

## ACORDO DE AQUISIÇÃO DE ALTO SERTÃO III IMPULSIONA A ESTRATÉGIA DE DIVERSIFICAÇÃO DA AES TIETÊ

Comentários da CFO e DRI - Clarissa Sadock

Iniciamos mais um ano entregando resultados relevantes, em linha com nossos três pilares estratégicos: Crescimento e Diversificação, Excelência Comercial e Excelência Operacional.

Em abril de 2019 demos mais um grande passo alinhado à nossa estratégia de diversificação do portfólio e criação de valor aos nossos acionistas, assinando o contrato de compra e venda do Complexo Eólico Alto Sertão III, um ativo que quando completamente desenvolvido, contribuirá com 1,8 GW de capacidade de geração eólica de alta qualidade. A aquisição será um marco na história da AES Tietê Energia e, após finalizada, trará um caminho sustentável de crescimento de curto, médio e longo prazos.

Ainda na frente de Crescimento e Diversificação, avançamos com a construção do Complexo Solar Ouroeste. A primeira fase, com 69 MW de capacidade instalada, já opera em caráter de teste desde março. A significativa sinergia entre as plantas do Complexo nos permitiu evoluir nas obras da segunda fase, que tem 43% de seu avanço físico concluído e é esperado ter sua entrada em operação comercial completa no segundo semestre desse ano.

Em relação à Excelência Comercial, em um primeiro trimestre marcado por um cenário hidrológico desafiador, com chuvas muito abaixo da média histórica e altos preços no mercado *spot*, aproveitamos para elevar o nível de contratação de médio prazo do portfólio, a preços acima do portfólio atual. Com as vendas realizadas neste trimestre, passamos a ter pelo menos 68% do nosso portfólio contratado nos próximos 5 anos, trazendo previsibilidade de resultados para a Companhia.

Na frente de Excelência Operacional, em abril de 2019 concluímos o refinanciamento de R\$ 2,2 bilhões, possibilitando o alongamento do prazo médio em 2 anos e redução do custo da dívida. Além disso, este refinanciamento tem um limite da relação dívida líquida / Ebitda ajustado de 4,5x, bastante alinhado com nossa estratégia de crescimento.

No 1T19, nossos ativos eólicos e solares contribuíram para o balanceamento do portfólio e trouxeram R\$ 15 milhões para a margem comercial do período, efeito que, alinhado com a disciplina na manutenção de custos e despesas operacionais, garantiu um Ebitda de R\$ 264,3 milhões no 1T19.

Reforçamos assim, nosso engajamento com a geração de valor e retorno aos acionistas. Neste trimestre, anunciamos a distribuição de R\$ 63,5 milhões de dividendos intermediários, refletindo um *payout* de 102%.

## RESULTADOS

# 1T19

### Teleconferência de Resultados

08.05.2019

11h00 (BRT) / 10h00 (EST)

Código: AES Tietê

Conexão:

Brasil: +55 11 3193 1001

+55 11 2820 4001

EUA: +1 646 828 8246

+1 646 291 8936

Slides da apresentação e áudio estarão disponíveis em:

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

### CONTATO:

Tel. +55 11 4197-4925

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

### ÍNDICE

DESTAQUES 1T19	2
PERFIL DA COMPANHIA	3
ESTRATÉGIA DE CRESCIMENTO	3
PORTFÓLIO DE CAPACIDADE INSTALADA	5
DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL	6
DESEMPENHO FINANCEIRO	10
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIOS	18
CONTEXTO REGULATÓRIO	20
DESEMPENHO SETOR HÍDRICO	24
ANEXOS / GLOSSÁRIO	31

AES Tietê Energia S.A. - R\$ milhões	1T18	1T19	Var	Índices	1T18	1T19
Receita Bruta	482,6	555,3	15,1%	Lucro Líquido <sup>1</sup> / PL	0,14x	0,19x
Receita Líquida	430,1	501,0	16,5%	Dívida Líquida/ PL	1,36x	1,90x
Custos e Despesas Operacionais <sup>1</sup>	171,2	236,7	38,2%	Dívida Líquida/ Ebitda ajustado <sup>2</sup>	2,40x	2,93x
Ebitda	258,9	264,3	2,1%	Ebitda ajustado <sup>12</sup> / Despesa Financeira	3,24x	3,77x
Margem Ebitda - %	60,2%	52,8%	-7,4 p.p.	<sup>1</sup> Últimos 12 meses.		
Lucro Líquido	54,8	62,0	13,3%	<sup>2</sup> Relacionada ao serviço da dívida.		
Margem Líquida - %	12,7%	12,4%	-0,3 p.p.			
Patrimônio Líquido	1.612,2	1.578,5	-2,1%			
Dívida Líquida	2.186,9	3.000,9	37,2%			
Geração de caixa operacional	339,4	326,6	-3,8%			

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

TIET11: R\$ 10,80 (06/05/2019)

VALOR DE MERCADO: R\$ 4,2 bilhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 1,1 bilhão

São Paulo, 06 de maio de 2019 – AES Tietê Energia S.A. (“Companhia” ou “AES Tietê Energia”) (B3: TIET3, TIET4 e TIET11) anunciou hoje os resultados referentes ao 1º trimestre de 2019 (“1T19”). 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 1T19

## Recursos Naturais

- Afluência do SIN de 73,1% da MLT<sup>1</sup> no 1T19 vs. 86,6% no 1T18
- Nível dos reservatórios do SIN encerrou o 1T19 em 43,7%, em linha com 1T18 (44,3%)
- Energia secundária<sup>2</sup> de 48,8% no MRE no 1T19 vs. 12,5% no 1T18
- Vento na região de Alto Sertão II com velocidade média de 7,2 m/s no 1T19 vs. 6,7 m/s no 1T18

## Operacional

- Fonte hídrica: volume de energia bruta gerada de 2.921,9 GWh no 1T19 vs. 2.410,9 GWh no 1T18
- Fonte eólica: volume de energia bruta gerada de 306,5 GWh no 1T19 vs. 267,9 GWh no 1T18
- Fonte solar: volume de energia bruta gerada de 66,7 GWh no 1T19

## Comercial

- Aumento significativo do nível de contratação de médio prazo do portfólio que é de 80%, 80%, 68%, 76% e 68% para os anos de 2019 a 2023, respectivamente, com destaque para o incremento de 453MWh em 2022 e para 526MWh em 2023

## Financeiro

- R\$ 264,3 milhões de Ebitda no 1T19 vs. de R\$ 258,9 milhões no 1T18
- R\$ 62,0 milhões de Lucro Líquido em no 1T19 vs. R\$ 54,8 milhões em no 1T18
- R\$ 63,5 milhões de distribuição de dividendos no 1T19 com *payout* de 102%
- Índice de alavancagem<sup>3</sup> encerrou o trimestre em 2,93x

## Expansão do Portfólio

- Assinatura do acordo de aquisição do Complexo Eólico Alto Sertão III. Localizado no estado da Bahia, adjacente ao Complexo Alto Sertão II, é formado pela fase A, com 438 MW de capacidade instalada e se encontra em estágio pré-operacional; pela fase B, com 305 MW de capacidade instalada e um *Pipeline* incremental de 1,1 GW. A conclusão da operação depende do cumprimento das condições precedentes estabelecidas no Acordo e contribui para a estratégia de diversificação e crescimento da Companhia

<sup>1</sup> Média de longo termo, desde 1931.

<sup>2</sup> Considera dados preliminares da CCEE para março de 2019.

<sup>3</sup> Obtido pela divisão da Dívida Líquida pelo Ebitda Ajustado.

## PERFIL DA COMPANHIA

A AES Tietê Energia é uma das maiores companhias privadas de geração de energia renovável do Brasil em termos de capacidade instalada, com 20 anos de experiência no setor energético brasileiro e um portfólio diversificado e complementar de ativos de geração, que compreende fontes de energia hidrelétrica, eólica e solar.

As *units* da Companhia são negociadas no Nível 2 de Governança Corporativa da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (“B3”) sob o código TIET11, sendo cada *unit* formada por 4 ações preferenciais e 1 ação ordinária de emissão da Companhia. 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 (“AESTY”), com a paridade entre as ADRs e as ações da Companhia na razão de uma ADR para uma *unit*.

## ESTRATÉGIA DE CRESCIMENTO

A AES Tietê Energia dedica seus esforços e trabalha para se tornar uma plataforma diversificada de geração renovável, diferenciando-se por sua excelência como gestora de ativos e pela presença global do grupo AES. A meta da Companhia é crescer sua capacidade de geração, diversificando seu portfólio com fontes sem risco hidrológico e contratos regulados de longo prazo. Pilar central dessa estratégia é diligência na avaliação das oportunidades de crescimento, sempre prezando pela geração de valor aos seus acionistas.

