

## CONSTRUINDO A NOVA TIETÊ

Comentários da Sra. Clarissa Sadock  
Diretora Vice-Presidente de Finanças e de Relações com Investidores

Neste trimestre, trabalhamos na continuidade de nosso plano de crescimento, avançando na construção de nossos três ativos solares adquiridos em 2017. A construção de Guaimbê está praticamente concluída. O complexo já contribuirá para o nosso resultado a partir de julho deste ano. Iniciamos a construção de Boa Hora, com avanço físico dentro do cronograma e orçamento estimados, reforçando o nosso compromisso quanto à entrada em operação da planta em novembro. A significativa sinergia de construção entre Boa Hora e AGV Solar, garante que o mesmo progresso seja visto na construção de AGV, garantindo a antecipação de sua entrada em operação e a venda de energia no mercado livre antes da entrada do contrato regulado.

Na frente comercial, seguimos com a gestão do portfólio hídrico por meio do monitoramento constante das exposições mensais, sempre buscando oportunidades comerciais com o objetivo de otimizar a nossa margem comercial ao longo do ano frente ao risco hidrológico. Um dos focos dessa estratégia é o plano de sazonalização da fonte hídrica, que deslocou garantia física dos primeiros meses do ano para os meses de estação seca, em função da esperada elevação dos preços no mercado *spot* entre os períodos devido (i) à transição do período úmido para o período seco e (ii) aos níveis relativamente baixos dos reservatórios brasileiros.

Ainda em linha com essa estratégia, este ano cerca de 52% da energia dos contratos do LEN do Complexo Eólico Alto Sertão II foi descontratada no MCSD, pelo período de janeiro a dezembro de 2018, e já comercializada no mercado livre a um preço bastante superior ao original do contrato regulado (cerca de 60%).

Aumentamos significativamente o nível de contratação de médio prazo do nosso portfólio, com destaque para o crescimento de 5 p.p. para o ano de 2021, saindo de 31% para 36% com elevação do preço médio do portfólio. Nosso nível de contratação é de 80%, 77%, 71%, 36% e 29% para os anos de 2018 a 2022.

Com isso, demonstramos o nosso compromisso na geração de valor e retorno aos acionistas.

Neste trimestre, anunciamos a distribuição de R\$ 69 milhões de dividendos com *payout* de 126%.

## RESULTADOS

# 1T18

### Teleconferência de Resultados

09.05.2018  
10h00 (BRT) e 09h00 (EST)

Código: AES Tietê

Conexão:

Brasil: +55 11 3193 1001

+55 11 2820 4001

EUA: +1 800 492 3904

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

#### CONTATO:

Tel +55 2195-2210

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

### ÍNDICE

DESTAQUES 2017	2
PERFIL DA COMPANHIA	3
ESTRATÉGIA DE CRESCIMENTO	3
PORTFÓLIO DE CAPACIDADE INSTALADA	4
DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL	5
DESEMPENHO FINANCEIRO	9
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIOS	18
CONTEXTO SETORIAL HÍDRICO	20
DESEMPENHO SETOR HÍDRICO	22
ANEXOS / GLOSSÁRIO	29

AES Tietê Energia S.A. - R\$ milhões	1T17	1T18	Var
Receita Bruta	455,8	482,6	5,9%
Receita Líquida	403,2	430,1	6,7%
Custos e Despesas Operacionais <sup>1</sup>	144,2	171,2	18,8%
EBITDA	259,0	258,9	0,0%
Margem EBITDA - %	64,2%	60,2%	-4,0 p.p.
Lucro Líquido	126,0	54,8	-56,5%
Margem Líquida - %	31,3%	12,7%	-18,6 p.p.
Patrimônio Líquido	1.705,8	1.612,2	-5,5%
Dívida Líquida	742,9	2.186,9	194,4%
Geração de caixa operacional	236,3	339,4	43,6%

<sup>1</sup>Não inclui depreciação e amortização

Índices	1T17	1T18	Var
Lucro Líquido <sup>1</sup> / PL	0,2x	0,1x	-0,1 p.p.
Dívida Líquida / PL	0,4x	1,4x	1,0 p.p.
Dívida Líquida / EBITDA ajustado <sup>2</sup>	0,8x	2,4x	1,6 p.p.
EBITDA ajustado <sup>2</sup> / Despesa Financeira	4,6x	3,3x	-1,3 p.p.

<sup>1</sup> Últimos 12 meses

<sup>2</sup> Relacionada ao serviço da dívida e para o EBITDA de 2017 considera o resultado do Complexo Eólico Alto Sertão II

Dados Operacionais <sup>3</sup>	1T17	1T18	Var
Energia Gerada - GWh	3.392,9	2.678,8	-21,0%
Preço Médio Contratação (R\$/MWh)	134,84	162,44	20,5%
Investimentos - R\$ milhões	22,0	31,2	41,9%
Colaboradores próprios	394	435	10,4%

<sup>3</sup> Considera Fonte Hídrica e Eólica

TIET11: R\$ 10,93 (07/05/2018)

VALOR DE MERCADO: R\$ 4,3 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 1,2 milhões

São Paulo, 07 de maio de 2018 – AES Tietê Energia S.A. (“Companhia” ou “AES Tietê Energia”) (B3: TIET3, TIET4 e TIET11) anunciou hoje os resultados referentes ao 1º trimestre de 2018 (“1T18”). 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 1T18

## Hidrologia e Vento

- Afluência do SIN de 86,6% da MLT<sup>1</sup> no 1T18 vs. 67,1% no 1T17
- Nível dos reservatórios do SIN encerrou o 1T18 em 44,3%, superior em 5,1 p.p. vs o 1T17 (39,2%)
- Energia secundária de 11,9% no MRE no 1T18 vs. 10,2% no 1T17
- Vento com velocidade média de 6,66 m/s no 1T18 vs. 7,74 m/s no 1T17

## Operacional

- Volume de energia gerada pelas usinas hidráulicas de 2.410,9 GWh no 1T18 vs. 3.122,3 GWh no 1T17
- Garantia física líquida alocada pós MRE de 2.188,5 GWh
- Volume de energia gerada de 267,9 GWh pelos parques eólicos no primeiro trimestre de 2018, em linha com a geração registrada no 1T17 (270,6 GWh)
- Construção dos parques solares:
  - Guaimbê: conclusão da obra para final de abr/18. Entrada em operação esperada: jul/18
  - Boa Hora: início de construção em abr/18. Entrada em operação esperada: nov/18
  - AGV Solar: início de construção prevista para jul/18. Entrada em operação antecipada esperada: meados/19

## Comercial

- Efeito positivo de aproximadamente R\$ 12,0 milhões na receita do 1T18 devido à descontratação de 52% do volume de energia contratado por meio do LEN de Alto Sertão II no mercado regulado e subsequente venda a preços cerca de 60% superiores
- PLD médio do submercado SE/CO no 1T18 foi de R\$ 196,27/MWh, um aumento de R\$ 40,01/MWh ou 25,6% em relação à média do 1T17 (R\$ 156,26/MWh)
- Estratégia de alocação da garantia física deslocou ~109 MWm vs. curva de sazonalidade do MRE, do período chuvoso para o período seco, buscando a otimização de resultado frente ao risco hidrológico

## Financeiro

- EBITDA de R\$ 258,9 milhões no 1T18, em linha com o resultado do 1T17
- Lucro líquido de R\$ 54,8 milhões no 1T18 vs. R\$ 126,0 milhões no 1T17
- Distribuição de R\$ 68,8 milhões de dividendos no 1T18 com *payout* de 126%
- Índice de alavancagem<sup>2</sup> encerrou o ano em 2,4x

<sup>1</sup> Média de longo termo.

<sup>2</sup> Obtido pela divisão da Dívida Líquida pelo EBITDA Ajustado.

## PERFIL DA COMPANHIA

AES Tietê Energia, geradora do grupo AES Corporation (“AES Corp”), é uma Companhia de capital aberto listada na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (“B3”) 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 (“Ordinária”) e TIET4 (“Preferencial”). As *units* integram o Índice Brasil 100 (“IBrX 100”), o Índice de Energia Elétrica (“IEE”) e o Índice de Sustentabilidade Empresarial (“ISE”) da B3. Adicionalmente, a Companhia também possui *American Depositary Receipts* (“ADRs”) negociadas no Nível I no mercado de balcão (“OTC Markets”) norte-americano (“AESAY”), com a paridade entre as ADRs e as ações da Companhia na razão de uma ADR para uma *unit*.

## ESTRATÉGIA DE CRESCIMENTO

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 parceira de soluções inovadoras de energia de forma segura, sustentável, confiável e acessível.

A AES Tietê Energia dedica seus esforços e trabalha para ter uma plataforma diversificada de geração renovável, tornando-se uma empresa gestora de ativos de alta excelência, sempre visando a geração de valor aos seus acionistas. Para isso, a Companhia divide sua estratégia em três frentes de atuação:

- **Crescimento:** por meio da aquisição de ativos em operação ou em desenvolvimento que entrarão em operação no curto prazo, com baixo risco de construção. Buscamos ativos que: (i) possibilitem sinergias operacionais quando integrados à plataforma da Companhia, incluindo sinergia com o seu acionista controlador AES Corp; (ii) permitam otimização de sua estrutura de capital, com apreciação do retorno da Companhia; (iii) agreguem fontes de geração complementares ao portfólio da Tietê, com contratos de longo prazo para a redução de riscos e o aumento da previsibilidade da receita; (iv) retornos financeiros adequados ao risco do ativo; e (v) atendem aos requisitos de risco de *compliance* da Companhia;
- **Estratégia comercial:** área comercial focada na otimização da margem comercial do portfólio integrado da Companhia vis a vis o risco hidrológico. A empresa atua para reduzir a volatilidade de sua margem e aproveitar as oportunidades de mercado por meio de estudos de inteligência setorial, antecipação das tendências de preços de curto prazo, estreito relacionamento com os clientes e agilidade na implementação da estratégia; e
- **Inovação e Novas Energias:** estruturação de 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 AES Tietê Energia tem como foco compor, até 2020, 50% do seu EBITDA com fontes de energia não hidráulicas e contratos regulados de longo prazo.

Em 2017, a Companhia deu importantes passos na execução de sua estratégia de crescimento, agregando à sua capacidade instalada 686 MW em energia eólica e solar, sendo 386 MW já em operação com Alto Sertão II, 225 MW que entrarão em operação em 2018 e 75 MW em 2019. Com a entrada desses ativos no portfólio a Companhia já atingiu aproximadamente 1/3 de sua meta para 2020.

## 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 tem duração de 30 anos com encerramento do direito de operação em 2029. Além da fonte hidráulica, a Companhia possui em seu portfólio a fonte eólica com autorização para operar até 2047 e fonte solar com autorizações para operar até 2053. Atualmente, o portfólio de ativos da Companhia conta com uma capacidade instalada total de 3.354 MW<sup>3</sup>.

