivos para não cumprimento dos índices.

Assim sendo, os *covenants* das dívidas da Companhia consideram o índice Dívida Líquida pelo EBITDA Ajustado, que não pode ser superior a 3,5x, sendo que em caso de Aquisição de Ativos pela emissora, o índice assume como limite 3,85x durante o período de 36 meses ou até a data de vencimento da respectiva dívida, o que ocorrer primeiro. O índice Dívida Líquida pelo EBITDA Ajustado encerrou o trimestre dentro do limite estabelecido, em 2,7x.

Com relação ao *covenant* de cobertura de juros (EBITDA Ajustado pelas Despesas Financeiras), considerado em todas as emissões, com exceção da 5ª emissão de debêntures, o indicador não pode ser inferior a 1,5x. Ao final do 3T17, esse indicador estava em 4,8x vs. 4,7x no final do 3T16.

<sup>25</sup> EBITDA Ajustado contempla (i) do resultado operacional conforme apresentado no demonstrativo contábil consolidado da Emissora na linha “Resultado Operacional” (excluindo as receitas e despesas financeiras), (ii) todos os montantes de depreciação e amortização, e (iii) todos os montantes relativos a despesas com entidade de previdência privada. No caso de uma Aquisição de Ativos, o cálculo e a verificação do Índice Financeiro deverá considerar o EBITDA Ajustado proforma do ativo adquirido, consolidado com o da Emissora, relativo aos 12 (doze) meses anteriores à data de liquidação da respectiva Aquisição de Ativos.

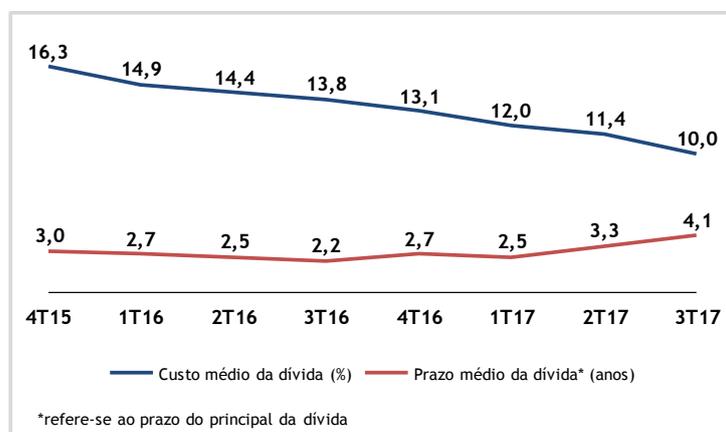
### Dívida Líquida - R\$ milhões



O custo médio da dívida da AES Tietê Energia em 30 de setembro de 2017 era de 10,0% ao ano, em comparação a 13,8% no mesmo período de 2016, conforme tabela abaixo. Essa variação decorre, principalmente, da redução da curva de CDI e IPCA durante o período.

O prazo médio da dívida da AES Tietê Energia no 3T17 foi de 4,1 anos, superior ao mesmo período de 2016, que era de 2,2 anos, devido ao alongamento da dívida em função da emissão realizada em abril de 2017 e aquisição de ativo.

### Custo e prazo médio da dívida



## INVESTIMENTOS

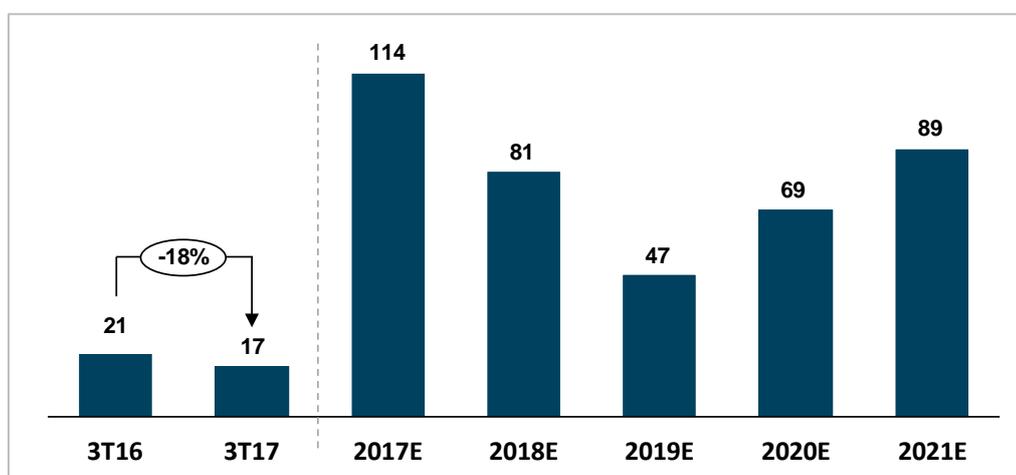
Os investimentos da AES Tietê Energia somaram R\$ 17,4 milhões no 3T17, valor 17,5% inferior ao montante investido no 3T16 (R\$ 21,1 milhões). Em ambos os períodos os principais investimentos foram referentes às grandes manutenções da usina de Água Vermelha em 2016 e das usinas de Água Vermelha e Barra Bonita em 2017. As modernizações e manutenções nas plantas da Companhia garantem suas condições operacionais e asseguram a disponibilidade de geração de energia, resultando em ganhos de produtividade e eficiência.

No total do 3T17 destacam-se:

- (i) R\$ 7,1 milhões destinados à modernização e manutenção preventiva da usina de Água Vermelha; e
- (ii) R\$ 6,3 milhões destinados à modernização e manutenção preventiva da usina de Barra Bonita.

Nos 9M17, a AES Tietê Energia investiu R\$ 69,6 milhões, destinados às grandes manutenções das usinas Água Vermelha e Barra Bonita, como mencionado anteriormente, montante 0,8% superior ao valor investido no mesmo período de 2016 (R\$ 69,0 milhões).

Histórico e projeção de Investimentos<sup>26</sup> - R\$ milhões



### Plano de Investimento

Conforme demonstrado no gráfico acima, a Companhia prevê investir aproximadamente R\$ 400 milhões no período de 2017 até 2021, principalmente em modernizações nas usinas hidráulicas, visando a melhoria contínua das condições operacionais e a garantia da disponibilidade de geração de energia em seus ativos, conforme apresentado na tabela a seguir:

Investimentos - R\$ milhões*	2017E	2018E	2019E	2020E	2021E	Total 2017 - 2021E
Investimentos	94,8	65,6	41,0	62,1	79,4	343,0
Juros de Capitalização	19,0	15,5	6,0	6,9	9,2	56,7
<b>Total</b>	<b>113,8</b>	<b>81,1</b>	<b>47,1</b>	<b>69,0</b>	<b>88,6</b>	<b>399,6</b>

\* valores nominais

<sup>26</sup> Valores nominais.

## FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

Fluxo de Caixa - R\$ milhões	3T16	3T17	Var	9M16	9M17	Var
<b>Saldo inicial de Caixa</b>	<b>346,6</b>	<b>1579,4</b>	<b>1.232,9</b>	<b>739,3</b>	<b>577,7</b>	<b>(161,6)</b>
Geração Operacional de Caixa	275,7	223,0	(52,7)	852,7	683,3	(169,4)
Investimentos	(12,7)	(17,8)	(5,1)	(48,7)	(72,1)	-23,4
<b>Investimentos Controladas</b>	<b>0,0</b>	<b>(682,1)</b>	<b>(682,1)</b>	<b>0,0</b>	<b>(687,1)</b>	<b>(687,1)</b>
Despesas Financeiras Líquidas	(10,1)	22,4	32,5	(70,9)	(37,6)	33,2
Amortização Líquida	-	-0,1	-0,1	(0,0)	952,9	953,0
IR/CSLL	(14,8)	(17,1)	-2,3	(335,0)	(81,7)	253,2
<b>Caixa Livre</b>	<b>238,0</b>	<b>- 471,8</b>	<b>- 709,8</b>	<b>398,1</b>	<b>757,6</b>	<b>359,5</b>
Dividendos e JSCP	(118,6)	(102,3)	16,2	(671,4)	(330,0)	341,4
<b>Saldo final de Caixa Controladora*</b>	<b>466,0</b>	<b>1.005,3</b>	<b>539,3</b>	<b>466,0</b>	<b>1.005,3</b>	<b>539,3</b>
<b>Caixa Controladas</b>	<b>0,0</b>	<b>24,7</b>	<b>24,7</b>	<b>0,0</b>	<b>24,7</b>	<b>24,7</b>
<b>Saldo final de Caixa Consolidado*</b>	<b>466,0</b>	<b>1.030,0</b>	<b>564,0</b>	<b>466,0</b>	<b>1.030,0</b>	<b>564,0</b>

\*Não considera caixa restrito e/ou bloqueado

O fluxo de caixa livre foi negativo em R\$ 471,8 milhões no 3T17, montante R\$ 709,8 milhões inferior ao registrado no 3T16. Esse desempenho se deve principalmente:

- (i) às aquisições de Complexo Eólico Alto Sertão II e do Complexo Solar Boa Hora nos montantes de R\$ 615,5 milhões<sup>27</sup> e R\$ 66,6 milhões (valor bruto de R\$ 75 milhões, sendo que os impostos de R\$ 8,4 milhões serão pagos no final de outubro/17), respectivamente, totalizando R\$ 682,1 milhões líquido; e
- (ii) redução do caixa operacional em R\$ 52,7 milhões fruto, principalmente, da maior compra de energia no mercado livre e redução da energia vendida no ambiente livre e regulado, como estratégia para mitigação do impacto ao GSF.

No acumulado do ano de 2017, o fluxo de caixa livre foi positivo em R\$ 757,6 milhões, montante R\$ 359,5 milhões superior ao registrado no mesmo período de 2016. Esse desempenho se deve:

- (i) entrada de novos recursos com a 3ª emissão de Notas Promissórias, no valor de R\$ 900,0 milhões, que será destinado à aquisição de Alto Sertão II e capital de giro;
- (ii) às aquisições de Alto Sertão II e do Complexo Solar Boa Hora nos montantes de R\$ 615,5 milhões e R\$ 66,6 milhões, respectivamente, totalizando R\$ 682,1 milhões; e
- (iii) à redução na geração operacional de caixa de R\$ 169,4 milhões, justificada, principalmente, pela redução da receita, reflexo do fim do contrato com a AES Eletropaulo em 31 de dezembro de 2015 (efeito no caixa até fev/16), compensado pela:
- (iv) queda de R\$ 253,2 milhões em IR/CSLL (recolhido em janeiro do ano subsequente) na comparação entre os períodos devido à redução no resultado de 2016 quando comparado ao de 2015.

Como resultado dos elementos acima mencionados, o saldo final de caixa da controladora deste trimestre atingiu R\$ 1.005,3 milhões no 3T17 vs. R\$ 466,0 milhões no 3T16.

<sup>27</sup> Maiores informações acerca do montante pago de Alto Sertão II disponíveis em Notas Explicativas 1.1 e 10, item (ii) do ITR da Companhia.

## ESTRUTURA ACIONÁRIA

Em 07 de julho de 2017, a AES Tietê Energia comunicou o encerramento do prazo para o exercício do direito de recesso pelos acionistas dissidentes das deliberações da Assembleia Geral Extraordinária de 29 de maio de 2017, que aprovou a aquisição do Complexo Eólico Alto Sertão II, tendo como resultado o exercício do direito de retirada de 36 ações ordinárias, 389 ações preferenciais e 30.314 units de emissão Companhia. Com isso, as ações resultantes desse processo foram destinadas à tesouraria da Companhia. Assim, a AES Tietê Energia passou a deter 30.353 ações ordinárias e 121.657 ações preferenciais.

Em 30 de setembro de 2017, o capital social subscrito e integralizado da AES Tietê Energia era de R\$ 416,6 milhões, representado por ações ordinárias e preferenciais, conforme detalhado a seguir.