O histórico de construção e operação da AES em grandes empreendimentos de geração qualifica e dá o suporte necessário para a execução desta estratégia, que está em linha com as perspectivas tanto dos consumidores, cada vez mais exigentes e atuantes, quanto dos acionistas da Companhia, que buscam crescimento e retornos financeiros adequados.

De modo a cumprir com esta estratégia, AES Tietê Energia segue com três frentes de atuação:

**Foco no crescimento:** busca de ativos que: (i) possibilitem sinergias operacionais quando integrados à plataforma da Companhia, inclusive com o seu acionista controlador AES Corp; (ii) permitam a otimização de sua estrutura de capital, com apreciação do retorno da Companhia; (iii) agreguem fontes de geração complementares ao portfólio da AES Tietê Energia, com contratos de longo prazo para a redução de riscos e o aumento da previsibilidade da receita; e (iv) seleção de projetos que apresentem retornos atrativos.

O crescimento da Companhia também se dá por meio de inovação e implementação de novas tecnologias: 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;

**Estratégia comercial:** foco na otimização da margem comercial do portfólio integrado da Companhia vis a vis o risco hidrológico. A AES Tietê Energia 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

**Excelência operacional:** garantir e incrementar a eficiência nas operações da Companhia, que anda em linha com a estratégia de crescimento mencionada. A AES Tietê Energia está focada na identificação de projetos

que permitam capturar valor mediante o incremento de performance proporcionado por uma equipe qualificada de O&M e uma gestão diligente de seus ativos. Outro ponto de destaque é a centralização das operações de todas as plantas do portfólio pelo Centro de Operação (COGE), garantindo a gestão eficiente dos ativos.

Como resultado dessa estratégia, diversos produtos e soluções estão sendo customizados para cada perfil de cliente. Um exemplo é a geração de energia através de fazendas solares, nos modelos de geração distribuída e compartilhada.

Ainda em linha com as fontes renováveis, a AES Tietê Energia foi pioneira na comercialização de I-RECs no Brasil, certificado global que comprova a geração de energia por meio de fontes renováveis, certificando seu uso, garantindo rastreabilidade, valorização e engajamento da marca do usuário com as causas ambientais.

Em paralelo, a Companhia também tem se posicionado no mercado de armazenamento de energia por meio de baterias (*“energy storage”*). Com o aumento no uso de fontes cada vez mais intermitentes e sazonais, as soluções por meio de baterias permitem o armazenamento da energia para uso futuro, conforme curva de consumo ou de preço, sem interrupção e de forma segura, com respostas praticamente instantâneas.

Os investimentos em inovação continuam sendo foco da empresa, que busca constantemente as melhores práticas, seja por meio de desenvolvimento interno ou programas de aceleração de *startups*. O objetivo é simples: criar soluções disruptivas e de fácil aplicação, capazes de agregar funcionalidades e facilitar a vida dos usuários.

## 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”). Atualmente, o portfólio de ativos da Companhia conta com uma capacidade instalada total de 3.338 MW<sup>4</sup>, sendo 2.658 MW hídrico, 386 MW eólico e 294 MW solar, incluindo os ativos em construção.

### FORNE HÍDRICA



O portfólio hidráulico da Companhia é composto por nove usinas hidráulicas (“UHEs”) e três pequenas centrais hidrelétricas (“PCHs”). As UHEs e a PCH Mogi-Guaçu têm prazo de concessão até 2029 e as PCHs São José e São Joaquim possuem autorização para operarem até o ano de 2032. A capacidade hidráulica instalada é de 2.658 MW e a garantia física bruta e líquida de seu portfólio hidráulico é de 1.247 MWm e 1.219 MWm, respectivamente.

### FORNE 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, com capacidade instalada de 386 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 185 MWm<sup>5</sup>.

### FORNE SOLAR

#### Complexo Solar Guaimbê

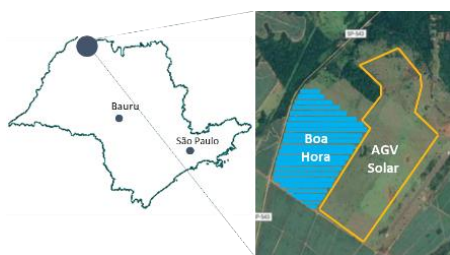


Em 3 de setembro de 2018, a AES Tietê Energia concluiu a aquisição do Complexo Solar Guaimbê. A planta foi outorgada no 6º LER, realizado em 31 de outubro de 2014, com energia contratada por 20 anos, capacidade instalada de 150 MW e garantia física de 30 MWm. A planta solar que possui licença de operação de 35 anos, já se encontra em operação e passou a contribuir para o resultado da Companhia a partir de setembro de 2018.

<sup>4</sup> Considerando 10 MW provenientes de dois contratos de longo prazo de compra de energia de biomassa de cana-de-açúcar, a capacidade total instalada da Companhia é de 3.348 MW.

<sup>5</sup> Considera revisão da garantia física dos parques Maron, Pilões, Ametista e Dourados para 2019.

## Complexo Solar Ouroeste



Em 2017, por meio da aquisição da Planta Solar Boa Hora (“Fase 1”) e comercialização da Planta AGV Solar (“Fase 2”) em leilão, a AES Tietê Energia adicionou o Complexo Solar Ouroeste ao seu portfólio de ativos. O complexo possui entrada em operação faseada, sendo que a primeira delas já opera em testes desde março de 2019 e o projeto completo tem início de operação comercial previsto para o segundo semestre de 2019. O Complexo possui 144 MW de capacidade instalada, garantia física de 36 MWm e energia contratada por 20 anos. As plantas pertencentes ao complexo possuem licença de operação de 35 anos.

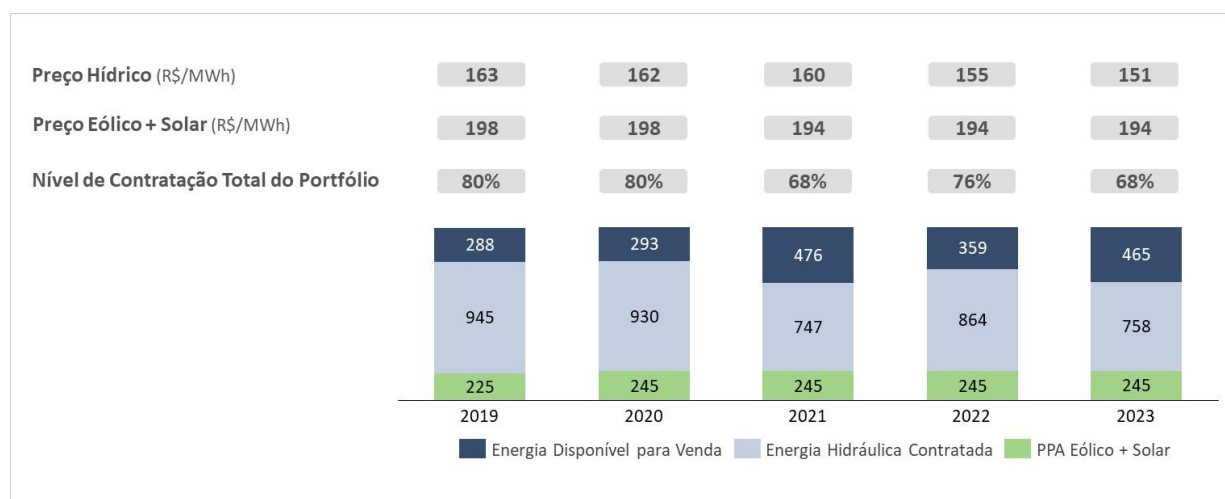
# DESEMPENHO COMERCIAL E OPERACIONAL

## GESTÃO DO NÍVEL DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA

Desde 2016, a AES Tietê Energia implementou uma estratégia dinâmica e ativa de curto, médio e longo prazos para a mitigação do risco hidrológico. A estratégia da Companhia está pautada na gestão do portfólio, com monitoramento constante das exposições mensais, buscando oportunidades comerciais para geração de valor e mitigação do risco hidrológico.

No 1T19, a Companhia aproveitando-se de oportunidades comerciais, elevou o nível de contratação de seu portfólio significativamente para os próximos anos, com preços de venda acima do portfólio hídrico atual, garantindo maior previsibilidade em seus resultados. Os preços médios dos novos contratos foram de R\$ 167/MWh.