### FORTE HÍDRICA

O portfólio hidráulico da Companhia é composto por nove usinas hidráulicas (“UHEs”) e três Pequenas Centrais Hidrelétricas (“PCHs”). As concessões das UHEs e da PCH Mogi-Guaçu têm concessão até 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 e líquida de seu parque hidráulico é de 1.247 MWm e 1.219 MWm, respectivamente.

### FORTE EÓLICA

#### Complexo Eólico Alto Sertão II

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. Os parques possuem licença de operação de 35 anos e garantia física de 192,7 MWm.

### FORTE SOLAR

#### Complexo Solar Boa Hora

Em 25 de setembro de 2017, a AES Tietê Energia concluiu a aquisição do Complexo Solar Boa Hora. 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 de 75 MW e garantia física de 15,9 MWm. A planta solar possui licença de operação de 35 anos.

<sup>3</sup> Considera 10 MW provenientes de dois contratos de longo prazo de compra de energia de biomassa de cana-de-açúcar.

### Complexo Solar Guaimbê

Também em 25 de setembro de 2017, a Companhia firmou um acordo de investimentos com a Cobra do Brasil para a aquisição do Complexo Solar Guaimbê, que está sendo 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 de 150 MW e garantia física é de 29,5 MWm. A previsão é que, a partir de julho de 2018, o Complexo Solar Guaimbê seja consolidado pela Companhia. A planta solar possui licença de operação de 35 anos.

### Complexo Solar AGV

Em 18 de dezembro de 2017, a Companhia obteve no 25º LEN (“Leilão A-4”) o direito de comercializar, no mercado regulado, energia a ser gerada pelo Complexo Solar AGV com capacidade instalada de 75 MW e garantia física de 19,8 MWm com energia contratada por 20 anos. A data da entrada em vigor do contrato outorgado (“Contrato”), considerada como a entrada em operação comercial do complexo, de acordo com a data do Leilão, está prevista para janeiro de 2021, porém devido à sinergia com a obra do Complexo Solar Boa Hora, a construção do Complexo Solar AGV está prevista para se encerrar em meados de 2019 e, com isso, a Companhia pretende se beneficiar da antecipação da entrada em operação comercial até a data de início do Contrato. A planta solar possui licença de operação de 35 anos.

## DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL

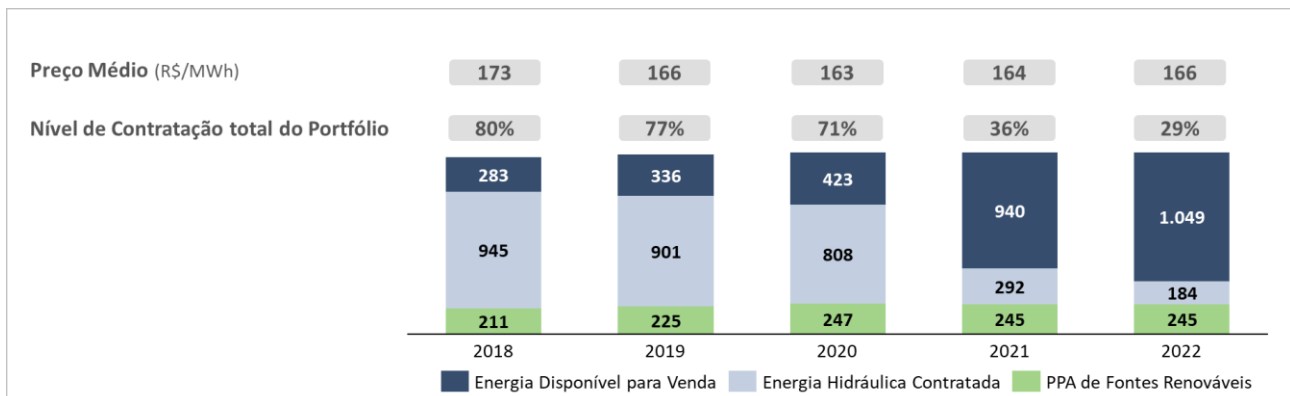
### o GESTÃO DO NÍVEL DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA

Desde 2016, a Companhia implementou uma estratégia dinâmica e ativa de curto, médio e longo prazos para a mitigação do risco hidrológico.

A estratégia da Companhia é gerir o portfólio com monitoramento constante das exposições mensais, buscando oportunidades comerciais para gerar valor para Companhia. Adicionalmente, a estratégia da AES Tietê Energia consiste em buscar uma composição de contratação para a melhor gestão do risco hidrológico e melhores preços de contratos no ambiente livre. Em linha com essa estratégia, em 2018, cerca de 52% da garantia física dos contratos firmados no LEN pelo Complexo Eólico Alto Sertão II (54,3 MWm) foi descontratada no MCSD para o período de janeiro a dezembro de 2018. Esse volume de energia foi revendido no mercado livre a um preço superior em mais de 60% em relação ao original, gerando um incremento de receita de aproximadamente R\$ 47,0 milhões em 2018, quando comparada a do cenário de permanência no mercado regulado.

Ao longo do primeiro trimestre de 2018, a Companhia buscou alavancar as vendas de médio prazo, com uma estratégia focada em elevar o seu nível de contratação principalmente a partir de 2021. Foram contratados em média 51 MWm com suprimento em 2019 e 2020 e 70 MWm com suprimento em 2021 e 2022 a preços superiores ao preço médio do portfólio já contratado.

## Evolução do portfólio<sup>4</sup> - MWm



### ○ FONTE HÍDRICA

#### ○ Sazonalização da garantia física hidráulica

A estratégia de sazonalização da garantia física adotada pela Companhia em 2018 busca otimizar a sua margem comercial ao longo do ano frente ao risco hidrológico. Um dos focos dessa estratégia é o plano de sazonalização da fonte hídrica, que deslocou a garantia física dos primeiros meses do ano para os meses de estação seca, em função da esperada elevação dos preços no mercado *spot* entre os períodos devido: (i) à transição do período úmido para o período seco; e (ii) aos níveis relativamente baixos dos reservatórios brasileiros.

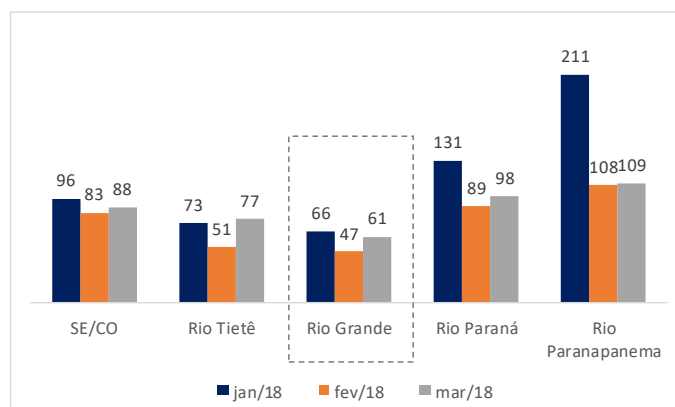
#### ○ Energia gerada

O volume total de energia gerada pelas usinas hidráulicas da AES Tietê Energia atingiu 2.410,9 GWh no 1T18, volume 22,8% inferior ao montante averiguado no mesmo período de 2017 (3.122,3 GWh). Embora o nível dos reservatórios do SE/CO averiguado no período apresentou ligeira melhora (42,3% no 1T18 vs. 41,5% no 1T17), a menor geração da usina de Água Vermelha, principal fonte de geração hídrica da Companhia, foi influenciada principalmente pela baixa afluência observada na bacia do Rio Grande, a qual a usina pertence, que resultou em níveis baixos de reservatório, fazendo com que a usina gerasse a níveis inferiores aos registrados nos períodos anteriores. Adicionalmente, a melhor afluência apresentada nas demais bacias pertencentes ao submercado SE/CO, ocasionou o despacho preferencial delas, conforme política de despacho adotado pelo ONS. Abaixo a geração bruta das usinas da Companhia e os níveis de reservatório por bacia do submercado SE/CO evidenciam os efeitos mencionados.

<sup>4</sup> Considera energia convencional e incentivada das usinas hídricas, excluindo perdas e consumo interno. Valores reais com base em março de 2018 - considera MCSD para 2018.

Geração - Usinas Hidráulicas (GWh)	1T17	1T18	Var
<b>Energia Gerada Bruta</b>	<b>3.122,3</b>	<b>2.410,9</b>	<b>-22,8%</b>
Água Vermelha	1.491,3	1.078,1	-27,7%
Bariri	210,6	161,9	-23,1%
Barra Bonita	160,2	133,5	-16,7%
Caconde	67,0	59,1	-11,8%
Euclides da Cunha	111,0	103,6	-6,7%
Ibitinga	217,7	185,5	-14,8%
Limoeiro	30,3	28,8	-20,0%
Nova Avanhandava	478,2	382,6	-23,1%
Promissão	346,4	266,4	-5,1%
Mogi / S. Joaquim / S. José	9,4	11,4	21,7%

### Energia Natural Afluente - %



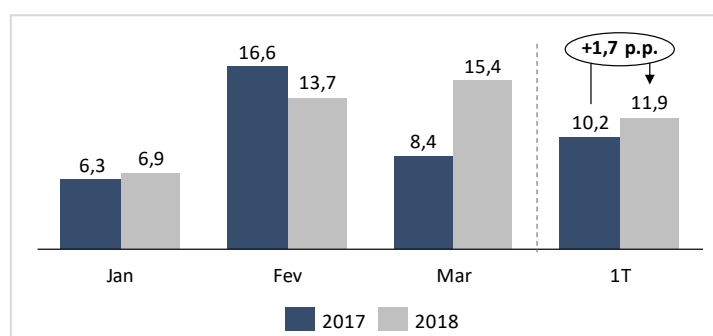
Fonte: NOS

### o Fator de Ajuste da Garantia Física ("GSF") - Energia Secundária

No 1T18 registrou-se energia secundária de 11,9%, 1,7 p.p. superior à registrada no 1T17, que totalizou 10,2%. O resultado desse trimestre pode ser explicado principalmente pela melhor hidrologia no SIN (86,6% da MLT no 1T18 vs. 67,1% da MLT no 1T17).

O gráfico abaixo apresenta a energia secundária contabilizada pela CCEE no MRE nas liquidações financeiras efetuadas ao longo do primeiro trimestre de 2018 e 2017.