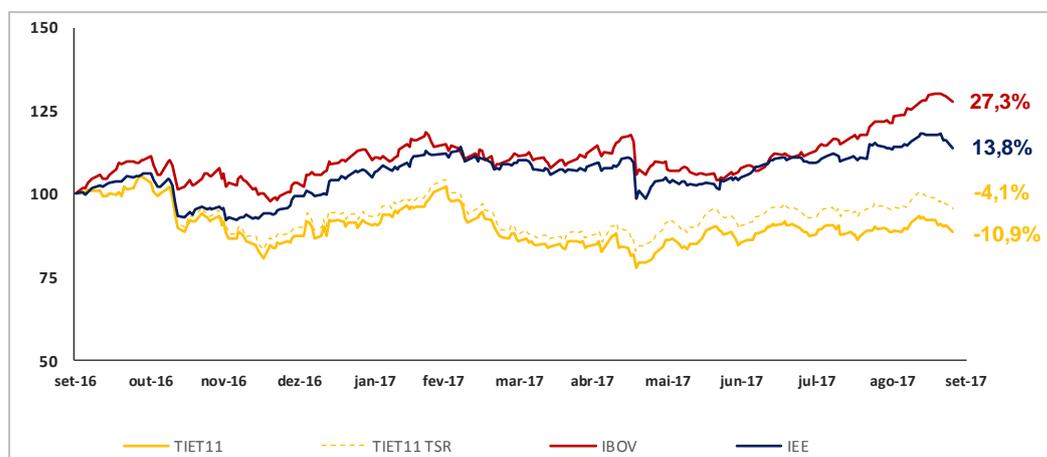
Acionista	ON	%	PN	%	Total	% Total
AES Holdings Brasil (AES Corp)	477.289.199	61,6%	471.926	0,0%	477.761.125	24,3%
BNDESPar	111.477.600	14,4%	445.910.403	37,4%	557.388.003	28,3%
Eletrobrás	31.228.340	4,0%	124.913.360	10,5%	156.141.700	7,9%
Ações em Tesouraria	30.353	0,0%	121.657	0,0%	152.010	0,0%
Outros	155.149.092	20,0%	620.792.982	52,1%	775.942.074	39,4%
<b>Total</b>	<b>775.174.584</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.192.210.328</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.967.384.912</b>	<b>100,0%</b>

Entre 10 e 17 de outubro de 2017 a Companhia realizou um processo de venda de uma parcela de suas ações em tesouraria. O total da venda destas ações foi de 10.650 ações ordinárias e 42.845 ações preferenciais. Assim, a AES Tietê Energia passou a deter 19.703 ações ordinárias e 78.812 ações preferenciais em tesouraria.

## MERCADO DE CAPITAIS

No 3T17, as *units* da Companhia apresentaram desvalorização de 10,9%, quando comparado ao 3T16, encerrando o 3T17 cotadas a R\$ 14,26. Em relação aos indicadores de mercado, no mesmo período, o IEE valorizou 13,8% e o Ibovespa 27,3%, encerrando o 3T17 em 41.306 pontos e 74.294 pontos, respectivamente. Ao longo do 3T17, o volume médio diário negociado foi de 1.168 mil *units* frente a 795 mil *units* no 3T16, representando um aumento de 46,8% em relação ao 3T16. O gráfico abaixo demonstra o desempenho das *units*:

**AES Tietê Energia x Ibovespa x IEE x TSR\***  
Base 100 - 30/09/2016



Fonte: Bloomberg

\* Total Shareholder Return - Retorno total ao acionista. (Considera a variação das cotações e os dividendos declarados no período).

## DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

### SEGURANÇA E MEIO AMBIENTE

Um dos principais compromissos socioambientais da AES Tietê Energia está relacionado com a segurança de colaboradores próprios, contratados e população no entorno das usinas.

No 3T17 não foi registrado nenhum acidente com afastamento com colaboradores próprios. Como parte do Programa de Segurança, a Companhia intensificou a prática de comunicar situações de perigo nas áreas operacionais e iniciou treinamentos de atenção que visa desenvolver habilidades de foco na realização da atividade, evitando acidentes.

É importante destacar que, desde 2009, não foram registrados acidentes com a população que vive no entorno das operações.

Metas	Indicadores	3T16	3T17	9M16	9M17
Zero acidente fatal com colaboradores próprios e contratados	Nº acidentes fatais	0	0	0	0
Registrar taxa abaixo de 0,01 para acidentes com afastamento, em 2017	<i>LTI Rate* - próprios</i>	0	0	0	0
	<i>LTI Rate* - contratados</i>	2,07	0	0,24	0,22
Registrar taxa abaixo de 0,64 para acidentes sem afastamento, em 2017	<i>Recordable Rate** - próprios</i>	0	0	0	0
	<i>Recordable Rate** - contratados</i>	2,07	2,02	0,47	0,22
Zero acidentes com a população	Nº de acidentes fatais	0	0	0	0
	Nº de acidentes totais	0	0	0	0

\*Taxa de incidentes com tempo perdido (acidentes típicos, com perda de dias de trabalho)

\*\*Taxa de acidentes registráveis (acidentes típicos, sem perda de dias de trabalho).

Quanto ao desempenho ambiental, foram evitadas 7 tCO<sub>2</sub>e no 3T17 e 207 tCO<sub>2</sub>e nos 9M17 devido, principalmente, à redução do consumo próprio de energia das usinas.

Meta	Indicador de Desempenho	3T16	3T17	9M16	9M17
Evitar as emissões de CO <sub>2</sub> e a partir da redução de 170 MWh de energia elétrica referente ao consumo próprio.	MWh de consumo próprio de energia elétrica*	1.771	1.713	6.906	4.673

\*O acompanhamento das emissões de gases de efeito estufa pelo consumo próprio de energia das usinas restringe-se ao consumo dos alimentadores que estão ligados às subestações, apenas. Em consonância com a metodologia utilizada pelo Governo Federal para o cálculo do fator de emissão da matriz elétrica nacional, considera-se a energia proveniente do SIN (Sistema Interligado Nacional). Até a divulgação deste release, o fator de emissão da matriz elétrica brasileira referente ao mês de setembro de 2017 não foi publicado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. A média do fator dos meses julho e agosto de 2017 foi utilizado nas estimativas de gases de efeito estufa deste trimestre.

### COLABORADORES

Ser reconhecida como um dos melhores lugares para se trabalhar é um dos objetivos traçados pelo Planejamento Estratégico Sustentável da Companhia. O foco é garantir que os colaboradores se sintam motivados e valorizados no ambiente de trabalho, assumindo o protagonismo para realizar suas atividades com excelência e satisfação, o que resulta em ganhos de eficiência, produtividade e qualidade. Neste ano de 2017, a AES Tietê Energia foi reconhecida pelo segundo ano consecutivo como uma das 150 Melhores Empresas para Trabalhar segundo o Guia Você S/A.

### COMUNIDADE / INSTITUTO AES

O Instituto AES consolida a atuação social voluntária das empresas do grupo AES Brasil visando dar maior capilaridade e impacto aos projetos já existentes, e criar novas possibilidades de impacto social. Os

pilares de atuação do Instituto AES são: (i) formação do cidadão; (ii) inovação para o desenvolvimento social; (iii) empreendedorismo consciente; e (iv) voluntariado. A missão do Instituto está alinhada à estratégia de negócios, à inovação e ao crescimento da AES Brasil, e os projetos são desenvolvidos em rede, incluindo os beneficiários, as comunidades e os parceiros. Com isso, os recursos próprios e incentivados investidos em projetos sociais são alocados com mais assertividade em relação ao potencial de impacto socioambiental.