### Evolução do portfólio<sup>6</sup> - MWm



<sup>6</sup> Considera energia convencional e incentivada das usinas hídricas, excluindo perdas e consumo interno (garantia física líquida). Valores reais com base em março de 2019.

## ○ FONTE HÍDRICA

### ○ Sazonalização da garantia física hidráulica

A estratégia de sazonalização da garantia física adotada pela Companhia em 2019 buscou equilibrar o balanço energético ao longo do ano, principalmente no período seco. O plano é composto pela mescla de duas diferentes abordagens. A primeira considera seguir a curva de alocação do MRE para algumas usinas e traçar uma curva independente para outra parte delas.

Para a segunda parte desta estratégia, neste ano a Companhia seguiu o plano de deslocamento da garantia física dos primeiros meses do ano para os meses de estação seca, em função da esperada elevação dos preços do mercado spot entre os períodos. No primeiro trimestre de 2019 foram deslocados ~50 MWh para o período seco.

### ○ Energia gerada

O volume total de energia gerada pelas usinas hidráulicas da AES Tietê Energia atingiu 2.921,9 GWh no 1T19, um crescimento de 21,2% em comparação com o montante averiguado no mesmo período de 2018 (2.410,9 GWh). Apesar da diminuição de 12,9 p.p. na afluência no submercado SE/CO no período, a melhor geração é reflexo:

- (i) do nível do reservatório mais elevado da Usina de Água Vermelha no início de 2019 (31,8% vs 23,4% no início de 2018, valor próximo ao limite mínimo para operação) combinado com a melhor afluência na Bacia do Rio Grande, onde ela está localizada (63,1% da MLT no 1T19 vs 57,7% no mesmo período do ano anterior). A Usina de Água Vermelha corresponde a aproximadamente 50% da garantia física hídrica da Companhia; e
- (ii) melhor afluência verificada na Bacia do Rio Tietê (101,9% da MLT no 1T19 vs 66,9% no 1T18, representando um crescimento de 35 p.p. entre os períodos). As usinas localizadas nesta Bacia foram responsáveis por 40,4% da geração do período.

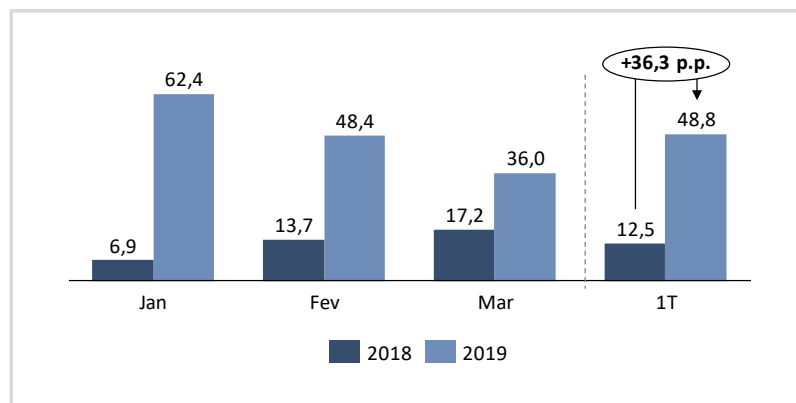
Geração - Usinas Hidráulicas (GWh)	1T18	1T19	Var
<b>Energia Gerada Bruta</b>	<b>2.410,9</b>	<b>2.921,9</b>	<b>21,2%</b>
Água Vermelha	1.078,1	1.490,7	38,3%
Bariri	161,9	208,3	28,6%
Barra Bonita	133,5	161,3	20,9%
Caconde	59,1	83,2	40,7%
Euclides da Cunha	103,6	120,2	16,0%
Ibitinga	185,5	174,4	-6,0%
Limoeiro	28,8	35,4	22,8%
Nova Avanhandava	382,6	378,1	-1,2%
Promissão	266,4	259,2	-2,7%
Mogi / S. Joaquim / S. José	11,4	11,2	-2,1%

o Fator de Ajuste da Garantia Física (“GSF”) - Energia Secundária/Rebaixamento

No 1T19 registrou-se energia secundária de 48,8%, 36,3 p.p. superior à secundária registrada no mesmo período de 2018 (12,5%). A elevada secundária verificada no início do ano de 2019 se deve principalmente à sazonalização da garantia física das usinas participantes do MRE, e não propriamente ao desempenho de geração das usinas do MRE.

O gráfico abaixo apresenta o GSF contabilizado pela CCEE no MRE nas liquidações financeiras efetuadas durante o primeiro trimestre de 2019 e de 2018.

Energia Secundária no MRE<sup>7</sup> (%)



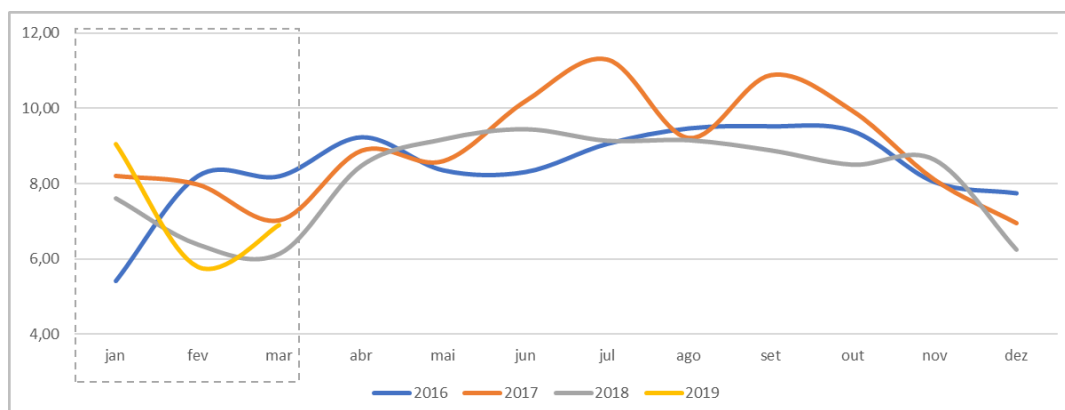
Fonte: CCEE

o FONTE EÓLICA

o Energia gerada

A geração eólica varia principalmente de acordo com a disponibilidade das máquinas e 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 forte principalmente no segundo e terceiro trimestres. Esse efeito é refletido diretamente na receita dos parques.

Histórico de Velocidade Média do Vento em Alto Sertão II (m/s)



Fonte: Companhia

<sup>7</sup> Considera dados preliminares da CCEE para março de 2019.

A geração bruta do Complexo Eólico Alto Sertão II foi 14,4% superior no 1T19 quando comparada ao mesmo período do ano anterior (306,5 GWh no 1T19 vs. 267,9 GWh no 1T18), resultado da combinação de uma maior disponibilidade média das máquinas, dado plano de *turnaround* operacional realizado na planta ao longo de 2018, e da melhora da incidência do vento na região em que o Complexo está localizado. O mês de janeiro, em termos de ventos, foi o 2º melhor desde 2014 o que resultou numa média no trimestre 7,9% maior entre o 1T18 e o 1T19 (7,2 m/s no 1T19 vs. 6,7 m/s no 1T18).

Geração - Parques Eólicos (GWh)	1T18	1T19	Var
<b>Energia Gerada Bruta</b>	<b>267,9</b>	<b>306,5</b>	<b>14,4%</b>
LER 2010	108,2	125,5	<b>16,0%</b>
LEN 2011	159,7	180,9	<b>13,3%</b>

## o FONTE SOLAR

### o Energia gerada

A localização da maior parte do território brasileiro na região intertropical torna a energia solar uma das fontes com maior potencial de crescimento no país, dado que a duração da incidência da irradiação é bastante constante.

No 1T19, o Complexo Solar Guaimbê, que entrou em operação em setembro de 2018, registrou geração bruta de 66,7 GWh.

Dando continuidade à nossa estratégia de diversificação de fontes, conforme despachos da Aneel nº 679, 680 e 681, a primeira fase do Complexo Solar Ouroeste iniciou sua operação em teste em março de 2019. A estimativa é que o Complexo esteja em operação comercial total até o final deste ano.

Geração - Parques Solares (GWh)	1T18	1T19	Var
<b>Energia Gerada Bruta</b>	-	<b>66,7</b>	-
Guaimbê	-	66,7	-

## DESEMPENHO FINANCEIRO

### RECEITA E MARGEM LÍQUIDA

A receita operacional líquida totalizou R\$ 501,0 milhões no 1T19, 16,5% superior ao resultado registrado no 1T18 (R\$ 430,1 milhões).