### Energia Secundária no MRE (%)



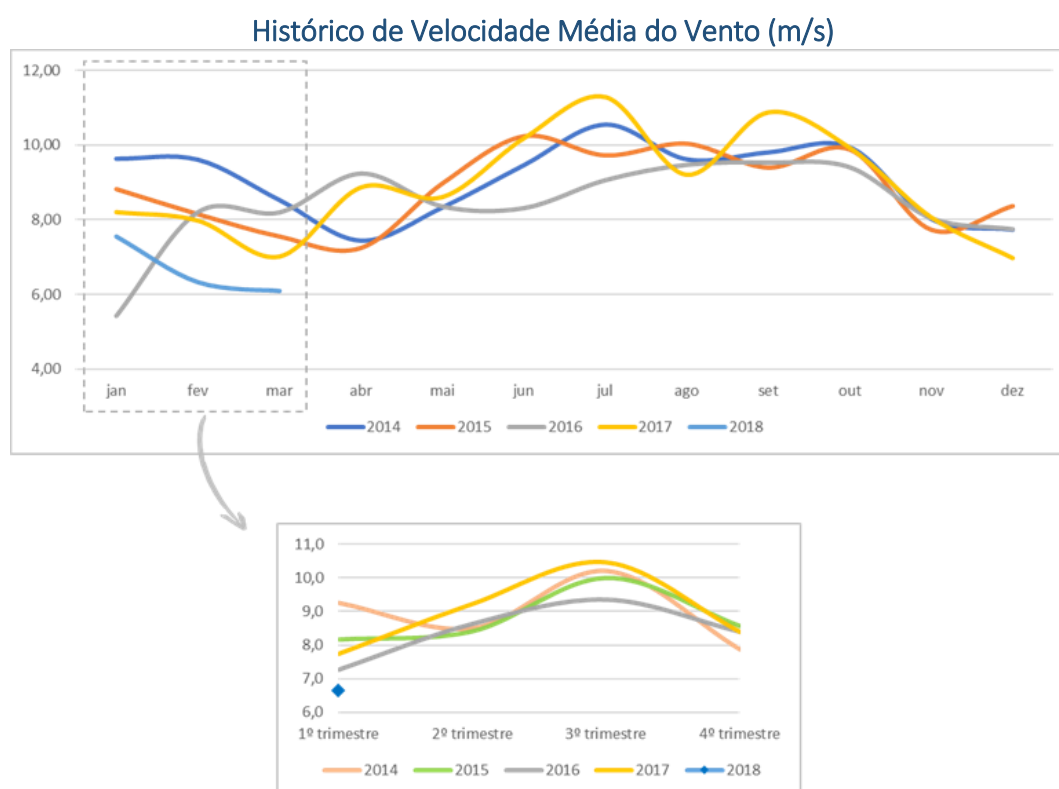
Fonte: CCEE

## ○ FONTE EÓLICA

### ○ Energia gerada

A geração eólica varia principalmente de acordo com a velocidade do vento da região em que o parque eólico está localizado. Para os parques localizados na região Nordeste, a curva de sazonalidade de vento é mais fraca no primeiro semestre do ano, retomando a partir do mês de junho. Esse efeito é refletido diretamente na receita dos parques.

No 1T18, a velocidade dos ventos na região em que os parques eólicos estão localizados foi inferior à registrada nos últimos 5 anos nessa mesma época, como demonstrado no gráfico abaixo.



Mesmo sob influência de vento com velocidade média 13,9% inferior ao mesmo período do ano passado (6,66 m/s no 1T18 vs. 7,74 m/s no 1T17), devido ao esforço contínuo da equipe de operações da AES Tietê Energia para otimizar a disponibilidade das máquinas, o volume total de energia gerada pelos parques eólicos da Companhia foi impactado de forma comedida e ficou 1,0% inferior ao mesmo período do ano passado, atingindo 267,9 GWh no primeiro trimestre de 2018 vs 270,6 GWh no 1T17.

<b>Geração - Parques Eólicos (GWh)</b>	<b>1T17</b>	<b>1T18</b>	<b>Var</b>
<b>Energia Gerada Bruta</b>	<b>270,6</b>	<b>267,9</b>	<b>-1,0%</b>
LER 2010	133,5	108,2	-18,9%
LEN 2011	137,1	159,7	16,5%

A equipe de O&M da AES Tietê Energia, realizou os ajustes necessários nos equipamentos que estavam danificados, resultando em uma melhora da disponibilidade do Complexo, que passou de 92% no período em que o ativo foi adquirido para 95% atualmente. Importante ressaltar que a equipe de O&M continua focando seus esforços na otimização da disponibilidade do ASII, por meio de sua excelência na gestão do ativo e implementação de novas técnicas.

## DESEMPENHO FINANCEIRO

### ENERGIA FATURADA

O total da energia faturada no 1T18 foi de 2.901,4 GWh, redução de 13,6% quando comparada com o 1T17, resultado da estratégia de sazonalização que deslocou parte da garantia física da Companhia do primeiro trimestre para período posterior à estação chuvosa, com objetivo de proporcionar maior estabilidade à margem comercial da Companhia.

Energia Faturada (GWh)	1T17	1T18	Var
<b>Energia Faturada</b>	<b>3.357,4</b>	<b>2.901,4</b>	<b>-13,6%</b>
<b>Energia Contratada</b>	<b>2.637,8</b>	<b>2.467,7</b>	<b>-6,4%</b>
Mercado Livre	2.475,4	2.227,3	-10,0%
Mercado Regulado <sup>1</sup>	162,4	240,4	48,0%
<b>CCEE</b>	<b>719,6</b>	<b>433,8</b>	<b>-39,7%</b>
Spot	301,8	295,3	-2,2%
MRE	417,7	138,5	-66,9%

<sup>1</sup>Inclui energia faturada de ASII

### RECEITA

No 1T18, a receita operacional bruta consolidada da AES Tietê Energia totalizou R\$ 482,6 milhões, 5,9% superior à registrada no 1T17, de R\$ 455,8 milhões. Esse resultado pode ser explicado, principalmente por:

- (i) R\$ 29,7 milhões referente à operação do Complexo Eólico Alto Sertão II, aumento dado principalmente pela operação de descontração de energia por meio do MCS D;
- (ii) R\$ 15,4 milhões de receita hídrica adicional proveniente do mercado *spot*, devido ao aumento do preço médio nesse mercado que passou de R\$ 136,67/MWh no 1T17 para R\$ 200,17/MWh no mesmo período de 2018; efeitos parcialmente compensados por:
- (iii) R\$ 7,5 milhões de queda na receita proveniente de contratos bilaterais, resultado da redução de 10,0% do volume de energia vendido, devido redução do nível de contratação anual do portfólio hídrico de 83% no 1T17 para 78% no 1T18. Tal redução do nível de contratação reflete a visão da Companhia para o nível de rebaixamento do trimestre.

Para o período as deduções da receita ficaram em linha com a do mesmo trimestre do ano anterior totalizando R\$ 52,5 milhões. Com isso, a receita operacional líquida totalizou R\$ 430,1 milhões no 1T18, montante 6,7% superior ao registrado no 1T17 (R\$ 403,2 milhões).

## ○ CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais consolidados, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 171,2 milhões no 1T18, aumento de 18,8% na comparação com o 1T17 (R\$ 144,2 milhões). O resultado é explicado pela consolidação do complexo Alto Sertão II e pelos custos alinhados à estratégia de crescimento da Companhia, custos estes comparáveis ao resultado apresentado no 4T17.

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

<b>Custos e Despesas Operacionais Consolidados (R\$ milhões)</b>	<b>1T17</b>	<b>1T18</b>	<b>Var</b>
<b>Custos e despesas operacionais*</b>	<b>144,2</b>	<b>171,2</b>	<b>18,8%</b>
Encargos e taxas setoriais	45,2	48,3	6,8%
Energia comprada	43,1	39,6	-8,0%
<b>Total de encargos e taxas setoriais + energia comprada</b>	<b>88,3</b>	<b>87,9</b>	<b>-0,4%</b>
Pessoal	27,5	32,3	17,7%
Material e serviços de terceiros	19,3	43,0	122,6%
Outros	9,1	7,9	-12,9%
<b>PMSO</b>	<b>55,9</b>	<b>83,3</b>	<b>49,0%</b>

\*Não inclui Depreciação e Amortização

## ○ Custos com Compra de Energia

O custo com energia comprada/liquidação CCEE apresentou queda de 8,0% na comparação dos trimestres, passando de R\$ 43,1 milhões no 1T17 para R\$ 39,6 milhões no 1T18. Os principais motivos para essa queda foram:

- (i) redução de R\$ 7,4 milhões ou 15,5% (241,3 GWh no 1T18 vs. 296,1 GWh no 1T17) para suprimento de contratos hídricos devido ao menor nível de contratação do portfólio na comparação entre os trimestres, resultado da capacidade de antecipação do time comercial para o nível de rebaixamento GSF; efeito parcialmente compensando pelo:
- (ii) incremento de R\$ 2,6 milhões associado ao maior volume de compra de energia no mercado *spot* devido a performance de geração dos parques eólicos, reflexo da operação de descontração de energia regulada e venda desta energia no mercado livre a preços cerca de 60% maiores.

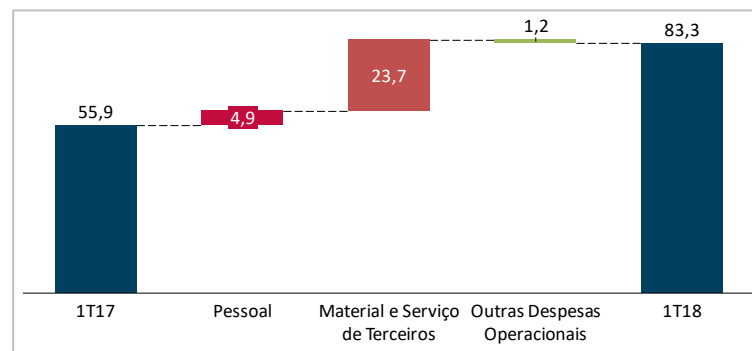
<b>Compra de Energia (R\$ milhões)</b>	<b>1T17</b>	<b>1T18</b>	<b>Var</b>
<b>Compra de Energia</b>	<b>43,1</b>	<b>39,6</b>	<b>-8,0%</b>
<b>CCEE</b>	<b>0,9</b>	<b>8,7</b>	<b>905,8%</b>
<i>Spot</i>	0,7	3,3	354,4%
MRE	-	1,1	-
Outros CCEE	0,1	4,2	2989,8%
<b>Contratos Bilaterais</b>	<b>47,7</b>	<b>41,1</b>	<b>-13,8%</b>
<b>Crédito de PIS/COFINS</b>	<b>-5,5</b>	<b>-10,1</b>	<b>85,3%</b>

### o Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros (“PMSO”)

A despesa com PMSO totalizou R\$ 83,3 milhões no 1T18, crescimento de 49,0% quando comparada com o 1T17 (R\$ 55,9 milhões) e em linha com os custos do 4T17 (R\$ 82,5 milhões). As principais razões dessa variação são:

- (i) Pessoal: aumento de R\$ 4,9 milhões quando comparado ao 1T17 devido a reestruturação do quadro da Companhia como parte de sua estratégia de crescimento e ajuste de inflação em salários e benefícios;
- (ii) Materiais e Serviços de Terceiros: aumento de R\$ 23,7 milhões, principalmente devido à:
  - a. R\$ 11,2 milhões de despesa com Alto Sertão II, operação que não existia no 1T17. Tais despesas são referentes ao contrato de O&M de escopo preventivo e realização de manutenção corretiva nos parques eólicos no período;
  - b. R\$ 8,4 milhões de despesa relativa à manutenção bianual das eclusas de usinas hidrelétricas; e
  - c. R\$ 2,8 milhões de despesas relacionadas à expansão, como honorários advocatícios para suportar projetos de crescimento.