Até 30 de setembro de 2017, foi doado pela Companhia o montante de R\$ 1,1 milhão para o Instituto AES com o objetivo de viabilizar novos projetos, realizar o monitoramento de projetos em execução e realizar a gestão geral da atuação social da Companhia.

No 3T17 foram realizadas atividades de projetos educacionais e culturais em 10 municípios no entorno das usinas hidráulicas da Companhia, com recursos aportados pela AES Tietê Energia no final de 2016 por meio da Lei Rouanet, totalizando R\$ 1,5 milhão. Além disso foram realizadas doações pela Companhia aos Fundos Municipais dos Direitos da Criança e do Adolescente e aos Fundos do Idoso de oito cidades no valor de R\$ 887 mil beneficiando mais de 20 entidades sociais em 2017.

## **DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIOS**

### **ESTRATÉGIA DE CRESCIMENTO**

A estratégia de crescimento da Companhia consiste em buscar oportunidades por meio da adição de capacidade instalada de geração a partir de fontes não hidráulicas e com contratos regulados de compra e venda de energia elétrica de longo prazo. Adicionalmente, a empresa busca complementar seu portfólio com novas energias/ tecnologias, como geração distribuída e armazenamento de energia via baterias.

Dessa maneira, alinhado com seu direcionador estratégico de redução de riscos a Companhia tem como foco, até 2020, compor 50% de seu EBITDA com fontes de energia não hidráulica com contratos regulados de longo prazo.

A seguir, apresentaremos as principais frentes de desenvolvimento da Companhia, visando seu plano de crescimento.

### **Aquisição do Complexo Eólico Alto Sertão II**

Em 13 de janeiro de 2017 a AES Tietê Energia firmou com a Renova Energia S.A. uma proposta para a aquisição do conjunto de parques eólicos que constituem o Complexo Eólico Alto Sertão II (“Alto Sertão II” ou “Complexo Alto Sertão II”).

Dando continuidade a esta negociação, em 18 de abril de 2017, a AES Tietê celebrou com a Renova Energia um Contrato de Compra e Venda de Ações pela totalidade das ações da Nova Energia Holding S.A. (“Nova Energia”), detentora, por meio da Renova Eólica, do Complexo Alto Sertão II. O valor da aquisição anunciado foi de R\$ 600,0 milhões e teve por base a estimativa da AES Tietê para 31 de dezembro de 2016, feita a partir das demonstrações financeiras de 30 de setembro de 2016. O valor da aquisição estava sujeito a determinados ajustes usuais neste tipo de transação incluindo ajuste de capital de giro. Com a aquisição, a AES Tietê assumiria uma dívida de R\$ 1.150,0 milhões, com base em 31 de dezembro de 2016.

Em 03 de agosto a Companhia anunciou a conclusão da aquisição da totalidade das ações da Nova Energia, detentora, por meio da Renova Eólica, do Alto Sertão II. É possível encontrar maiores informações acerca do Complexo Eólico na seção “Portfólio de Capacidade Instalada - Fonte Eólica” na página 5 deste documento.

O valor total pago pela Companhia para a aquisição foi de R\$ 600,0 milhões. Além do pagamento do preço de aquisição, a Companhia assumiu a dívida do Complexo Eólico Alto Sertão II no valor de R\$ 1.150,0 milhões, com base em 31 de dezembro de 2016, conforme mencionado anteriormente. O preço de

aquisição será ajustado com base em determinadas variações de capital de giro e dívida líquida do Complexo Eólico Alto Sertão II, previstas para ocorrer em até 70 dias após a data do fechamento da operação. A aquisição representa um passo importante para a estratégia de crescimento da AES Tietê Energia de, até 2020, compor 50% de seu EBITDA com fontes não hidráulicas com contratos regulados de compra e venda de energia elétrica de longo prazo, e de criação de valor para os seus acionistas.

### **Aquisição do Complexo Solar Boa Hora**

Em 1º de agosto de 2017 a AES Tietê Energia assinou um contrato de compra e venda de ações com a European Energy A/S, Eólica Tecnologia Ltda. e Solar Tecnologia Ltda. para a aquisição da totalidade das ações correspondentes ao capital social do Complexo Solar Boa Hora.

Este Complexo Solar foi outorgado no 8º Leilão de Energia de Reserva realizado em 13 de novembro de 2015, com o direito de fornecimento de energia contratada por vinte anos a R\$ 291,75/MWh<sup>28</sup>, com início de operação comercial previsto para novembro de 2018, com capacidade total projetada de 91 MWp (75 MWac).

O valor total da aquisição foi de R\$ 75,0 milhões, sendo o desembolso realizado em 25 de setembro de 2017.

A Companhia protocolou na ANEEL um pedido de alteração de características técnicas do Complexo Solar com o objetivo de construí-lo em terreno localizado na cidade de Ouroeste, a 3 km da Usina Hidráulica Água Vermelha. Com a aprovação de referida alteração, a AES Tietê Energia aumentará a capacidade instalada do sistema de geração da Companhia no Estado de São Paulo.

### **Acordo de Investimento do Complexo Solar Bauru**

Em 25 de setembro a AES Tietê Energia assinou um acordo de investimento com a Cobra do Brasil para a aquisição do Complexo Solar Bauru, que será construído no município de Guaimbê no Estado de São Paulo.

Tendo por base todos os custos envolvidos na implementação e entrada em operação comercial do Complexo Solar, o montante total acordado é de R\$ 650 milhões. Deste total, o montante equivalente a R\$ 470 milhões poderá ser investido em debêntures a serem emitidas entre setembro de 2017 e março de 2018, por 5 sociedades de propósito específico (“SPEs”), cujos recursos serão utilizados para financiar a construção do Complexo Solar Bauru. O desembolso do valor restante no montante de R\$ 180 milhões será realizado mediante ao *closing* da operação.

É importante ressaltar que este acordo de investimento está sujeito ao cumprimento de condições precedentes específicas ao longo do período de implementação, incluindo a obtenção de aprovações regulamentares aplicáveis, dentre outros fatores, da negociação satisfatória dos documentos definitivos entre as partes envolvidas.

As autorizações para implementação do Complexo Bauru Solar foram outorgadas às SPEs após o 6º Leilão de Energia de Reserva realizado em 31 de outubro de 2014, com energia contratada por 20 anos ao preço médio de R\$ 218,85/MWh<sup>29</sup>, com capacidade total projetada de 180 MWp (150 MWac) e início de operação comercial previsto para maio de 2018.

---

<sup>28</sup> Data base: novembro de 2015.