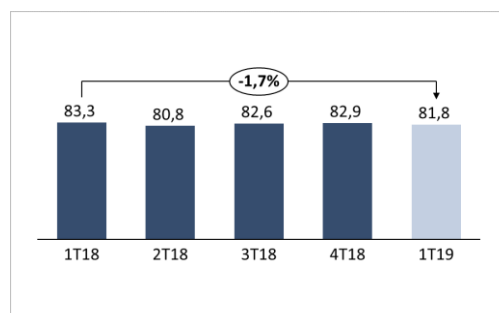
A margem operacional líquida (receita líquida livre de compra de energia para revenda, taxas e encargos setoriais) da AES Tietê Energia totalizou R\$ 346,2 milhões no 1T19, em linha com o valor auferido no 1T18 (R\$ 342,2 milhões). Esse resultado pode ser explicado principalmente pelo:

- (i) incremento de R\$ 14,6 milhões das operações eólicas e solares, resultado advindo principalmente do início de operação do Complexo Guaimbê, que começou a contribuir para o resultado em setembro de 2018; parcialmente compensado pela
- (ii) queda de R\$ 12,1 milhões na margem hídrica, resultado principalmente de:
  - a. R\$ 6,7 milhões de incremento de taxas e encargos setoriais, pelo aumento do valor gasto com royalties e encargos de transmissão dada a maior geração no período; e
  - b. R\$ 3,2 milhões devido à estratégia de comercialização de energia de curto prazo; efeitos parcialmente compensados por vendas à preços mais atrativos.

### DESPESAS OPERACIONAIS

As despesas operacionais (excluindo depreciação e amortização) totalizaram R\$ 81,8 milhões no 1T19, com leve queda de 1,7% em relação ao resultado apresentado no 1T18 (R\$ 83,3 milhões), reforçando a diligência da Companhia na manutenção do controle de seus custos, conforme abaixo:

PMSO Histórico (R\$ milhões)



### EBITDA

A AES Tietê Energia registrou um Ebitda de R\$ 264,3 milhões no 1T19, valor 2,1% superior ao resultado do 1T18 (R\$ 258,9 milhões), consequência principalmente do resultado das operações eólicas e solares, que contribuíram com R\$ 15,0 milhões para o período, compensado parcialmente pela menor margem hídrica.

## ○ RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido registrado pela Companhia no 1T19 foi uma despesa de R\$ 90,3 milhões comparado com uma despesa de R\$ 95,7 milhões registrada no 1T18.

<b>Resultado Financeiro (R\$ milhões)</b>	<b>1T18</b>	<b>1T19</b>	<b>Var</b>
<b>Receitas Financeiras</b>	<b>25,8</b>	<b>18,4</b>	<b>-28,8%</b>
<b>Despesas Financeiras / Variações Cambiais</b>	<b>(121,5)</b>	<b>(108,7)</b>	<b>-10,5%</b>
Despesas Financeiras	(117,8)	(111,0)	-5,7%
Variações Cambiais	(3,7)	2,3	-162,3%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(95,7)</b>	<b>(90,3)</b>	<b>-5,6%</b>

### ○ Receitas Financeiras

As receitas financeiras somaram R\$ 18,4 milhões no 1T19, uma redução de 28,8% em comparação com a receita financeira registrada no 1T18 (R\$ 25,8 milhões). Isso se deve, principalmente à redução de R\$ 7,4 milhões na receita proveniente de aplicações financeiras, reflexo da queda do CDI médio na comparação entre os períodos (6,4% no 1T19 vs. 6,7% no 1T18) e do menor saldo aplicado.

### ○ Despesas Financeiras e Variações Cambiais

As despesas financeiras e variações cambiais somaram R\$ 108,7 milhões no 1T19, montante 10,5% inferior aos R\$ 121,5 milhões registrados no mesmo período de 2018. Tal variação é explicada principalmente pelo:

- (i) efeito positivo de R\$ 7,8 milhões devido as operações de *hedge* relacionadas à compra de equipamentos de geração solar para os complexos em construção;
- (ii) redução na despesa de R\$ 7,2 milhões na linha de juros capitalizados, resultado da estratégia de crescimento da Companhia;
- (iii) queda de R\$ 6,2 milhões na linha de fiança e seguro garantia pela troca do perfil da carteira, barateando esse custo; efeitos parcialmente compensados pelo
- (iv) incremento de R\$ 7,8 milhões nos encargos de dívida, devido ao maior volume de dívida quando comparados os períodos.

## ○ LUCRO LÍQUIDO

No 1T19, a AES Tietê Energia apurou um lucro líquido consolidado de R\$ 62,0 milhões, resultado 13,3% superior ao auferido no 1T18 (R\$ 54,8 milhões). Contribuíram para o resultado os seguintes fatores:

- (i) incremento de R\$ 4,0 milhões na margem do período, em função principalmente da contribuição do resultado advindo das operações eólicas e solares e do balanceamento do portfólio;
- (ii) manutenção do patamar de despesas operacionais da Companhia (R\$ 81,8 milhões no 1T19 vs. R\$ 83,3 milhões no 1T18); e

(iii) melhora do resultado financeiro em R\$ 5,3 milhões, efeito explicado principalmente pelo *hedge* relacionado à compra de equipamentos de geração solar para os complexos em construção, resultado da estratégia de crescimento da Companhia.

## o REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

A Administração da AES Tietê Energia aprovou a distribuição de R\$ 63,5 milhões como dividendos intermediários relativos ao 1T19, sendo R\$ 0,03227507501 por ação ordinária e preferencial e R\$ 0,16137537505 por *unit*.

A data base para o direito ao recebimento de dividendo (*record date*) será no dia 9 de maio de 2019 e as ações de emissão da Companhia passarão a ser negociadas “ex-dividendos” a partir do dia 10 de maio de 2019. Os valores distribuídos a título de dividendos intermediários estão isentos de IRRF, de acordo com o artigo 10 da Lei n° 9.249/95, conforme alterada, e seu pagamento será realizado em 24 de julho de 2019.

## o ENDIVIDAMENTO

Dívidas (R\$ milhões)	Montante <sup>1</sup>	Vencimento	Custo Nominal
<b>AES Tietê Energia<sup>2</sup></b>	<b>3.082,7</b>		
4ª Emissão de Debêntures – 3ª série	349,4	dez/20	IPCA + 8,43% a.a.
5ª Emissão de Debêntures	193,5	dez/23	IPCA + 6,54% a.a.
6ª Emissão de Debêntures – 1ª série	700,8	abr/22	CDI + 0,90% a.a.
6ª Emissão de Debêntures – 2ª série	347,0	abr/24	IPCA + 6,78% a.a.
7ª Emissão de Debêntures – 1ª série	536,0	fev/20	CDI + 0,52% a.a.
7ª Emissão de Debêntures – 2ª série	571,2	fev/23	CDI + 1,30% a.a.
8ª Emissão de Debêntures	204,8	mai/30	IPCA + 6,02% a.a.
<b>AES Tietê Eólica</b>	<b>1.077,4</b>		
Financiamento BNDES	651,6	dez/31	TJLP + 2,88% a.a.
Financiamento BNDES (subcrédito social)	4,1	dez/31	TJLP
Repasso Banco do Brasil (BNDES indireto)	248,1	dez/31	TJLP + 2,60% a.a.
1ª Emissão de Debêntures – 1ª série	89,8	dez/25	IPCA + 7,61% a.a.
1ª Emissão de Debêntures – 2ª série	83,8	dez/25	IPCA + 7,87% a.a.

<sup>1</sup> Saldo contábil atualizado.

<sup>2</sup> Não considera arrendamento financeiro.

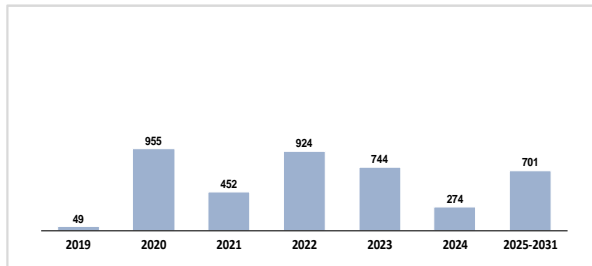
A dívida bruta consolidada da AES Tietê Energia encerrou o 1T19 em R\$ 4.160,1 milhões, superior à posição da dívida bruta em 31 de março de 2018 (R\$ 3.926,3 milhões). Essa variação está associada principalmente aos R\$ 200,0 milhões referentes à 8ª emissão de debêntures da AES Tietê Energia para financiamento da construção da Fase 1 do Complexo Solar Ouroeste.