Varição do PMSO trimestral (R\$ milhões)



### o EBITDA

A AES Tietê Energia registrou um EBITDA consolidado de R\$ 258,9 milhões no 1T18, em linha com o resultado do 1T17 (R\$ 259,0 milhões). Os principais componentes do resultado do trimestre foram:

- (i) aumento de R\$ 32,8 milhões referente à operação do complexo eólico Alto Sertão II; efeito compensado pela
- (ii) redução de R\$ 22,5 milhões da margem comercial bruta hídrica, resultado da estratégia de sazonalização que optou pela alocação diferente da garantia física entre os trimestres do ano; e
- (iii) R\$ 13,3 milhões de gastos, explicado principalmente pela manutenção bianual das eclusas no valor de R\$ 8,4 milhões.

Vale mencionar que a margem comercial hidráulica teria contribuído com R\$ 55 milhões a mais para o EBITDA do 1T18 caso tivéssemos seguido a estratégia de sazonalização realizada pelo MRE. Essa estratégia adotada pela Companhia visa a otimizar a sua margem comercial ao longo do ano frente ao risco hidrológico.

## ○ RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido registrado pela Companhia no 1T18 foi uma despesa de R\$ 95,7 milhões comparado com uma despesa de R\$ 31,7 milhões registrada no 1T17. O resultado apresentado no 1T18 está alinhado com R\$ 90,7 milhões do 4T17, reflexo principalmente do novo patamar de despesa financeira da Companhia para fazer frente ao crescimento e também para otimizar a estrutura de capital da Companhia.

<b>Resultado Financeiro (R\$ milhões)</b>	<b>1T17</b>	<b>1T18</b>	<b>Var</b>
<b>Receitas Financeiras</b>	<b>19,5</b>	<b>25,8</b>	<b>32,3%</b>
<b>Despesas Financeiras / Variações Cambiais</b>	<b>-51,2</b>	<b>-121,5</b>	<b>137,2%</b>
Despesas Financeiras	-52,4	-117,8	124,6%
Variações Cambiais	1,2	-3,7	-412,0%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>-31,7</b>	<b>-95,7</b>	<b>201,6%</b>

### ○ Receitas Financeiras

As receitas financeiras somaram R\$ 25,8 milhões no 1T18, aumento de 32,3% em relação ao 1T17 (R\$ 19,5 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelo aumento do saldo médio das aplicações financeiras no período, resultando em uma rentabilidade maior em R\$ 4,6 milhões.

### ○ Despesas Financeiras e Variações Cambiais

As despesas financeiras e variações cambiais somaram R\$ 121,5 milhões no 1T18, montante 137,2% superior aos R\$ 51,2 milhões registrados no mesmo período de 2017. Tal variação é explicada, sobretudo pelo:

- (i) aumento na linha de encargo de dívidas no montante de R\$ 30,7 milhões, principalmente em função a aquisição de Alto Sertão II que trouxe em seu portfólio uma dívida de R\$ 1,1 bilhão;
- (ii) reconhecimento de despesa relacionada à atualização monetária do valor provisionado referente a liminar vigente da discussão judicial relacionada ao rebaixamento de R\$ 19,8 milhões (montante principal de R\$ 317,8 milhões no 1T17 vs. R\$ 807,1 milhões no 1T18); e
- (iii) aumento de R\$ 3,5 milhões relacionado à variação cambial devido a operação de *hedge* realizada para compra de equipamentos de geração solar para os parques em construção.

## ○ LUCRO LÍQUIDO

No 1T18, a AES Tietê Energia apurou um lucro líquido consolidado de R\$ 54,8 milhões, resultado 56,5% inferior ao auferido no 1T17 (R\$ 126,0 milhões). Contribuíram para tal desempenho os seguintes fatores:

- (i) redução de R\$ 96,0 milhões, em função do aumento da dívida; efeito parcialmente compensado pelo
- (ii) aumento de R\$ 10,8 milhões<sup>5</sup> referente à operação de Alto Sertão II;

<sup>5</sup> Inclui somente resultado SPEs

## o REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

A administração da AES Tietê Energia aprovou a distribuição de R\$ 68,8 milhões como dividendos intermediários relativos ao 1T18, baseado no lucro líquido apurado no primeiro trimestre de 2018 de R\$ 54,8 milhões, adicionado a realização de ajuste patrimonial de R\$ 14,4 milhões e subtraído R\$ 0,3 milhão de equivalência. A proporção por ação a ser distribuída será de R\$ 0,03496966957 por ação ordinária e preferencial e R\$ 0,17484834785 por unit em atendimento às disposições da Lei no 6.404/1976.

A data base para o direito ao recebimento de dividendo (*record date*) será no dia 10 de maio de 2018 e as ações de emissão da Companhia passarão a ser negociadas “ex-dividendos” a partir do dia 11 de maio de 2018. Os valores distribuídos a título de dividendos intermediários estão isentos de IRRF, de acordo 26 com o artigo 10 da Lei nº 9.249/95, conforme alterada, e seu pagamento será realizado até 25 de julho de 2018.

<b>Dividendos AES Tietê Energia 1T18 (R\$ milhões)</b>	
Lucro do Período - 31 de março de 2018	<b>54,8</b>
Equivalência Boa Hora	(0,3)
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	14,4
<b>Base para pagamento de dividendos</b>	<b>68,8</b>
<b>Dividendos intermediários distribuídos</b>	<b>68,8</b>
Saldo remanescente	-

## o ENDIVIDAMENTO

<b>Dívidas (R\$ milhões)</b>	<b>Montante*</b>	<b>Vencimento</b>	<b>Custo Nominal</b>
<b>AES Tietê Energia</b>	<b>2.800,1</b>		
4ª Emissão de Debêntures - 3ª série	332,1	dez/20	IPCA + 8,43% a.a.
5ª Emissão de Debêntures	185,1	dez/23	IPCA + 6,54% a.a.
6ª Emissão de Debêntures – 1ª série	701,3	abr/22	CDI + 0,90% a.a.
6ª Emissão de Debêntures – 2ª série	333,3	abr/24	IPCA + 6,78% a.a.
7ª Emissão de Debêntures – 1ª série	499,2	fev/20	CDI + 0,52% a.a.
7ª Emissão de Debêntures – 2ª série	749,2	fev/23	CDI + 1,30% a.a.
<b>AES Tietê Eólica</b>	<b>1.125,2</b>		
Financiamento BNDES	684,9	dez/31	TJLP + 2,88% a.a.
Financiamento BNDES (Subcrédito Social)	4,9	dez/31	TJLP
Repasso Banco do Brasil (BNDES indireto)	260,0	dez/31	TJLP + 2,60% a.a.
1ª Emissão de Debêntures - 1ª série	90,1	dez/25	IPCA + 7,61% a.a.
1ª Emissão de Debêntures - 2ª série	85,3	dez/25	IPCA + 7,87% a.a.

\* no saldo contábil

Refletindo sua estratégia de crescimento por meio de otimização da sua estrutura de capital, a dívida bruta consolidada da AES Tietê Energia encerrou o 1T18 em R\$ 3.926,3 milhões, superior à posição da dívida bruta em 31 de março de 2017 (R\$ 1.475,0 milhões). Essa variação está associada à:

- (i) R\$ 1.125,2 milhões de dívidas do Complexo Eólico Alto Sertão II; e
- (ii) R\$ 1.250,0 milhões referentes à 7ª emissão de debêntures da AES Tietê, para suportar a estratégia de investimentos.

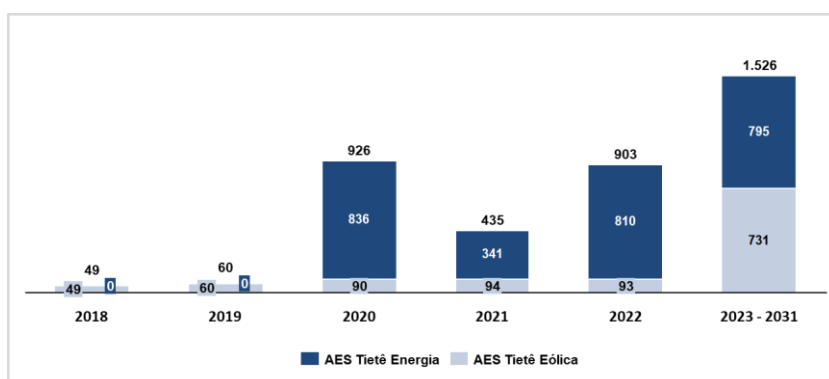
No encerramento do 1T18, as disponibilidades somavam R\$ 1.739,4 milhões, montante superior ao valor registrado no mesmo período de 2017 (R\$ 732,0 milhões). Tal diferença se deve, principalmente:

- (i) à adição de R\$ 339,4 milhões pela geração de caixa operacional;
- (ii) à adição de R\$ 1.250,0 milhões obtidos através da 7ª emissão de debêntures da AES Tietê; e
- (iii) à redução de R\$ 900,0 milhões referentes ao resgate antecipado da 3ª emissão de notas promissórias.

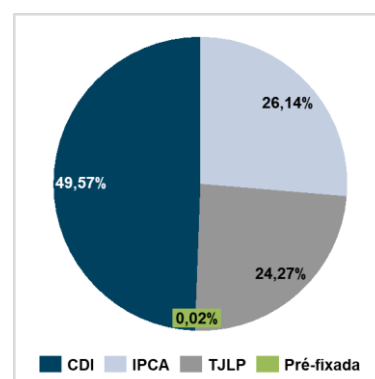
Desta forma, a dívida líquida consolidada no 1T18 era de R\$ 2.186,9 milhões, montante superior em relação à posição em 2017 (R\$ 742,9 milhões).

Os gráficos a seguir apresentam a composição dos indexadores do endividamento da AES Tietê de forma consolidada do 1T18, bem como o cronograma de amortização para a AES Tietê.

**Cronograma de amortização da dívida<sup>6</sup> (R\$ milhões)**



**Dívida Bruta por Indexador<sup>7</sup>**



Ao longo do 1T18, a Companhia realizou a 7ª emissão de debêntures mencionada acima, no valor total de R\$ 1,25 bilhão, dividida em duas séries, sendo que a 1ª série foi realizada com volume de R\$ 500 milhões, taxa de CDI + 0,52% a.a. e vencimento em 2 anos, com amortização ao final do prazo, e a 2ª série possui volume de R\$ 750 milhões, com taxa de CDI + 1,30% a.a. e vencimento em 5 anos, com amortizações nos 4º e 5º anos. Adicionalmente, após a liquidação da 7ª emissão de debêntures, a Companhia realizou o pré-pagamento da 3ª Nota Promissória no valor de R\$ 900 milhões cujo vencimento seria em junho de 2018.