<sup>29</sup> Data base: outubro de 2014.

## Novas Energias - Geração Distribuída e Armazenamento de Energia

A expansão das fontes renováveis intermitentes na matriz de geração elétrica brasileira, como parques eólicos e plantas solares, demanda novas soluções operacionais e tecnológicas. Em paralelo, desonerações fiscais, avanços regulatórios (como a Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL, aprimorada pela Resolução Normativa 687/2015) e o aumento da tarifa regulada têm contribuído para acelerar a adoção da micro e mini geração no Brasil e, assim, diversificar e descentralizar a matriz elétrica.

Em dezembro de 2015, a Companhia celebrou seu primeiro contrato de geração distribuída solar de 6,1 kWp dentro da área de concessão da AES Eletropaulo. Tal projeto entrou em operação comercial em junho/2016.

Em 2016 a AES Tietê Energia passou a oferecer soluções energéticas integradas - combinando soluções de comercialização de energia com geração distribuída e autoprodução de energia. Além dos 6,1 kWp de um contrato de geração distribuída solar que a Companhia possuía, ao longo de 2016 a Companhia celebrou mais dois contratos de geração distribuída solar totalizando 36,3 kWp, que entraram em operação ao longo de 2017. No 3T17, a Companhia celebrou um contrato para um projeto de *Carport* (“estacionamento solar”). A potência estimada é de 530 kWp, com início de operação estimada para o primeiro trimestre de 2018. Além disso, como forma de pioneirismo, a AES Tietê Energia instalou em sua nova sede, em Bauru, um sistema de 118 kWp, que será integrado em uma micro-rede com diversas tecnologias de energia. No total, a Companhia possui mais de 160,4 kWp em operação.

A AES Tietê Energia também trabalha em avaliações e propostas comerciais para a instalação de “Fazendas Solares”, modalidade de geração distribuída por meio do modelo de autoconsumo remoto. No momento encontra-se em estágio avançado de negociação de projeto de mais de 5 MWp em Minas Gerais para uma rede de varejo.

Armazenamento de energia, por meio de baterias (*“Energy Storage”*)<sup>30</sup>, é outra importante linha de negócio oferecida pela AES Tietê Energia. A AES Corp é líder mundial em *Energy Storage*, e no Brasil a AES Tietê Energia é pioneira em oferecer esta solução para o mercado. A Companhia vem realizando diversas apresentações e seminários relacionados a *Energy Storage* pelo Brasil, com o objetivo de manter constante diálogo com entidades do setor elétrico para apresentar a tecnologia, suas aplicações e benefícios, bem como contribuir para o aprimoramento do modelo regulatório, visando fomentar o crescimento de soluções de armazenamento.

Com possibilidade de diversas aplicações, algumas das mais promissoras para o Brasil são: otimização de custos com reserva girante, integração de fontes renováveis intermitentes, geração de ponta e diferimento/otimização de investimentos em linhas de transmissão e distribuição.

A usina hidráulica de Bariri será a primeira usina nacional a ser integrada a um sistema de baterias para armazenar sua geração. O projeto piloto, com capacidade de 161,4 kW em baterias de íons de lítio, será instalado no início do 1S18 para demonstrar a clientes e órgãos reguladores como os equipamentos funcionam na prática. Com isso, o Brasil passará a fazer parte do mapa mundial do armazenamento de energia.

Em complemento às iniciativas acima descritas, a Companhia também mantém seus esforços para atender à obrigação de expansão, via projetos solares ou térmicas a gás natural, conforme será detalhado na seção abaixo.

---

<sup>30</sup> A AES possui 10 anos de experiência nesta tecnologia. Com 436 MW de sistemas de armazenamento em operação, construção ou fase final de desenvolvimento, a AES possui o maior parque de armazenamento de energia com baterias com mais de 3 milhões de MWh de serviços prestados e já está na 4ª geração da sua solução, o ADVANCION.

## Obrigação de Expansão

O Edital de Privatiza o da AES Tietê Energia estabeleceu   Companhia a obriga o de expandir a sua capacidade instalada em, no mínimo, 15% (aproximadamente 400 MW) no Estado de São Paulo. Essa expansão deveria se dar por intermédio da gera o de energia nova, no período de oito anos a partir da assinatura do seu contrato de concessão, ocorrida em dezembro de 1999 (“Obriga o de Expansão”).

Contudo, foram estabelecidas novas condi es regulatórias, posteriores   privatiza o, em especial a cria o de um novo modelo do setor elétrico, por meio da publica o da Lei n  10.848/2004, que dificultaram o cumprimento da Obriga o de Expansão, tal como originalmente concebida.

Com o novo modelo do setor, a AES Tietê Energia passou a se sujeitar às restri es para a comercializa o 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 Obriga o 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 compara o com projetos em outros estados do País, o que dificulta a competitividade de projetos de gera o de energia no Estado de São Paulo no atual modelo dos leilões.

Em setembro de 2011, a Companhia foi citada em uma a o ordinária na qual o Estado de São Paulo requereu que a AES Tietê Energia cumprisse, em um prazo de 24 meses, a obriga o de expandir sua capacidade instalada. O juiz responsável pela a o ordinária concedeu liminar, determinando o início do decurso do prazo de 60 dias para a Companhia apresentar seu plano para o cumprimento da Obriga o de Expansão. A Companhia apresentou como plano de expansão da sua capacidade o projeto “Termo São Paulo”, com capacidade líquida de aproximadamente 500 MW.

Em dezembro de 2012, foi anexada ao processo a manifesta o do Estado de São Paulo sobre o projeto apresentado pela AES Tietê Energia, no qual se alegava basicamente que: (i) o plano apresentado foi consistente; (ii) não existia garantia do fornecimento de gás natural da Petrobrás, o que prejudicaria a execu o do plano; (iii) a usina termelétrica não seria a única alternativa para cumprir a obriga o de expansão; e (iv) mesmo que o gás fosse fornecido pela Petrobrás, não haveria garantia de vitória no leilão (para a constru o da usina) e tal fato (não vencer o leilão) não poderia ser interpretado como uma justificativa para o não cumprimento da Obriga o de Expansão. O juízo de 1  instância determinou que a AES Tietê Energia se manifestasse sobre os comentários do Estado de São Paulo acerca do plano, bem como que as partes informassem se havia interesse na realiza o de uma audiência de tentativa de concilia o.

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

Em agosto de 2013, as partes foram intimadas sobre a designa o de uma audiência de concilia o para outubro de 2013. Após essa audiência, o processo permaneceu suspenso por diversos período em virtude de requerimento das partes.