No encerramento do 1T19, as disponibilidades somavam R\$ 1.159,2 milhões, montante inferior ao valor registrado no mesmo período de 2018 (R\$ 1.739,4 milhões). Tal diferença se deve, principalmente aos investimentos realizados em 2018 nos Complexos solares Guaimbê e Ouroeste.

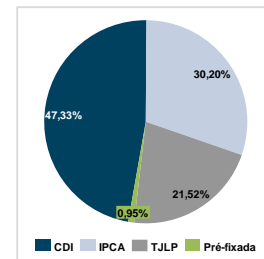
Desta forma, a dívida líquida consolidada no 1T19 era de R\$ 3.000,9 milhões, montante superior em relação à posição em 2018 (R\$ 2.186,9 milhões).

Os gráficos a seguir apresentam a composição dos indexadores do endividamento da AES Tietê Energia no período, bem como o cronograma de amortização, ambos de forma consolidada.

**Cronograma de amortização da dívida<sup>8</sup> (R\$ milhões)**



**Dívida Bruta por Indexador<sup>9</sup>**

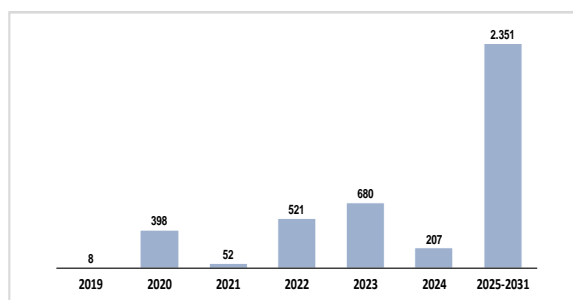


A Companhia esclarece ainda, com relação ao seu endividamento consolidado, que realizou os seguintes eventos subsequentes ao encerramento do primeiro trimestre do ano:

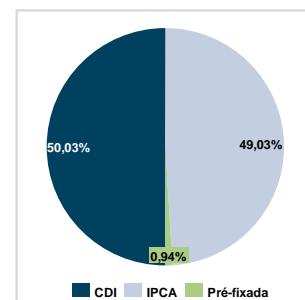
- (i) 9ª emissão de debêntures, no valor total de R\$ 2,2 bilhões, cuja última data de liquidação ocorreu em 22 de abril de 2019;
- (ii) resgate antecipado facultativo da 1ª série da 6ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 689,1 milhões, realizado em 18 de abril de 2019;
- (iii) resgate antecipado obrigatório da 1ª série da 7ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 540,3 milhões, realizado em 23 de abril de 2019; e
- (iv) resgate antecipado do financiamento do BNDES, no valor de R\$ 651,6 milhões, e repasse do Banco do Brasil de R\$ 246,6 milhões, em sua subsidiária AES Tietê Eólica, na data de 24 de abril de 2019.

Com estas alterações, uma concentração de vencimentos de cerca de R\$ 1,5 bilhão prevista para os próximos 5 anos, foi deslocada para prazos mais longos, conforme apresenta o seguinte cronograma de amortização proforma<sup>10</sup> e de indexadores de dívida.

**Cronograma proforma de amortização<sup>11</sup> (R\$ milhões)**



**Dívida Bruta por Indexador<sup>12</sup>**



<sup>8</sup> Fluxo composto por amortização de principal.

<sup>9</sup> Valores relativos ao principal.

<sup>10</sup> Considera a emissão da 9ª debênture da AES Tietê Energia, resgates antecipados da 1ª série da 6ª emissão, da 1ª série da 7ª emissão e dos financiamentos de BNDES e Banco do Brasil. Utiliza data base de 31 de março de 2019.

<sup>11</sup> Análise pró forma - fluxo composto por amortização de principal.

<sup>12</sup> Análise pró forma - valores relativos ao principal.

Abaixo, a escala de *rating* da AES Tietê Energia.

	Ratings	Moody's	Fitch
Escala	Nacional	Aa1	AA+
	Internacional	Ba2	-

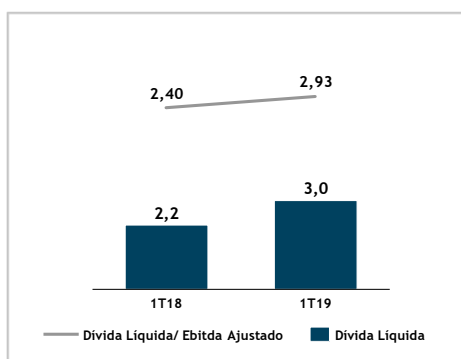
#### o Covenants

O limite mais restritivo estabelecido pelas dívidas da Companhia é de 3,85x. Em linha com a estratégia de diversificação de fontes da Companhia, as novas dívidas emitidas já possuem limite maior, como por exemplo, a 9ª emissão que possui limite de alavancagem de até 4,5x. O índice de cobertura de juros não poderá ser inferior a 1,25x.

O índice de alavancagem (Dívida Líquida / Ebitda Ajustado) encerrou o primeiro trimestre em 2,93x. O índice de cobertura de juros (Ebitda Ajustado / Despesas Financeiras) fechou o 1T19 em 3,77x acima do limite mínimo de 1,50x.

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

#### Dívida Líquida (R\$ bilhões) e Alavancagem (vezes)

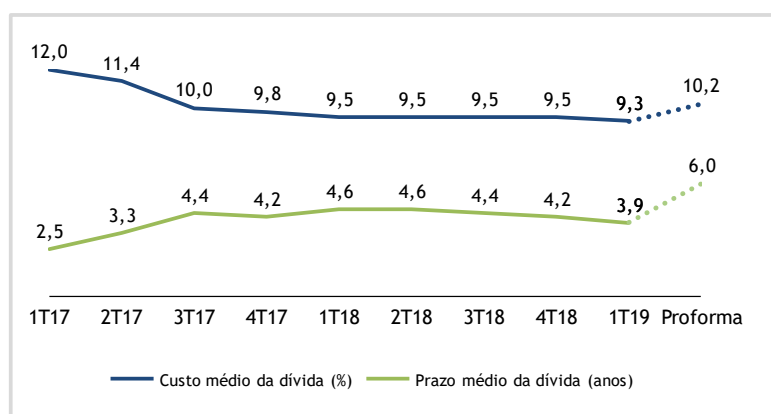


O custo médio da dívida atual da Companhia, já considerando a 9ª emissão com taxas (IPCA e CDI) fixados e após impostos, é de 6,2% ao ano, apresentando uma redução em comparação a 6,8% no mesmo período de 2018. Essa variação decorre da redução de custo das dívidas refinanciadas com relação à nova emissão.

Como parte de sua estratégia de buscar uma estrutura de capital otimizada, a Companhia tem buscado alongar o prazo médio de suas dívidas. No segundo trimestre de 2018, a Companhia concluiu a 8ª emissão de debêntures com prazo de 12 anos, contribuindo com o alongamento do perfil do endividamento. Ao final do primeiro trimestre de 2019, o prazo médio da dívida da AES Tietê Energia era de 3,9 anos, pouco inferior ao mesmo período de 2018, mas superior aos níveis históricos da Companhia, conforme pode ser observado a seguir. Adicionalmente, a 9ª emissão de debêntures, encerrada durante o mês de abril, possui data de vencimento em 2029, contribuindo ainda mais para a estratégia da Companhia e para o alongamento do

perfil da dívida, que, em um cálculo proforma<sup>13</sup> atingiria 6,0 anos de prazo médio e custo médio de 6,9% ao ano no 1T19, conforme demonstrado nos gráficos abaixo. Cabe ressaltar que a 9ª emissão<sup>14</sup> recebeu, ainda, a certificação internacional de Green Bond pela Climate Bond Initiative, com base no desempenho socioambiental avaliado por consultoria especializada<sup>15</sup> em parecer independente, em sua contribuição para geração de energia renovável e no atendimento dos procedimentos pré-emissão acordados com a verificadora<sup>16</sup>.

### Custo e prazo médio da dívida<sup>17</sup>



## o CAPEX

Os investimentos da AES Tietê Energia somaram R\$ 132,9 milhões no 1T19, 326,0% maior que o montante investido no 1T18 (R\$ 31,2 milhões). No total do primeiro trimestre de 2019 destacam-se:

- (i) R\$ 114,7 milhões em função dos investimentos realizados no Complexo Solar Ouroeste, alinhados com a estratégia de crescimento da Companhia;
- (ii) R\$ 8,7 milhões destinados à manutenção e modernização da usina da Ibitinga; e
- (iii) R\$ 7,8 milhões destinados à construção de projetos de geração distribuída.