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

	Ratings	Moody's
Escala	Nacional	Aa1
	Internacional	Ba2

<sup>6</sup> Fluxo composto por amortização de principal.

<sup>7</sup> Valores relativos ao principal.

### o Covenants

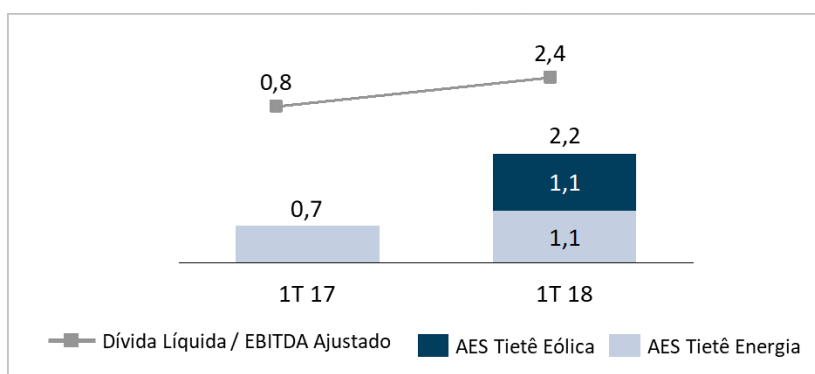
O índice de alavancagem (Dívida Líquida / EBITDA Ajustado) encerrou o trimestre em 2,4x. Desde agosto de 2017, com a aquisição de Alto Sertão II, o limite estabelecido pelas dívidas da Companhia passou de 3,5x para 3,85x durante o período de três anos.

O índice de cobertura de juros (EBITDA Ajustado / Despesas Financeiras) fechou o 1T18 em 3,3x acima do limite mínimo de 1,5x.

Cabe ressaltar que, o EBITDA utilizado para cálculo dos índices é ajustado para incluir os 12 últimos meses dos ativos adquiridos, inclusive do período anterior ao mesmo fazer parte da estrutura societária da Companhia.

Em linha com a estratégia de crescimento da Companhia, o limite estabelecido para o índice de alavancagem da 7ª emissão foi aumentado para 4,0x, sendo que para um evento de investimento, podendo ser tanto uma aquisição quanto construção e desenvolvimento de projetos acima de R\$150 milhões que ocorram a partir de 1º de julho de 2018, tal índice subiria para 4,5x durante os doze primeiros meses, passando para 4,25x do 13º ao 24º mês, retornando para 4,0x até o final da dívida. O índice de cobertura de juros não poderá ser inferior a 1,25x para essa emissão.

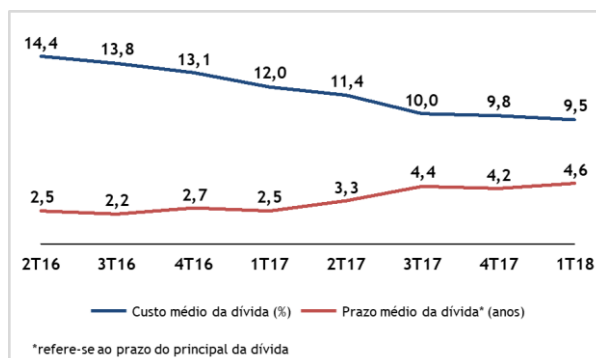
Dívida Líquida (R\$ milhões) e Alavancagem (vezes)



O custo médio da dívida atual da AES Tietê é de 9,5% ao ano, em comparação a 12,0% no mesmo período de 2017. Essa variação decorre, principalmente, da redução da curva de CDI e IPCA durante o período e da aquisição de Alto Sertão II.

Como parte de sua estratégia de buscar uma estrutura de capital otimizada, a Companhia tem buscado alongar o prazo médio de suas dívidas. Ao longo de 2017, a AES Tietê refinanciou parte de suas dívidas por meio da 6ª emissão de debentures com um prazo de até 7 anos e concluiu a aquisição do Alto Sertão II que já possuía um endividamento com dívidas de longo prazo e um período remanescente de até 14 anos. Já no início de 2018, a Companhia concluiu a 7ª emissão de debentures com o prazo de 5 anos. Como resultado, o prazo médio da dívida da AES Tietê atualmente é de 4,6 anos, superior ao mesmo período de 2017, que era de 2,5 anos, conforme ilustrado no gráfico abaixo.

### Custo e prazo médio da dívida



### o CAPEX

Os investimentos da AES Tietê Energia somaram R\$ 31,2 milhões no 1T18, valor 41,9% maior que o montante investido no 1T17 (R\$ 22,0 milhões). No 1T18 destacamos o investimento com o início das obras do complexo solar de Boa Hora, que tem 4% de seu andamento concluído até o período, e as manutenções da usina hidrelétrica Ibitinga. No total do primeiro trimestre de 2018 destacam-se:

- (i) R\$ 17,8 milhões destinados à construção do parque solar de Boa Hora;
- (ii) R\$ 6,9 milhões destinados à modernização e manutenção preventiva da usina de Água Vermelha; e
- (iii) R\$ 1,8 milhão destinados à modernização e manutenção preventiva da usina de Ibitinga.

### o Plano de Investimento em CAPEX

A Companhia prevê investir aproximadamente R\$ 934,6 milhões no período de 2018 até 2022, principalmente na construção dos novos parques solares, conforme apresentado na tabela a seguir:

Investimentos - R\$ milhões*	2018E	2019E	2020E	2021E	2022E	Total 2018E-2022E
Modernização e Manutenção Usinas	68,7	53,7	58,9	70,7	75,8	327,7
Novos Projetos	405,0	175,0	0,0	0,0	0,0	580,0
Juros de Capitalização**	9,9	5,1	1,1	5,1	5,7	26,9
<b>Total</b>	<b>483,6</b>	<b>233,8</b>	<b>60,0</b>	<b>75,7</b>	<b>81,5</b>	<b>934,6</b>

\* valores nominais

\*\*não considera juros de capitalização sobre os novos projetos

### o FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

Ao longo do 1T18, o saldo de caixa livre foi positivo em R\$ 569,7 milhões, montante R\$ 406,5 milhões superior ao registrado no 1T17. Esse desempenho se deve, principalmente pela:

- (i) liquidação financeira na CCEE que resultou em uma geração de receita R\$ 132,9 milhões maior quando comparada ao mesmo período de 2017; e

- (ii) valor residual de R\$ 348,0 milhões da 7ª Emissão de debêntures após o pré-pagamento da 3ª Emissão de Notas Promissórias. Valor este que reforçará o capital de giro da Companhia durante a construção dos ativos solares; fatores compensados pelo
- (iii) investimento de R\$ 18,2 milhões em subsidiárias para reforço de caixa e custeio de despesas de construção; e
- (iv) aumento na despesa financeira em R\$ 50,8 milhões devido aos juros e prêmio referente ao pré-pagamento da 3ª emissão de Notas Promissórias e ao prêmio de emissão da 7ª debênture.

Como resultado dos elementos acima mencionados o saldo final de caixa consolidado deste trimestre atingiu R\$ 1.739,4 milhões vs. R\$ 732,0 milhões no 1T17.

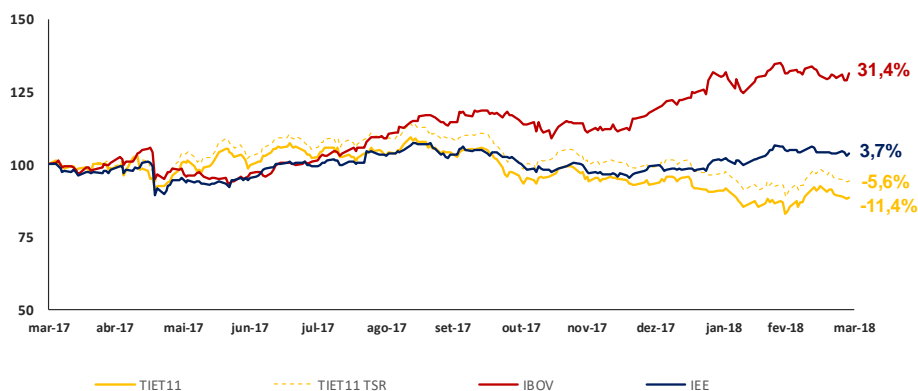
Fluxo de Caixa - R\$ milhões	1T17	1T18	Var
<b>Saldo inicial de Caixa</b>	<b>577,7</b>	<b>1.111,8</b>	<b>534,1</b>
Geração Operacional de Caixa	236,3	339,4	103,1
Investimentos	(22,0)	(22,0)	(0,1)
<b>Investimentos Controladas</b>	<b>-</b>	<b>(18,2)</b>	<b>(18,2)</b>
Despesas Financeiras Líquidas	(2,8)	(50,8)	47,9
Amortização Líquida	(0,1)	347,9	348,0
IR/CSLL	(48,3)	(26,7)	21,6
<b>Caixa Livre</b>	<b>163,1</b>	<b>569,7</b>	<b>406,5</b>
Dividendos e JSCP	(8,8)	(10,7)	(1,9)
<b>Saldo final de Caixa Controladora*</b>	<b>732,0</b>	<b>1.670,8</b>	<b>938,8</b>
<b>Caixa Controladas</b>	<b>-</b>	<b>68,5</b>	<b>68,5</b>
<b>Saldo final de Caixa Consolidado*</b>	<b>732,0</b>	<b>1.739,4</b>	<b>1.007,3</b>

\*Não considera caixa restrito e/ou bloqueado

## o MERCADO DE CAPITAIS

No 1T18, as *units* da Companhia apresentaram desvalorização de 11,41%, quando comparadas ao fechamento do 1T17, encerrando o período cotadas a R\$ 12,14. Em relação aos indicadores de mercado, no mesmo período, o IEE valorizou 3,7% e o Ibovespa 31,4%, encerrando o primeiro trimestre do ano em 41.445 pontos e 85.366 pontos, respectivamente. Ao longo do primeiro trimestre de 2018, o volume médio diário negociado foi de 1.037 mil *units* frente a 965,6 mil *units* no mesmo período de 2017, representando um aumento de 7,4%. O gráfico abaixo demonstra o desempenho das *units*:

### AES Tietê Energia x Ibovespa x IEE x TSR\* Base 100 – 31/03/2017



Fonte: Bloomberg

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

## ○ ESTRUTURA ACIONÁRIA

Em março de 2018 a Companhia deu sequência à venda total do saldo das ações em tesouraria, provenientes do direito de resgate 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. O total da venda destas ações no trimestre foi de 19.700 ações ordinárias e 78.800 ações preferenciais, correspondentes à 19.700 *units*.

Em 31 de março de 2018, 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.