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

Em agosto de 2015, a AES Tietê Energia apresentou peti o informando que não foi obtido acordo e requerendo a produ o de provas, especialmente pericial.

Em fevereiro de 2017, o juiz determinou a realiza o da produ o de prova pericial, nas especialidades de Economia e Engenharia, bem como rejeitou o argumento da AES Tietê Energia relativo   prescri o da propositura da a o ajuizada pelo Estado de São Paulo.

Em março de 2017, a AES Tietê Energia indicou assistente técnico, bem como com quesitos, a serem respondidos pelo Perito. Na mesma data, a AES Tietê Energia apresentou recurso de agravo contra a rejeição da prescrição.

Ainda em março de 2017, foi proferida decisão no recurso de agravo interposto pela AES Tietê Energia, suspendendo a decisão que rejeitou o argumento relativo à prescrição. Vale ressaltar que, 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 MWm.

No dia 31 de maio de 2017 o Tribunal de Justiça negou provimento ao recurso da Companhia que pretendia o reconhecimento da prescrição. Os desembargadores entenderam que esta matéria deverá ser julgada em recurso contra eventual decisão de mérito desfavorável à Companhia, a ser proferida em 1ª instância.

Em 26 de julho de 2017, a Companhia interpôs Recurso Especial, o qual será analisado pelo Superior Tribunal de Justiça. O objetivo deste recurso é que o argumento relativo à prescrição seja analisado antes do julgamento de mérito em 1ª instância.

Em setembro de 2017, o processo voltou a tramitar em 1ª instância para fins de realização de perícia.

### **Projetos em desenvolvimento no Estado de São Paulo**

O projeto Termo São Paulo consiste na construção de uma termelétrica a gás natural com capacidade líquida de geração de aproximadamente 500 MW denominada Termo São Paulo.

De 2012 a junho de 2017, a Companhia possui uma 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 Energia. Porém, o principal entrave de ambos os projetos, que é o contrato de fornecimento de gás, continua sem solução até a presente data. Por isso, a Companhia optou por não continuar mais com esta opção de compra e como consequência deu baixa contábil ao projeto em junho de 2017.

Dado este fato, em março de 2016 a Companhia assinou um memorando de entendimento não vinculante com a Empresa Metropolitana de Águas e Energia (“EMAE”) de modo a estabelecer uma parceria para analisar a viabilidade de desenvolvimento de uma termelétrica a gás natural em um dos terrenos disponíveis no site da EMAE, de Pedreira, onde a térmica Fernando Gasparian está localizada. Atualmente, estão sendo realizados estudos de pré-viabilidade ambiental para definição da potência permitida, necessária para o início desse projeto, para então começar o processo de licenciamento ambiental.

A Companhia também estuda uma iniciativa para viabilizar o fornecimento de gás para os projetos termoelétricos com a construção de um terminal de regasificação na costa do Estado de São Paulo. Diversas localizações estão em análise na costa do Estado. Junto ao terminal, é previsto também a construção de uma usina térmica de modo a criar sinergia e otimizar os custos da cadeia de suprimento de gás.

Como outra alternativa, no ano 2015 a Companhia começou a desenvolver o projeto solar Água Vermelha /II (“AGV II”) com capacidade instalada de até 150 MWac e localizado no município de Ouroeste no Estado de São Paulo, a aproximadamente 3 km da usina hidráulica de Água Vermelha da AES Tietê Energia. O projeto já possui um contrato de opção pelo arrendamento de terra assinado, solução de conexão definida e licença ambiental prévia emitida pela CETESB em 16 de maio de 2016, estando apto para participar de leilões em 2017.

Conforme anteriormente mencionado, a Companhia assinou contrato de compra para a aquisição do projeto Boa Hora (91 MWp/75 MWac). Caso a ANEEL autorize a transferência do projeto para o Estado de São Paulo, a Companhia irá utilizar o terreno e solicitar licença ambiental de instalação do projeto AGV

Solar para iniciar a construção do projeto Boa Hora. A capacidade remanescente do projeto poderá ser leiloada em futuros leilões de energia nova, organizados pelo governo federal.

Adicionalmente, em setembro a AES Tietê Energia assinou um acordo de investimento com a Cobra Brasil Serviços, Comunicações e Energia S.A., conforme mencionado anteriormente para a aquisição do Complexo Solar Bauru, que será construído no município de Guaimbê no Estado de São Paulo, com capacidade total projetada de 180 MWp (150 MWac) e início de operação comercial previsto para maio de 2018.

## GOVERNANÇA CORPORATIVA

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

No âmbito interno, a AES Tietê Energia 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 onze membros efetivos e nove membros suplentes. Dentre os seus membros, sete membros efetivos (sendo que somente um deles não possui suplente) e respectivos suplentes foram indicados pelo acionista controlador, um membro efetivo e seu respectivo suplente pelo BNDES Participações S.A. - BNDESPAR nos termos do Acordo de Acionistas da Companhia, um membro efetivo independente indicado pelo controlador, um membro efetivo e respectivo suplente são indicados pelos acionistas minoritários e também considerados conselheiros independentes e o último membro efetivo e seu respectivo suplente foram eleitos pelos colaboradores da Companhia, conforme disposição do seu estatuto social. O mandato dos atuais membros do Conselho de Administração se encerrará na data da realização da Assembleia Geral Ordinária que examinará as contas da administração da Companhia referentes ao exercício social que findo em 31 de dezembro de 2017.

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

Atualmente, a Companhia possui um Conselho Fiscal, que tem como principal função fiscalizar os atos dos administradores e verificar o cumprimento dos seus deveres legais e estatutários. Além disto, o Conselho Fiscal também é responsável por examinar trimestralmente o balancete e as demonstrações contábeis elaboradas pela Companhia, opinar sobre o relatório anual da administração e as propostas dos órgãos da administração a serem submetidos em Assembleia Geral.

O Conselho Fiscal da Companhia é atualmente composto por cinco membros efetivos e quatro membros suplentes, dos quais: dois efetivos e respectivos suplentes foram indicados pelo acionista controlador, um efetivo e respectivo suplente foram indicados pela BNDESPAR nos termos do Acordo de Acionistas da Companhia, um efetivo e respectivo suplente foram indicados pelos acionistas minoritários preferencialistas da Companhia e um membro efetivo indicado pelos acionistas minoritários ordinários da Companhia.

Além de ter sua gestão administrativa fiscalizada pelo Conselho Fiscal, por ser subsidiária da The AES Corporation, companhia de capital aberto com ações na Bolsa de Nova York, a AES Tietê Energia adequou seus controles internos à Lei Sarbanes-Oxley ("SOX"), cujo objetivo é assegurar a confiabilidade das demonstrações contábeis de companhias que negociam ações no mercado norte-americano.