## o Plano de Investimento - CAPEX

A Companhia prevê investir aproximadamente R\$ 662,1 milhões<sup>18</sup> no período de 2019 até 2023, destinados à modernização e manutenção de seus ativos em operação e à expansão, principalmente para finalização da construção de seus parques solares, conforme apresentado na tabela a seguir:

<sup>13</sup> Considera a emissão da 9ª debênture da AES Tietê Energia, resgates antecipados da 1ª série da 6ª emissão, da 1ª série da 7ª emissão e dos financiamentos de BNDES e Banco do Brasil. Utiliza data base de 31 de março de 2019.

<sup>14</sup> A certificação foi obtida no âmbito das 2ª e 3ª séries da emissão relacionadas aos projetos de Guaimbê e AGV Solar.

<sup>15</sup> SITAWI Finanças do Bem.

<sup>16</sup> VigeoEiris.

<sup>17</sup> Valores referem-se ao principal da dívida.

<sup>18</sup> Considera apenas o CAPEX previsto para conclusão das obras dos projetos existentes.

Investimentos - R\$ milhões <sup>1</sup>	2019E	2020E	2021E	2022E	2023E	Total 2019E-2023E
Modernização e Manutenção	70,5	74,2	74,4	79,7	66,2	365,1
Expansão <sup>2</sup>	273,2	1,4	0,0	0,0	0,0	274,7
Juros de Capitalização <sup>3</sup>	4,4	2,6	5,9	5,0	4,5	22,4
<b>Total</b>	<b>348,2</b>	<b>78,2</b>	<b>80,4</b>	<b>84,6</b>	<b>70,7</b>	<b>662,1</b>

<sup>1</sup> Valores nominais

<sup>2</sup> Considera construção do Complexo Solar Ouroeste e investimentos em geração distribuída

<sup>3</sup> Não considera juros de capitalização sobre os novos projetos

## o FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

A geração de caixa operacional no 1T19 foi praticamente estável com a do 1T18 (R\$ 326,6 milhões no 1T19 vs. R\$ 339,4 milhões no 1T18). As variações na comparação dos períodos podem ser explicadas principalmente por

- (i) R\$ 10,1 milhões de impacto negativo na geração operacional de caixa devido ao deslocamento do pagamento de seguro patrimonial, que em 2018 ocorreu no 2T18.

Outros eventos importantes na comparação do trimestre foram:

- (ii) R\$ 348,0 milhões de aumento de dívida no 1T18, consequência da 7ª emissão de debêntures no valor de R\$ 1.250,00 milhões, parcialmente utilizada para pagar a 3ª emissão de notas promissórias no valor total de R\$ 900 milhões também no 1T18; e
- (iii) R\$ 84,9 milhões de aumento de investimentos em projetos na comparação dos períodos, onde os recursos foram direcionados para a construção do Complexo Solar Ouroeste.

Como resultado dos elementos acima mencionados, o saldo final de caixa consolidado deste trimestre atingiu R\$ 1.077,5 milhões no 1T19 contra R\$ 1.670,8 milhões no 1T18.

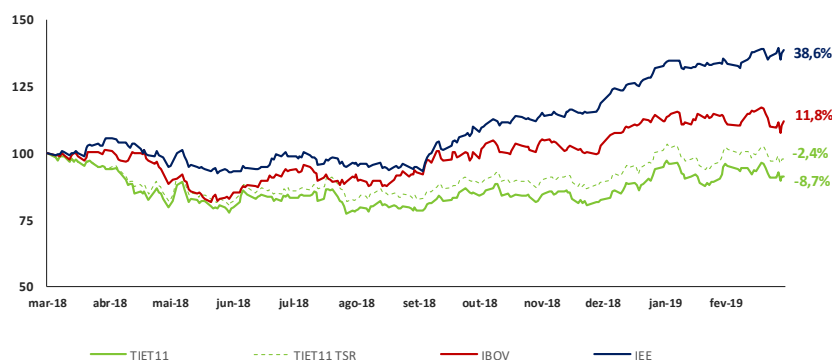
Fluxo de Caixa - R\$ milhões	1T18	1T19	Var
<b>Saldo inicial de Caixa</b>	<b>1.111,8</b>	<b>951,9</b>	<b>(160,0)</b>
<i>Geração Operacional de Caixa</i>	<i>339,4</i>	<i>326,6</i>	<i>(12,8)</i>
<i>Investimentos</i>	<i>(22,0)</i>	<i>(24,0)</i>	<i>(2,0)</i>
<i>Investimentos Controladas</i>	<i>(18,2)</i>	<i>(103,2)</i>	<i>(84,9)</i>
<i>Despesas Financeiras Líquidas</i>	<i>(50,8)</i>	<i>(20,2)</i>	<i>30,6</i>
<i>Amortização Líquida</i>	<i>347,9</i>	<i>(0,1)</i>	<i>(348,0)</i>
<i>IR/CSLL</i>	<i>(26,7)</i>	<i>(53,5)</i>	<i>(26,8)</i>
<b>Movimentação de Caixa</b>	<b>569,7</b>	<b>125,6</b>	<b>(444,0)</b>
<i>Dividendos e JSCP</i>	<i>(10,7)</i>	<i>-</i>	<i>10,7</i>
<b>Saldo final de Caixa Controladora</b>	<b>1.670,8</b>	<b>1.077,5</b>	<b>(593,3)</b>
<b>Caixa Controladas</b>	<b>68,5</b>	<b>81,7</b>	<b>13,1</b>
<b>Saldo final de Caixa Consolidado<sup>1</sup></b>	<b>1.739,4</b>	<b>1.159,2</b>	<b>(580,2)</b>

<sup>1</sup> Não considera caixa restrito e/ou bloqueado.

## MERCADO DE CAPITAIS

Em 31 de março de 2019, as *units* da Companhia apresentaram desvalorização de 8,7%, quando comparadas a 31 de março de 2018, encerrando o trimestre cotadas a R\$ 11,08. Em relação aos indicadores de mercado, no mesmo período, o IEE valorizou 38,6% e o Ibovespa 11,8%, encerrando o 1T19 em 57.449 pontos e 95.415 pontos, respectivamente. Ao longo do 1T19, o volume médio diário negociado foi de 1.598 mil *units* frente a 1.037mil *units* no 1T18, representando um aumento de 54,1% em relação ao 1T18. O gráfico abaixo demonstra o desempenho das *units*:

AES Tietê Energia x Ibovespa x IEE x TSR<sup>1</sup>  
Base 100 – 31/03/2018



Fonte: Bloomberg.

<sup>1</sup> Total Shareholder Return – Retorno total ao acionista (considera a variação das cotações e os dividendos declarados no período).

## ESTRUTURA ACIONÁRIA

Em 31 de março de 2019, 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

## o NOVAS ENERGIAS

A expansão das fontes renováveis na matriz de geração elétrica brasileira e avanços regulatórios fomentam a demanda por novas soluções operacionais, tecnológicas e digitais ligadas a este novo cenário. Neste contexto, a AES Tietê Energia busca continuamente soluções inovadoras e sustentáveis, que contribuam para a resolução dos desafios de nossos clientes, gerem valor para toda a sociedade e universalizem a experiência com o uso da energia. Isso significa que pensamos em novos modelos de negócio e alternativas tecnológicas que colaborem para o aumento da eficiência e confiabilidade da energia dos nossos clientes e principalmente para a redução de impactos ambientais.

### o Geração Distribuída

Com a nova regulação de geração distribuída (mais detalhes no capítulo “Contexto Regulatório” deste relatório), a construção de projetos de até 5 MW em um mesmo local se tornou possível e veio aliada à novas alternativas de negócio como: (i) autoconsumo remoto: geração de energia remota para um único CNPJ; e (ii) geração compartilhada: união de diferentes CNPJs e CPFs, cujo consumo de cada cliente não justifica um empreendimento exclusivo, em contratos de consórcio ou cooperativa para se beneficiar da geração de energia remota.

Desde 2015, a Companhia vem desenvolvendo projetos de geração solar distribuída, em diferentes formatos. No 3T17, celebramos junto ao Colégio Mackenzie, contrato para desenvolvimento de um projeto de estacionamento solar (“*Carport*”), com a potência de 537,6 kWp e que iniciará sua operação no 2T19.