Estrutura Acionária	ON	% ON	PN	% PN	Total	% Total
AES Holdings Brasil	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%
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.	31.228.340	4,0%	124.913.360	10,5%	156.141.700	7,9%
Ações em Tesouraria	3	0,0%	12	0,0%	15	0,0%
Outros	155.179.442	20,0%	620.914.627	52,1%	776.094.069	39,5%
<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>

## DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIOS

### ○ 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.

Hoje com a nova regulação de geração distribuída é possível a construção de projetos de até 5 MW em um mesmo local, e com novas possibilidades de negócio como o autoconsumo remoto (geração remota para um único CNPJ) e geração compartilhada (união de diferentes CNPJs e CPFs em contratos de consórcio ou cooperativa para se beneficiar da geração remota).

Desde 2015 a Companhia vem desenvolvendo projetos de geração distribuída solar. No 3T17, a Companhia celebrou um contrato para um projeto de Carport (“estacionamento solar”). A potência é de 537,6 kWp, com início de operação estimada para o primeiro semestre 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 está integrado em uma micro rede com diversas tecnologias de energia. No total, a Companhia possui mais de 160,4 kWp em operação.

Em janeiro de 2018 a Companhia assinou um contrato de geração solar distribuída junto à maior rede de farmácias de Minas Gerais, Drogaria Araújo, na modalidade autoconsumo remoto. Esta parceria viabilizará a construção de uma usina solar fotovoltaica remota de 5,3 MWp (4,4 MWac) para fornecimento de energia de todas as 145 unidades da rede por um período de 10 anos, com previsão de início de operação em dezembro de 2018.

Também está em desenvolvimento final de modelo de negócio de geração compartilhada, modalidade de geração distribuída que abre a possibilidade para que empresas menores e até pessoas físicas numa próxima etapa possam ter acesso a um projeto de geração distribuída com menor custo e maior facilidade na contratação.

O armazenamento de energia (“*Energy Storage*”)<sup>8</sup> é outra importante linha de negócio oferecida pela AES Tietê Energia. A AES é líder mundial em *Energy Storage*, com experiência de mais 10 anos e aproximadamente 500 MW de capacidade instalada já em operação, construção ou em estágio avançado de desenvolvimento. No início de 2018, foi concluída a fusão da divisão de *Energy Storage* da AES com a Siemens, *joint venture* denominada Fluence, que passou a ser o grande líder de *Energy Storage* no mundo. No Brasil a AES Tietê Energia é pioneira em oferecer esta solução para o mercado. A Companhia vem realizando diversos estudos e apresentações em 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. Adicionalmente, a Companhia passa a ofertar soluções integradas de *Energy Storage* aos clientes finais.

A usina hidráulica de Bariri será a primeira usina nacional a ser integrada a um sistema de baterias para armazenar sua geração. O projeto tem capacidade de quase 200 kW e utiliza baterias de Íons de Lítio, ele em fase final de instalação e será inaugurado no 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.

---

<sup>8</sup> A AES possui 10 anos de experiência nesta tecnologia. Com 476 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.

## CONTEXTO SETORIAL HÍDRICO

### o ATUALIZAÇÕES REGULATÓRIAS DO SETOR HÍDRICO

#### o Limites máximo e mínimo do PLD

Em 22 de dezembro de 2017 foi publicada a Resolução Homologatória nº. 2.364/2017, que estabeleceu os limites máximos e mínimos do PLD para o ano de 2018. O PLD mínimo e máximo foi definido em R\$ 40,16/MWh e R\$ 505,18/MWh, respectivamente (vs. PLD mínimo de R\$ 33,68/MWh e máximo de R\$ 533,82/MWh para o ano de 2017).

#### o Mudanças no cálculo do PLD

A partir da primeira semana operativa de 2018 considerou-se a representação explícita das perdas elétricas nas interligações entre os subsistemas nos modelos computacionais, conforme Consulta Pública MME nº 35/2017. A partir da primeira semana de março de 2018 essa representação foi desconsiderada, conforme o Ofício nº 020/2018-SRG/ANEEL, de 20 de fevereiro de 2018.

Em 2017 o CPAMP divulgou um cronograma com as atividades em desenvolvimento para o aprimoramento do cálculo dos preços que se aprovados em até 31 de julho de 2018 deverão ser implementados a partir de janeiro de 2019. Dentre as atividades em desenvolvimento estão a avaliação de novas Metodologias de Aversão ao Risco e a implementação do preço horário.

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.

#### o 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 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 crítica hidrologia dos últimos anos, a retração do consumo e a importação de energia de países vizinhos, os geradores hidrelétricos ficam expostos, de forma involuntária, a um risco muito superior ao previamente considerado em suas estratégias de contratação.

Assim, desde o final de 2012, a geração das usinas hidráulicas participantes do MRE tem sido menor do que as suas respectivas garantias físicas, resultando em um GSF menor do que 1, que indica o nível de rebaixamento das garantias físicas das usinas hidrelétricas para efeito da contabilização na CCEE, gerando exposição dos geradores hidroelétricos ao mercado.

As 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 julho de 2015, uma liminar favorável a todas as geradoras

elétricas representadas pela associação no âmbito da Ação Judicial, entre elas a AES Tietê Energia. Em 07 de fevereiro de 2018, a Ação Judicial foi julgada improcedente em primeira instância e, conseqüentemente, revogou os efeitos da liminar que protegia as empresas associadas da APINE dos efeitos do GSF no MRE. Em 14 de fevereiro de 2018, foram opostos embargos de declaração pela APINE, buscando a preservação dos efeitos produzidos pela liminar até a sentença, até o julgamento definitivo da ação. Em 16 de fevereiro, houve decisão dos Embargos de Declaração da APINE, cassando essa liminar, mas preservando, contudo, os efeitos produzidos pela mesma durante 2015 a 2017 até o julgamento definitivo do processo em segunda instância. Desde 1º de julho de 2015 até 30 de setembro de 2018 a Companhia acumula um saldo de R\$ 861,5 milhões referente à liminar, sendo este valor líquido de inadimplência nas liquidações.

#### o **Consulta Pública nº 33 do MME: Aprimoramento do setor elétrico**

O MME abriu Consulta Pública (“CP”), 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 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, ao atraso de transmissão e a motorização acelerada dos projetos estruturantes 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 por meio 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 encerrou no dia 17 de agosto e o MME enviou à Presidência da República os resultados da CP em fevereiro 2018. Esses resultados estão alinhados em linhas gerais às propostas da referida CP, no entanto, a Companhia acredita que o preço horário possa ser implementado até o ano de 2020.

Foi constituída a Comissão Especial do PL 1917/2015, que trata da portabilidade da conta de luz e possivelmente tratará do Projeto de Lei de Modernização do Setor e Abertura do Mercado Livre de Energia Elétrica. A reunião de instalação da comissão e eleição para presidente foi cancelada e reagendada para o dia 08/05.

#### o **Consulta Pública nº 42 do MME: Implantação de preço horário no mercado de curto prazo**

O MME abriu Consulta Pública, por meio da Portaria MME nº 446/2017, de 11 de novembro de 2017 para discussão de preço horário no mercado de curto prazo. O preço horário de energia, sendo base das negociações e comercialização, poderá criar diversas oportunidades de novos negócios, produtos e serviços. Tais impactos e oportunidades se darão nos diversos segmentos do setor elétrico, como geração, comercialização, consumo e serviços.

Com o sinal horário de preços, os Geradores, por exemplo, podem ser incentivados a implementar diferentes tecnologias de geração para atendimento a uma determinada necessidade do sistema, como, por exemplo, o atendimento à ponta por meio de Geração Distribuída (GD).

No que diz respeito ao planejamento e definição da expansão da oferta, o preço horário poderá ser considerado na valoração dos atributos de usinas participantes de leilões de energia no momento da definição da oferta. Neste sentido, fontes que tem maior capacidade de atender o sistema em momentos de restrição elétrica, atendimento à ponta ou em momentos de crise hídrica quando o PLD estaria mais elevado, seriam mais adequadamente valoradas na contratação de energia nos leilões. Adicionalmente, podem ser criados produtos diferenciados nos leilões, contemplando, por exemplo, produtos específicos para atendimento a algumas horas, podendo estimular, por exemplo, leilões de atendimento à ponta ou de usinas de partida rápida.

Diante do exposto, a AES Tietê Energia entende que a implementação do preço horário trará grandes oportunidades para todos os Agentes do setor, além de alavancar a introdução de novas tecnologias. No entanto, em se tratando de alteração na base da precificação, da otimização da operação e da comercialização de energia, é de extrema relevância que qualquer implantação resultante desta Consulta Pública e que exija regulamentação específica seja amplamente discutida a fim de verificar seus impactos imediatos e futuros ao Setor Elétrico Brasileiro.

Em 27 de julho de 2017 a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP decidiu pela implementação do preço horário a partir de janeiro/2019, por meio do uso do modelo DESSEM. Posteriormente, em 29/03/2018, a CPAMP determinou que a CCEE e o ONS compartilhassem a coordenação das atividades relacionadas à implementação do preço horário.

Em 16 de abril de 2018 o ONS e a CCEE passaram a publicar o cálculo do PLD em intervalos horários num processo denominado "operação sombra". Esse processo tem como objetivo avaliar o desempenho do modelo, tanto no que se refere ao tempo de processamento computacional quanto à adequação dos resultados. Sua divulgação permite que todas as instituições envolvidas na Programação Diária da Operação e no cálculo do PLD, incluindo os agentes de geração e de comercialização, adaptem seus processos para as mudanças decorrentes da formação do preço horário.

## DESEMPENHO DO SETOR HÍDRICO

Principais dados setoriais	1T17	1T18
ENA (% MLT)	67,1	86,6
Reservatório inicial (%)	31,7	23,2
Reservatório final (%)	39,2	44,3
Despacho térmico (GWm)	8,5	8,8
Carga (GWm)	69,0	69,1
Rebaixamento   Energia Secundária no MRE (%)	10,2	11,9
PLD SE/CO (R\$/MWh)	156,26	196,27

Fonte: ONS

Devido à baixa hidrologia verificada no ano de 2017, o nível do reservatório equivalente do SIN iniciou o primeiro trimestre de 2018 em 23,2%, 8,5 p.p. abaixo do mesmo período de 2017.