Por fim, comprometido com o constante aperfeiçoamento das boas práticas de governança corporativa da Companhia, o Conselho de Administração constituiu, em junho de 2017, o Comitê de Remuneração e Pessoas e o Comitê de Sustentabilidade. De natureza não estatutária, os Comitês têm a função de assessorar o Conselho de Administração em matérias de sua competência e contam com a participação de conselheiros independentes e especialistas em cada assunto.

## **TRANSPARÊNCIA E ÉTICA**

---

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

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

Além disso, a AES Brasil conta com o AES *Helpline*, um canal de comunicação aberto ao público interno e externo. O canal está disponível 24 horas por dia, nos 365 dias do ano, para receber e tratar alegações de desvio ético ou dúvidas relacionadas aos valores da empresa.

## **COMPLIANCE CONTRATUAL**

---

A AES Tietê Energia está comprometida em manter o mais alto nível de integridade nos negócios que realiza, por isso, conduz pesquisas (*due diligences*) nos parceiros com as quais se relaciona para conhecer as empresas sob o ponto de vista reputacional e assegurar-se de que são idôneas. A Companhia visa ainda obter o comprometimento de seus parceiros, por meio de linguagens legais específicas, a agir com ética, transparência e de acordo com a legislação anticorrupção aplicável. Os colaboradores da AES Tietê Energia, parceiros de negócios, prestadores de serviços, fornecedores e terceiros que realizam trabalhos junto à AES Tietê Energia devem aderir a todas as leis e regulamentos aplicáveis e demonstrar comportamento ético em suas relações e decisões de negócios.

## EQUIPE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

### CONTATOS

Relações com Investidores		
<b>Diretora de RI</b>		
Camila Abel Correia da Silva		
<b>Gerente de RI</b>	<b>E-mail</b>	<b>Telefone</b>
Bernardo Almeida Britto Garcia	<a href="mailto:bernardo.almeida@aes.com">bernardo.almeida@aes.com</a>	(11) 2195-2681
<b>Analistas de RI</b>	<b>E-mail</b>	<b>Telefone</b>
Erika Lima	<a href="mailto:erika.regina@aes.com">erika.regina@aes.com</a>	(11) 2195-4881
Gabriela Rigo Bussotti	<a href="mailto:gabriela.bussotti@aes.com">gabriela.bussotti@aes.com</a>	(11) 2195-7433
Lais Lobão	<a href="mailto:lais.lobao@aes.com">lais.lobao@aes.com</a>	(11) 2195-7872

## ANEXOS

### DADOS CONSOLIDADOS- R\$ mil

CONSOLIDADO		
ATIVO	30.09.2017	31.12.2016
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>1.412.733</b>	<b>776.479</b>
DISPONIBILIDADES	1.029.994	577.617
Caixa e bancos	237.676	72.086
Investimento de curto prazo	792.318	505.531
CRÉDITOS	289.941	151.817
Revendedores	289.941	146.897
Outras contas a receber	-	4.920
OUTROS	92.798	47.045
Conta de ressarcimento - CCEE/Distribuidoras	5.215	-
Instrumentos financeiros derivativos	5.964	-
Tributos e contribuições sociais	70.150	23.378
Tributos a recuperar	1.516	20.968
Outros créditos	6.327	2.016
Despesas pagas antecipadamente	3.626	683
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>5.224.186</b>	<b>3.323.100</b>
Revendedores	13.075	13.075
Conta de ressarcimento - CCEE/Distribuidoras	1.272	-
Tributos e contribuições sociais diferidos	4.036	-
Titulos a recuperar	145.608	159.665
Outros tributos compensáveis	531	698
Cauções e depósitos vinculados	204.023	4.465
Instrumentos financeiros derivativos	452	-
Outros créditos	92	39
Imobilizado	4.620.194	3.089.307
Intangível	234.903	55.851
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>6.636.919</b>	<b>4.099.579</b>
CONSOLIDADO		
PASSIVO	30.09.2017	31.12.2016
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>	<b>1.837.436</b>	<b>827.945</b>
FINANCIAMENTOS	1.035.760	255.776
Empréstimos e Arrendamento Financeiro	977.461	315
Debêntures	58.299	255.461
FORNECEDORES	609.339	411.782
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	108.031	63.404
DIVIDENDOS PROPOSTOS E DECLARADOS	1.564	52.569
PROVISÃO PARA LITÍGIOS E CONTINGÊNCIAS	1.779	1.571
CONTA DE RESSARCIMENTO - CCEE/DISTRIBUIDORAS	20.098	-
OBRIGAÇÕES DE AQUISIÇÕES	4.833	-
OUTROS	56.032	42.843
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>3.236.009</b>	<b>1.693.535</b>
FINANCIAMENTOS	2.567.400	1.190.794
Empréstimos e Arrendamento Financeiro	905.258	333
Debêntures	1.662.142	1.190.461
PROVISÕES PARA LITÍGIOS E CONTINGÊNCIAS	122.595	72.019
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS	423.905	393.757
CONTA DE RESSARCIMENTO - CCEE/DISTRIBUIDORAS	33.438	-
OUTROS	30.797	36.965
OBRIGAÇÕES DE AQUISIÇÕES	57.874	-
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>1.563.474</b>	<b>1.578.099</b>
Capital Social	416.646	416.646
Reservas de Capital	198.294	198.072
Reservas de Lucro - Legal	73.425	73.425
Ajuste de avaliação patrimonial	815.903	858.717
Dividendos adicionais propostos	-	34.528
Lucros acumulados	62.015	-
Ações em Tesouraria	(105)	-
Outros	(2.704)	(3.289)
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>	<b>6.636.919</b>	<b>4.099.579</b>