Dando continuidade à estratégia de expansão em novas tecnologias, em janeiro de 2018, a Companhia fechou contrato de geração solar distribuída com a Drogaria Araújo, maior rede de farmácias de Minas Gerais, na modalidade autoconsumo remoto, com 4,2 MW de potência instalada. Em 2019, houve a ampliação do escopo do projeto, que agora conta com 5,0 MW de capacidade instalada, suficiente para atender mais de 170 lojas do grupo por um período de 10 anos. Atualmente a planta solar está em construção na cidade de Janaúba, no norte de Minas Gerais e tem previsão de início de operação ainda no primeiro semestre de 2019. Além disso, ainda em 2018, a Companhia fechou mais um contrato, adicionando 5,3 MW ao portfólio.

Na modalidade de geração compartilhada, temos em construção duas plantas fotovoltaicas de 1 MW de capacidade instalada cada. A previsão de início de operação destas plantas é no 3T19.

A Companhia hoje possui pipeline de projetos de GD de 14,7 MW em estágio avançado de desenvolvimento, com mais três clientes de projeção nacional. Os contratos estão em avaliação e têm previsão de assinatura para o primeiro semestre de 2019. Após a assinatura do contrato, o tempo médio de implantação dos projetos é de 12 meses. Caso todos os contratos sejam assinados, os ativos serão desenvolvidos nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Minas Gerais e Rio Grande do Sul, com contratos médios de 10 anos. Com a adição desses projetos, a Companhia ultrapassará os 25 MW em capacidade instalada de geração distribuída, e se tornará um importante *player* nacional dentro da modalidade.

### o Armazenamento de Energia

O armazenamento de energia, outra importante linha de negócio oferecida pela Companhia, é uma das tecnologias mais inovadoras e versáteis disponíveis no mercado. O armazenamento de energia permite realizar diversas aplicações que tornam o sistema elétrico mais robusto e confiável, proporcionando um fornecimento de energia elétrica de qualidade. Fruto do seu pioneirismo que celebra 12 anos de mercado em 2019, a AES é líder global em sistemas de armazenamento de energia em baterias, com mais de 600MW de projetos com aplicações variadas, e possui diversas plataformas tecnológicas como: Advancion, Sistorage e Sunflex.

No início de 2018, foi criada a Fluence, produto da fusão da divisão de *energy storage* da AES com a Siemens, que passou a ser a grande líder nesse segmento 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 ao tema 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, passamos a oferecer soluções integradas de *energy storage* aos nossos clientes finais.

A usina hidráulica de Bariri foi a primeira usina nacional a ser integrada a um sistema de baterias para armazenar sua geração. O projeto tem capacidade de aproximadamente 200 kW e utiliza baterias de íons de lítio. O projeto entrou em operação em 2018, e já está sendo utilizado para demonstrar a clientes e órgãos reguladores como os equipamentos funcionam na prática. Com isso, o Brasil passou a fazer parte do mapa mundial do armazenamento de energia. Mais uma vez a AES Tietê Energia se mostra pioneira no desenvolvimento de novas tecnologias para fomentar a evolução do setor elétrico no país.

## CONTEXTO REGULATÓRIO

---

### o Limites máximo e mínimo do PLD

Em 18 de dezembro de 2018 foi publicada a Resolução Homologatória nº 2.498/2018, que estabeleceu os limites máximos e mínimos do PLD para o ano de 2019. O PLD mínimo e máximo foi definido em R\$ 42,35/MWh e R\$ 513,89/MWh, respectivamente (PLD mínimo de R\$ 40,16/MWh e máximo de R\$ 505,18/MWh para o ano de 2018).

### o Mudanças no cálculo do PLD

Em 2017, a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (“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 cada ano, deverão ser implementados a partir de janeiro do ano subsequente.

A comissão deliberou, em 6 de junho de 2018, pela postergação da implementação do PLD em etapa horária para janeiro de 2020. O ONS e a CCEE entenderam que, para a utilização do DESSEM na programação diária da operação e cálculo do PLD horário, há a necessidade de aprimoramentos no modelo, de forma a melhor representar alguns aspectos da realidade operativa do SIN.

Embora os referidos aprimoramentos integrem o escopo de implantação do DESSEM, os prazos para implementação, aprovação da metodologia e disseminação junto aos agentes superam a data limite estabelecida pela Resolução 07/2016, do CNPE.

A discussão sobre aprimoramento do cálculo dos preços tem como objetivo reduzir distorções no sinal de PLD decorrente do despacho térmico fora da ordem de mérito definido, na operação real do sistema. 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. Porém, 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.

### 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 hidrelétricos ao mercado.

As liminares obtidas por agentes do setor elétrico limitaram ou neutralizaram o impacto do deslocamento hidrelétrico para algumas usinas pertencentes ao MRE. Em julho de 2015, foi deferida liminar pleiteada pela Associação dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (“APINE”) para determinar à ANEEL abster-se de proceder ao ajuste do MRE em relação às associadas da APINE representadas na ação, caso haja geração total do MRE em montante inferior à garantia física desse mesmo conjunto. Em 07 de fevereiro de 2018, fomos intimados de decisão de primeira instância que julgou improcedente a ação 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, os quais foram acolhidos para preservar os efeitos da liminar durante o período em que a mesma esteve válida, ou seja, de 01/07/2015 a 07/02/2018, até o julgamento definitivo, em 2ª instância. A ANEEL apelou da decisão de 1ª instância, buscando, através de pedido liminar, cancelar a decisão que manteve os efeitos da liminar em favor da APINE (no período de julho de 2015 a fevereiro de 2018). Em 30 de abril de 2018, o Tribunal negou o pedido da ANEEL.

A APINE, por sua vez, também apelou da decisão de 1ª instância, pleiteando, dentre outros pedidos, que os efeitos da liminar não se restringissem a 07 de fevereiro de 2018, mas sim até o julgamento final em 2ª instância. Em 07 de maio de 2018, o Tribunal acatou o pedido da APINE e, conseqüentemente, determinou que a CCEE fique impossibilitada de aplicar, mensalmente, os efeitos do GSF no MRE, aos integrantes da ação judicial. A ANEEL recorreu da decisão do Tribunal que estendeu os efeitos da liminar e, em 23 de outubro de 2018, o Superior Tribunal de Justiça proferiu decisão que deferiu parcialmente o pleito da ANEEL. Com essa decisão, foi mantida a liminar para o período compreendido entre julho de 2015 a fevereiro de 2018 e revogada a parcela da decisão que estendeu os efeitos da estabilização da liminar para o período posterior à própria decisão (maio de 2018) e até trânsito em julgado da sentença.

Na prática, esta decisão permite que os valores de GSF em aberto correspondente ao período posterior a fevereiro de 2018 possam ser liquidados pela CCEE. Com relação ao mérito da discussão, atualmente, aguarda-se o julgamento das apelações interpostas pela ANEEL e APINE. Desde 1º de julho de 2015 até 31 de março de 2019 a Companhia acumula um saldo de R\$ 1.067,5<sup>19</sup> milhões referente à liminar.

#### o **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, 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.

O resultado desta CP foi incorporado ao Projeto de Lei 1917/2015, que trata da portabilidade da conta de luz. No entanto, tal projeto foi arquivado pela Câmara dos Deputados e a comissão especial criada para elaborar seu parecer foi extinta. Para o projeto voltar a tramitar, é necessário o seu desarquivamento por

<sup>19</sup> Saldo composto por valores efetivamente divulgados nas liquidações fornecidas pela CCEE e atualizado por IGP-M.

um deputado com mandato e uma nova comissão especial deverá ser designada pelo presidente da Casa. Ou então, o PL deverá tramitar por todas as comissões permanentes, uma de cada vez, antes de ir ao Plenário.

Quanto a proposta de ampliação do Mercado Livre, reduzindo gradualmente a carga mínima de acesso de consumidores, a mesma foi regulamentada pela Portaria MME nº 514/2018, de 27 de dezembro de 2018. A partir de 1º de julho de 2019, consumidores com carga igual ou superior a 2.500 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar por comprar energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do SIN. A partir de 1º de janeiro de 2020, os consumidores com carga igual ou superior a 2.000 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.