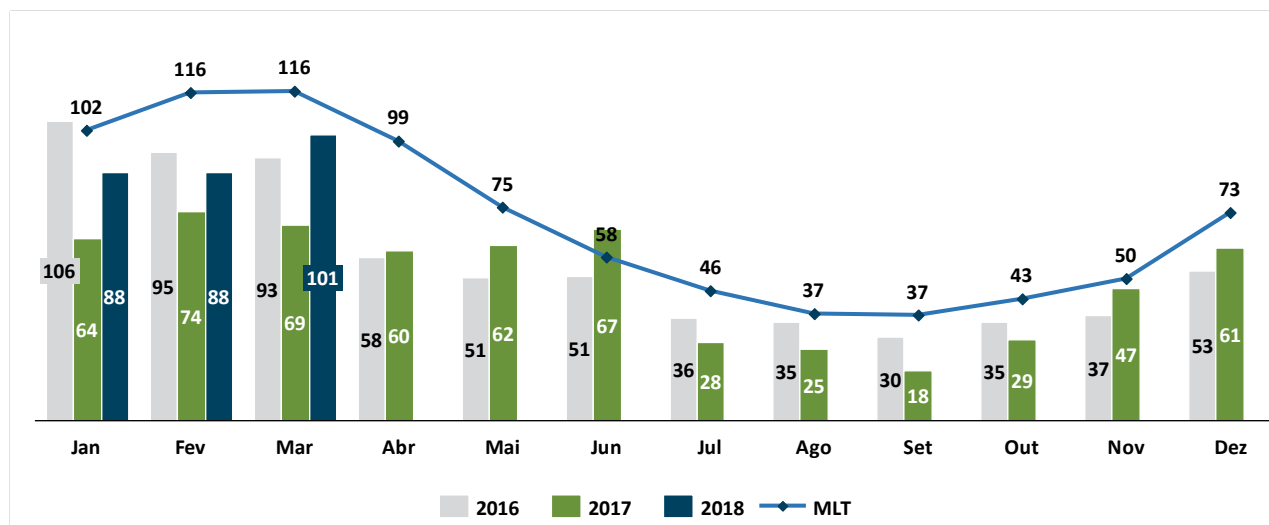
No 1T18, foi observada uma melhora na afluência, resultando na recuperação nos níveis dos reservatórios do SIN em torno de 20% da capacidade máxima atual. Em decorrência deste fato, o reservatório equivalente do SIN registrou um aumento de 5,1 p.p. quando comparado ao verificado no final do primeiro trimestre de 2017.

Dadas as alterações na aversão ao risco nos modelos computacionais, resultado da atualização de um parâmetro do CVaR ao longo de 2017 e ao baixo armazenamento dos reservatórios verificado no início do 1T18, foi verificado um maior despacho térmico (8,5 GWm no 1T17 vs. 8,8 GWm no 1T18) e PLD do submercado SE/CO no 1T18, quando comparado ao mesmo período do ano anterior.

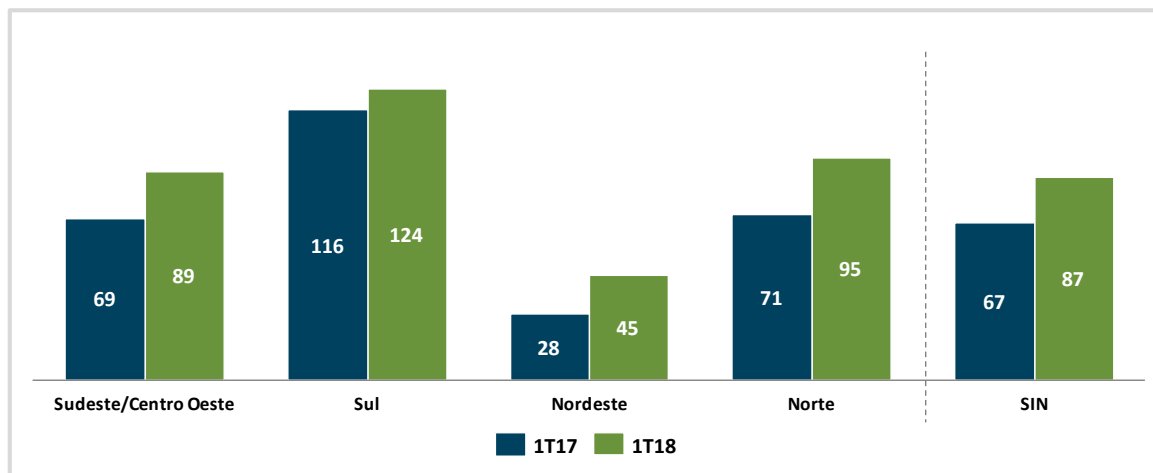
No 1T18, foi verificada energia secundária no MRE de 11,9%, devido principalmente à baixa alocação de garantia física tanto no 1T17 quanto no 1T18. Dada à estratégia comercial e de sazonalização da empresa, a Companhia apresentou posição credora no 1T18 assim como no mesmo período do ano anterior.

## o ENERGIA NATURAL AFLUENTE NO SIN

Energia Natural Afluente no SIN - GWm  
2016 vs. 2017 vs. 2018 MLT



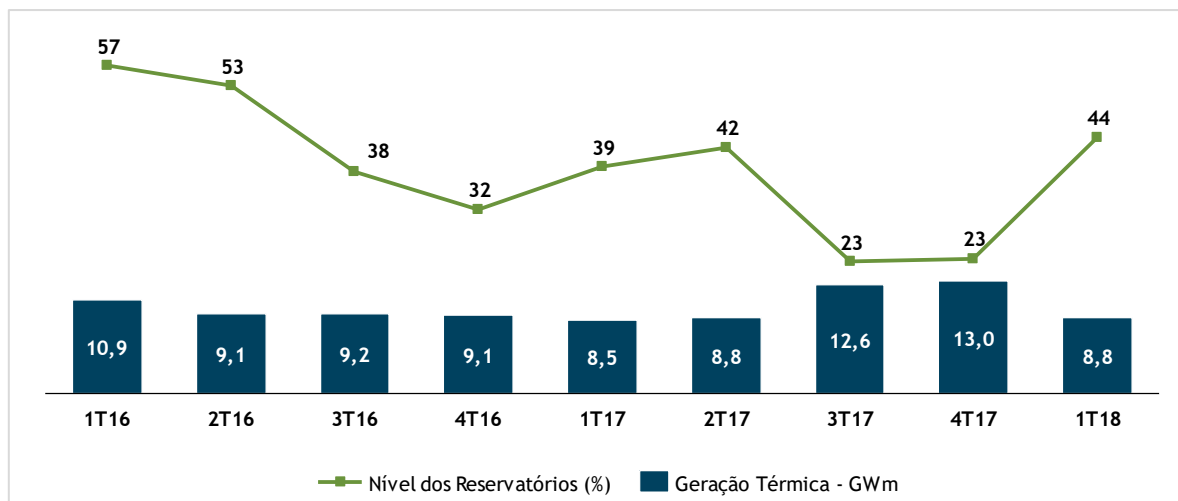
### Energia Natural Afluyente nos Submercados - % MLT



Fonte: ONS

### ○ GERAÇÃO TÉRMICA

#### Média da Geração Térmica do SIN Nível dos Reservatórios - %



Fonte: ONS

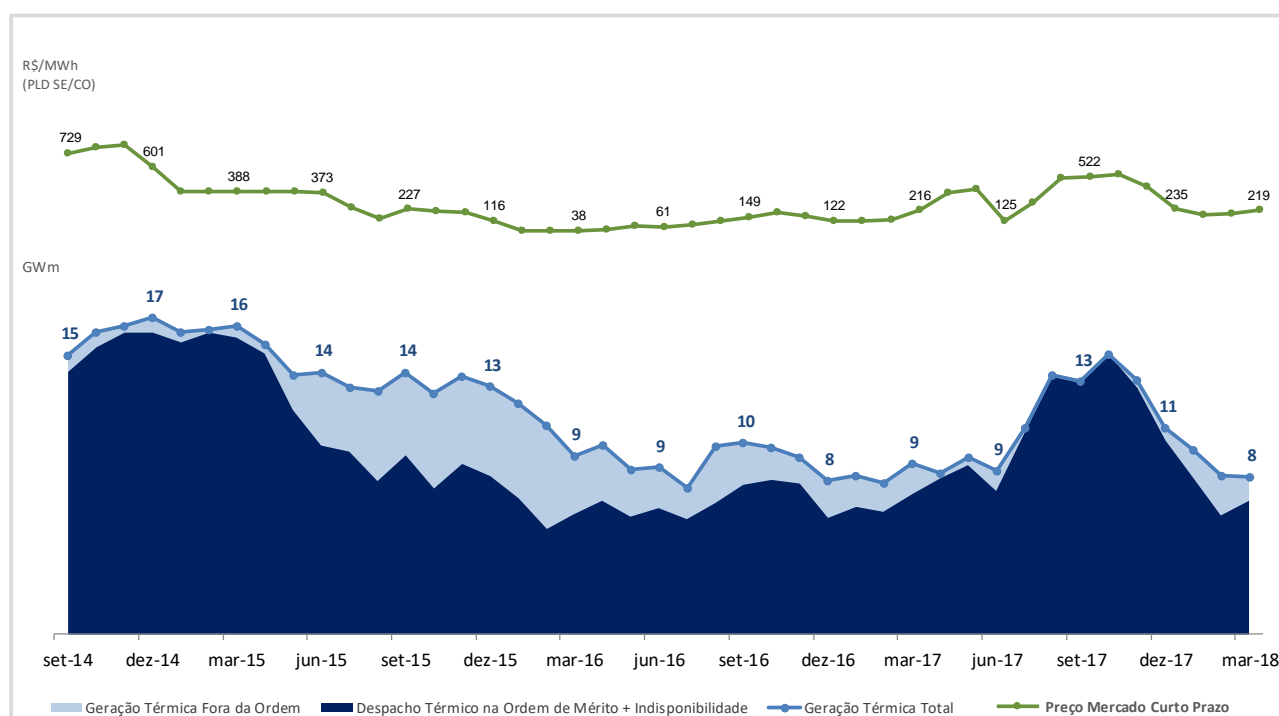
O gráfico a seguir mostra um comparativo entre o despacho térmico dentro e fora da ordem de mérito registrado para o SIN desde setembro de 2014 até março de 2018. Como é possível observar, entre maio de 2015 e agosto de 2017 verificou-se um aumento relevante do despacho fora da ordem de mérito, o que interfere na correta formação de preços e conduz a valores mais baixos de PLD no período, em particular no submercado SE/CO. O custo adicional deste despacho é arcado, principalmente, pelos consumidores por meio 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.

O motivo do elevado despacho 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.

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.

Com as alterações na metodologia de cálculo do PLD, com objetivo 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, observou-se a partir do segundo semestre de 2017 uma redução considerável no despacho fora da ordem de mérito.