Demonstração dos Resultados	3T16	3T17*	Var (%)	9M16	9M17*	Var (%)
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>453.567</b>	<b>515.184</b>	<b>13,6%</b>	<b>1.351.832</b>	<b>1.424.014</b>	<b>5,3%</b>
Suprimento e Transporte de Energia	453.499	451.069	-0,5%	1.351.701	1.357.788	0,5%
Outras Receitas	68	64.115	94105,8%	132	66.226	50249,0%
Deduções da Receita Operacional	(51.143)	(55.761)	9,0%	(154.195)	(162.034)	5,1%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>402.424</b>	<b>459.423</b>	<b>14,2%</b>	<b>1.197.637</b>	<b>1.261.980</b>	<b>5,4%</b>
<b>Custos do Serviço de Energia Elétrica</b>	<b>(224.419)</b>	<b>(354.533)</b>	<b>58,0%</b>	<b>(679.599)</b>	<b>(763.441)</b>	<b>12,3%</b>
Pessoal	(26.270)	(25.841)	-1,6%	(72.893)	(82.725)	13,5%
Entidade de Previdência Privada	(358)	(1.024)	186,0%	(671)	(3.169)	372,3%
Material	(1.825)	(2.649)	45,2%	(5.590)	(9.093)	62,7%
Serviços de Terceiros	(26.936)	(33.504)	24,4%	(66.331)	(71.753)	8,2%
Compensação Financeira para Utilização de Recursos Hídricos	(14.509)	(13.867)	-4,4%	(56.261)	(39.599)	-29,6%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(84.124)	(183.303)	117,9%	(257.638)	(294.673)	14,4%
Transmissão e Conexão	(27.729)	(33.207)	19,8%	(83.024)	(92.446)	11,3%
Taxa de Fiscalização/Encargos	(1.715)	(1.694)	-1,2%	(5.144)	(5.084)	-1,2%
Depreciação e Amortização	(36.509)	(55.600)	52,3%	(117.324)	(133.894)	14,1%
Provisões Operacionais	615	1.707	177,6%	(822)	(3.905)	375,1%
Outras despesas (receitas) operacionais	(5.059)	(5.551)	9,7%	(13.901)	(27.100)	95,0%
<b>Resultado do Serviço</b>	<b>178.005</b>	<b>104.890</b>	<b>-41,1%</b>	<b>518.038</b>	<b>498.539</b>	<b>-3,8%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>214.514</b>	<b>160.490</b>	<b>-25,2%</b>	<b>635.362</b>	<b>632.433</b>	<b>-0,5%</b>
<b>Receita (Despesa) Financeira</b>	<b>(29.697)</b>	<b>(50.344)</b>	<b>69,5%</b>	<b>(100.901)</b>	<b>(113.186)</b>	<b>12,2%</b>
Receitas Financeiras	24.754	30.562	23,5%	70.685	69.568	-1,6%
Despesas Financeiras	(53.929)	(82.214)	52,4%	(180.368)	(183.412)	1,7%
Variações cambiais, líquidas	(522)	1.308	-350,6%	8.782	658	-92,5%
<b>Resultado Antes dos Tributos</b>	<b>148.308</b>	<b>54.546</b>	<b>-63,2%</b>	<b>417.137</b>	<b>385.353</b>	<b>-7,6%</b>
Provisão para IR e Contribuição Social	(36.988)	(14.825)	-59,9%	(104.430)	(97.091)	-7,0%
Impostos Diferidos	(13.474)	(1.777)	-86,8%	(37.291)	(33.340)	-10,6%
<b>Lucro Líquido do Período</b>	<b>97.846</b>	<b>37.944</b>	<b>-61,2%</b>	<b>275.416</b>	<b>254.922</b>	<b>-7,4%</b>

\*Considera fonte hidráulica, eólica e outras subsidiárias da Companhia

## GLOSSÁRIO

**ACL (Ambiente de Contratação Livre)** – O Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou Mercado Livre é o segmento do setor elétrico no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais com condições, preços e volumes livremente negociados entre geradores, comercializadores, importadores e exportadores de energia e consumidores livres convencionais, entre eles segmentos industriais eletro-intensivos, além de grandes plantas industriais, como a automobilística, alimentícia, siderúrgica e química.

**ACR (Ambiente de Contratação Regulada)** - No Ambiente de Contratação Regulada – ACR, os Agentes de Distribuição, através de leilões públicos promovidos pelo Poder Concedente (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL) e operacionalizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, adquirem a energia elétrica para atender seu mercado (consumidores cativos).

**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.

**CCEAR (Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado)** - É um contrato bilateral de compra e venda de energia elétrica e respectiva potência associada, celebrado entre o agente vendedor e o agente de distribuição no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), como decorrência dos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos.

**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 hidráulicas.

**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.

**COGE** - Centro de Operações da Geração e Eclusas.

**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 (Conditional Value at Risk)** – medida utilizada para avaliação objetiva do risco de um portfólio que indica o valor esperado das perdas financeiras condicionado ao fato destas serem superiores a um limiar.

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

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

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

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

**Garantia Física (Garantia Assegurada)** – É a quantidade máxima de produção de energia elétrica que pode ser mantida pelas usinas hidráulicas 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.

**IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis)** – Agência do governo responsável pela preservação, controle e conservação da fauna e flora, além de realizar estudos sobre o ambiente e conceder licenças ambientais para empreendimentos que possam impactar na natureza.

**IEE (Índice de Energia Elétrica)** – Índice setorial da B3 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.

**MCSO (Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits)** – Processo de realocação, entre Agentes de Distribuição participantes da CCEE, de sobras e déficits de montantes de energia contratados no ACR.

**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.

**MME (Ministério de Minas e Energia)** – Órgão que atua na formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes do CNPE

**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)** - Instituição responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional - SIN e por administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil. O ONS tem como objetivos principais o atendimento dos requisitos de carga, a otimização de custos e a garantia de confiabilidade do sistema. Outra responsabilidade da instituição é a definição das condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país.

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

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

**PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas)** - Empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 KW e igual ou inferior a 30.000 KW e com reservatório de até 3km<sup>2</sup>.

**Sazonalização** – A sazonalização admite que o volume de energia entregue para fins de lastro 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.

**SIN (Sistema Interligado Nacional)** – Sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidráulicas, 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.

**Submercado** - Dado as diferenças entre as características da malha de transmissão do SIN, as regiões que tem maiores semelhanças geoeletricas são agrupadas, formando assim um submercado, que é diferente da divisão geopolítica comumente utilizada

**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.

**TEO (Tarifa de Energia de Otimização)** – Utilizada para valoração das transações do MRE estabelecida pela ANEEL.

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

**UHEs (Usina Hidrelétrica de Energia)** - Empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 30.000 KW, com área total de reservatório superior a 3,0 Km.

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

## LIMITAÇÃO DE RESPONSABILIDADE

Declarações contidas neste documento relativas a perspectivas dos negócios da AES Tietê Energia, projeções de resultados operacionais e financeiros e ao potencial de crescimento da Companhia, 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.

## RELAÇÕES COM INVESTIDORES

[ri.aestiete.com.br](http://ri.aestiete.com.br)

[ri.aestiete@aes.com](mailto:ri.aestiete@aes.com)

(11) 2195-7048