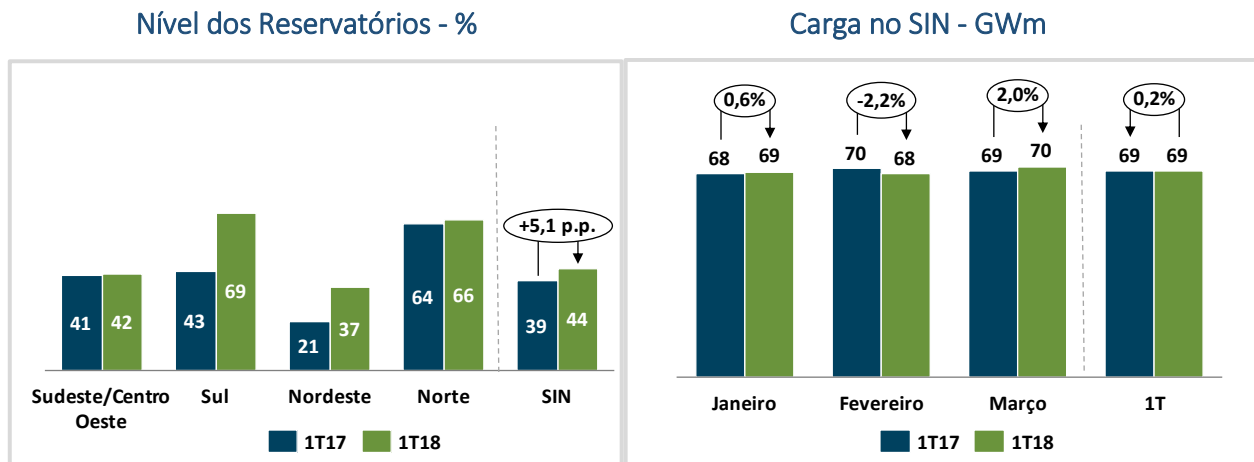
### Despacho térmico fora da ordem de mérito (GWm) x PLD SE/CO (R\$/MWh)



Fonte: ONS.

\*Dado de março de 2018 preliminar.

## ○ NÍVEL DOS RESERVATÓRIOS E CARGA DO SIN



## ○ 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.

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.

## 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.

Não foi registrado nenhum acidente com e sem afastamento com colaboradores próprios e contratado no 1T18. Como parte do Programa de Segurança da AES Tietê Energia, a Companhia mantém os processos de segurança certificado na OHSAS 18001:2007 e intensificou o Programa de Relatos de Eventos, incentivando a percepção aos riscos das atividades.

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

Metas	Indicadores	1T17	1T18
Registrar taxa zero de LTI* para acidentes com afastamento, em 2018	<i>LTI Rate* - próprios</i>	0	0
	<i>LTI Rate* - contratados</i>	0,72	0
Registrar taxa de acidentes <i>Recordable</i> abaixo de 0,64, em 2018	<i>Recordable Rate* - próprios</i>	0	0
	<i>Recordable Rate* - contratados</i>	0,72	0
Zero acidentes fatais com colaboradores, contratados e população, em 2018	Nº acidentes fatais	0	0

\*As taxas de acidentes LTI e *Recordable* são calculadas a partir de critérios da *Occupational Safety and Health Administration* (OHS), agência norte-americana de segurança e saúde ocupacional.

Quanto ao desempenho ambiental, a Companhia mantém seus processos certificados na ISO 14001:2015 e todas as licenças de operação válidas.

Em relação ao 1º trimestre de 2018, foram evitadas 24 tCO<sub>2</sub>e devido, principalmente, à redução do consumo próprio de energia das usinas quando comparado com o mesmo período do ano passado.

Metas	Indicadores	1T17	1T18
Reduzir em 500 MWh o consumo próprio de energia elétrica proveniente dos alimentadores do SIN, em 2018	MWh de consumo próprio de energia elétrica*	1.639	1.261

\*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. 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 primeiro trimestre de 2018 não foi publicado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, portanto, utilizou-se a média dos fatores dos meses de janeiro, fevereiro e março de 2017 para o cálculo de emissão de gases de efeito estufa.

## o 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. Alinhado a esse objetivo, em 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.

## o COMUNIDADE

No relacionamento com as comunidades das regiões em que a Companhia atua, o objetivo é promover o desenvolvimento social e fortalecimento das capacidades locais e, para tanto, a AES Tietê Energia realiza investimentos com a utilização das leis de incentivo à cultura e ao esporte e recursos próprios.

Com a diversificação de portfólio da Companhia, a partir da aquisição do Complexo Eólico Alto Sertão II e do início da construção do Complexo Solar Boa Hora, a AES Tietê Energia tem trabalhado no diagnóstico das potencialidades e vocações dos municípios impactados por suas novas operações. A partir dessa avaliação, os projetos futuros serão modelados de acordo com as realidades e necessidades regionais.

No 1T18 foi iniciada a implantação de cinco projetos educacionais e culturais nas comunidades onde a Companhia possui ativos, com recursos aportados no final de 2017 no valor de R\$ 1,3 milhão, que são:

- **Todo lugar tem uma história para contar** - projeto de registro da memória, a partir das histórias de vida de moradores, feito pelas escolas de ensino fundamental, com seus professores e alunos;
- **Cine na praça itinerante** - exibição de filmes ao ar livre em praças públicas e realização de oficinas de revitalização das praças com envolvimento de jovens e crianças;
- **Vida de criança** - exposição e oficinas de fotografia dedicadas às crianças estudantes de escolas públicas, com a abordagem de temas relevantes para uma infância saudável; e
- **Projeto guri na estrada** - apresentações musicais e oficinas de prática musical para estudantes de escolas públicas.

Na frente de incentivo ao esporte, a Companhia fez ao final de 2017 o aporte de R\$ 321 mil por meio da Lei Federal de Incentivo ao Esporte, como apoio ao projeto **ABDA de Atletismo**, realizado pela Associação Bauruense de Desportos Aquáticos, que visa a formação e manutenção da equipe de atletismo, revelando talentos e oferecendo as condições necessárias para a prática do esporte e a participação em campeonatos oficiais de nível estadual e nacional.

Além disso, no final de 2017 foi destinado R\$ 640 mil aos Fundos Municipais dos Direitos da Criança e do Adolescente e aos Fundos do Idoso de Bariri, Barra Bonita, Igarapu do Tietê, Mococa, Lins, Promissão e Caconde, que beneficiarão entidades sociais em 2018.

A implantação do projeto **Geração+**, que se iniciou no 1T18, é uma iniciativa de mobilização de estudantes e professores de escolas públicas para a criação de uma rede orientada pelos valores e ideais da sustentabilidade nos municípios de Barra Bonita, Caconde e Ibitinga.

# ANEXOS

## DADOS CONSOLIDADOS

Balanco Patrimonial (R\$ milhões)	31/03/2018	31/12/2017
<b>Ativo Total</b>	<b>7.329,7</b>	<b>6.817,9</b>
<b>Ativo Circulante</b>	<b>2.124,6</b>	<b>1.578,6</b>
Caixa e Equivalentes de Caixa	19,1	134,6
Investimentos de Curto Prazo	1.720,3	1.069,9
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	297,7	313,2
Tributos e Contribuições Sociais	34,7	32,7
Conta de ressarcimento	0,1	0,0
Outros Créditos	23,6	6,7
Cauções e depósitos vinculados	19,3	7,6
Instrumentos financeiros derivativos	9,7	14,0
<b>Ativo Não Circulante</b>	<b>5.205,2</b>	<b>5.239,3</b>
Consumidores, Revendedores e Concessionárias	13,1	13,1
Conta de ressarcimento	0,5	1,3
Outros Tributos Compensáveis	0,4	0,5
Tributos e Contribuições Sociais Diferidos	1,9	1,6
Tributos a Recuperar	136,6	140,9
Cauções e Depósitos Vinculados	225,6	213,6
Instrumentos financeiros derivativos	-	0,1
Outros Créditos	2,1	1,9
Imobilizado	4.692,5	4.722,1
Intangível	132,6	144,2

Balanco Patrimonial (R\$ milhões)	31/03/2018	31/12/2017
<b>Passivo Total e Patrimônio Líquido</b>	<b>7.329,7</b>	<b>6.817,9</b>
<b>Passivo Circulante</b>	<b>1.212,7</b>	<b>1.996,3</b>
Fornecedores	955,2	843,1
Empréstimos, financiamentos e debêntures	113,7	1.014,4
Conta de ressarcimento	15,6	26,5
Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	49,5	34,7
Outros Tributos a Pagar	16,5	9,8
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio a Pagar	1,0	11,6
Obrigações Sociais e Trabalhistas	27,6	23,3
Provisões para Processos Judiciais e Outros	4,1	3,1
Encargos Setoriais	17,5	20,4
Outras Obrigações	12,0	9,5
<b>Passivo Não Circulante</b>	<b>4.504,9</b>	<b>3.263,9</b>
Empréstimos, financiamentos e debêntures	3.812,6	2.575,2
Conta de ressarcimento	23,8	22,2
Tributos e Contribuições Sociais Diferidos	399,7	409,4
Obrigações com Entidade de Previdência Privada	4,5	4,0
Obrigações Sociais e Trabalhistas	0,4	0,3
Provisões para Processos Judiciais e Outros	136,7	134,4
Encargos Setoriais	10,3	8,5
Outras Obrigações	116,9	109,9
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>1.612,2</b>	<b>1.557,7</b>
Capital Social	416,6	416,6
Reserva de Capital	198,7	198,5
Reserva de Lucros	139,5	139,5
Reserva legal	83,3	83,3
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	56,1	56,1
Ajustes de avaliação patrimonial	787,4	801,7
Outros Resultados Abrangentes	0,8	1,4
Ações em tesouraria	-	(0,1)
Lucros acumulados	69,1	-

Demonstração dos Resultados (R\$ milhões)	1T18	1T17	Var (%)
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>430,1</b>	<b>403,2</b>	<b>6,7%</b>
<b>Custos e Despesas Operacionais</b>	<b>(235,9)</b>	<b>(181,3)</b>	<b>30,1%</b>
Compra de Energia Elétrica	(39,6)	(43,1)	-8,0%
Encargos de Uso de Transmissão e Conexão	(35,3)	(29,8)	18,7%
Taxa de Fiscalização	(1,9)	(1,7)	14,6%
CFURH	(11,0)	(13,7)	-19,8%
Pessoal	(31,2)	(26,4)	18,4%
Entidade de Previdência Privada	(1,1)	(1,1)	0,6%
Material	(8,0)	(2,3)	245,2%
Serviços de Terceiros	(35,1)	(17,0)	106,0%
Depreciação e Amortização	(64,7)	(37,1)	74,1%
Provisões Operacionais	1,6	(4,2)	-137,4%
Outras despesas (Receitas) Operacionais	(9,5)	(4,9)	95,6%
<b>Lucro Bruto</b>	<b>194,2</b>	<b>221,9</b>	<b>-12,5%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>258,9</b>	<b>259,0</b>	<b>0,0%</b>
Amortização de intangível e mais valia gerado em aquisições	(1,3)	-	-
<b>Receita (Despesa) Financeira</b>	<b>(95,7)</b>	<b>(31,7)</b>	<b>201,6%</b>
Receitas Financeiras	25,8	19,5	32,3%
Despesas Financeiras	(117,8)	(52,4)	124,6%
Variações Cambiais	(3,7)	1,2	-412,0%
<b>Resultado Antes dos Tributos</b>	<b>97,3</b>	<b>190,2</b>	<b>-48,8%</b>
Imposto de Renda e Contribuição Social	(47,9)	(45,8)	4,5%
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	5,4	(18,3)	-129,4%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>54,8</b>	<b>126,0</b>	<b>-56,5%</b>

## 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, por meio 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, 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, fiscalização 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.

**MCSD (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. Por meio 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 geoelétricas 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.

**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.