Uma das propostas de maior destaque da CP 33 foi a solução ao GSF. O Projeto de Lei nº 10.332, que versa sobre a repactuação do GSF, havia sido aprovado na Câmara dos Deputados considerando o ressarcimento dos riscos não hidrológicos aos geradores que participam do MRE por meio de extensão das concessões destes geradores para os efeitos (ii) e (iii) e por meio dos ESS para o efeito (i) conforme explicado abaixo:

São três os principais riscos que estão previstos para serem ressarcidos aos geradores: (i) despacho fora da ordem de mérito (GFOM), (ii) atraso/restrrição de transmissão do escoamento da energia dos projetos estruturantes (Santo Antonio, Jirau e Belo Monte) e, (iii) motorização acelerada da entrada em operação comercial das máquinas destes projetos estruturantes, que aumentou a garantia física dos mesmos sem a correspondente geração de energia. Os efeitos no GSF da GFOM serão ressarcidos de forma retroativa a 2013 e os demais riscos serão retroagidos ao início dos respectivos efeitos (2012 ou posterior).

Após aprovação na Câmara dos Deputados, o texto da Lei do referido PL foi encaminhado para aprovação do Senado Federal (PL 10332 convertido em PLC 77), porém em outubro de 2018 o texto não foi aprovado pelo Senado Federal e por consequência o PLC foi rejeitado. Assim, a questão do risco hidrológico passou a ser discutida no âmbito do PL 10.985, aprovado pelo Senado e submetido, em novembro de 2018, à apreciação da Câmara dos Deputados. A ANEEL não apresentou até o momento nenhuma proposta que contemple os valores do passado, mas se compromete a tratar do deslocamento hidrelétrico provocado pela geração térmica fora da ordem de mérito por razão elétrica, e do deslocamento resultante da importação de energia elétrica, além da busca da neutralidade dos efeitos da antecipação de garantia física das hidrelétricas estruturantes e a adequada alocação de vertimentos turbináveis em usinas hidrelétricas. Entretanto, estas questões ainda precisam ser regulamentadas pela ANEEL.

#### 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.

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 CPAMP decidiu pela implementação do preço horário a partir de janeiro/2019, por meio do uso do modelo DESSEM. Posteriormente, em 29 de março de 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 teve 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.

Em junho de 2018, a CPAMP oficializou a postergação da implementação do PLD em etapa horária para janeiro de 2020, a fim de promover o aprimoramento do modelo de cálculo.

#### o **Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012: Micro e Mini Geração Distribuída**

Desde 2012, quando entrou passou a valer a Resolução Normativa da ANEEL nº 482/2012, o consumidor brasileiro tem a possibilidade de gerar sua própria energia e fornecer o excedente para a rede de distribuição da sua localidade, que são a micro e mini geração distribuída.

Com objetivo de trazer mais transparência e segurança regulatória para este mercado, em 2015 a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 687/2015 na qual atualizou termos da Resolução nº 482/2012. Em 23 de janeiro de 2019, foi aberta audiência pública nº 01/2019, com objetivo de aprimorar regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, revisão com previsão de vigência em janeiro de 2020.

## DESEMPENHO DO SETOR HÍDRICO

Principais dados setoriais	1T18	1T19
ENA (% MLT)	86,6	73,1
Reservatório inicial (%)	23,2	31,9
Reservatório final (%)	44,3	43,7
Despacho térmico médio (GWm)	9,2	8,3
Carga média (GWm)	69,3	71,6
Rebaixamento   Energia Secundária no MRE (%)	12,5	48,8
PLD SE/CO (R\$/MWh)	196,27	285,04

Fonte: ONS / CCEE

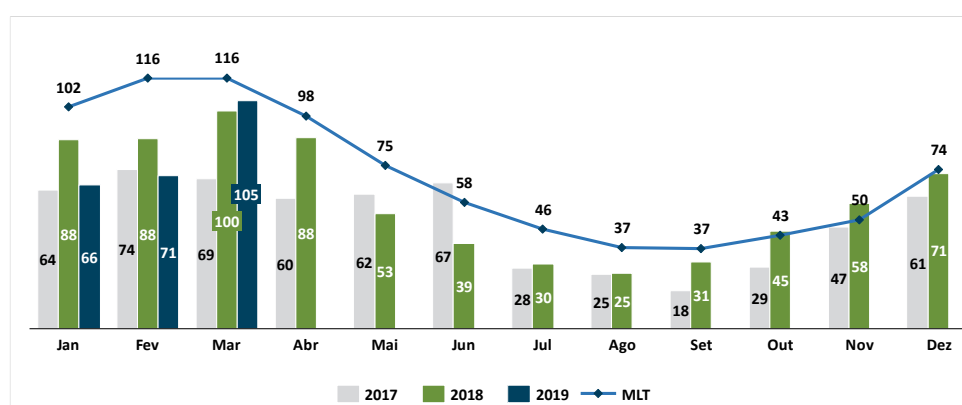
Apesar da menor afluência registrada no primeiro trimestre de 2019, o submercado do Norte apresentou elevado excedente energético, resultando em um descolamento entre o PLD dos submercados e também em menor despacho térmico, quando comparado ao mesmo período do ano anterior.

Os meses de janeiro e fevereiro de 2019 foram marcados por uma afluência na média 40% abaixo da MLT, prejudicando a recuperação dos reservatórios. Como consequência, o PLD do Sudeste alcançou, em fevereiro de 2019, valores superiores a R\$ 500/MWh, enquanto o submercado Norte, que apresentou excedentes energéticos, manteve-se próximo ao piso regulatório.

A elevada secundária verificada no início do ano de 2019 se deve principalmente à sazonalização da garantia física das usinas participantes do MRE, e não propriamente ao desempenho de geração das usinas do MRE.

### ENERGIA NATURAL AFLUENTE NO SIN

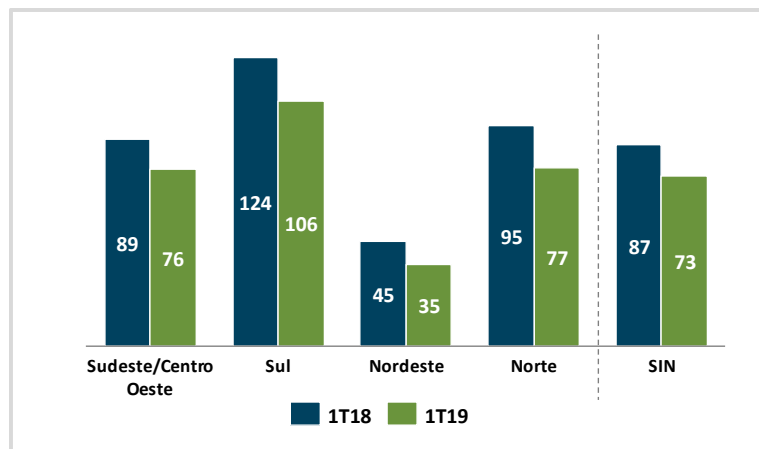
Energia Natural Afluente no SIN - % MLT  
2017 vs. 2018 vs. 2019 MLT<sup>20</sup>



Fonte: ONS

<sup>20</sup> Atualmente o setor utiliza os valores da MLT divulgados em dezembro de 2018, referentes à média de longo prazo desde 1931, e passíveis de alterações.

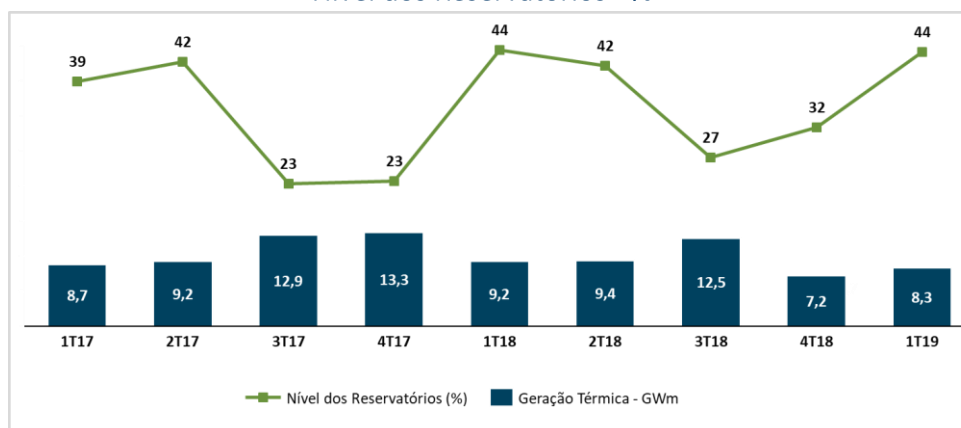
### Energia Natural Afluyente nos Submercados - % MLT



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 janeiro de 2015 até março de 2019. 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 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.

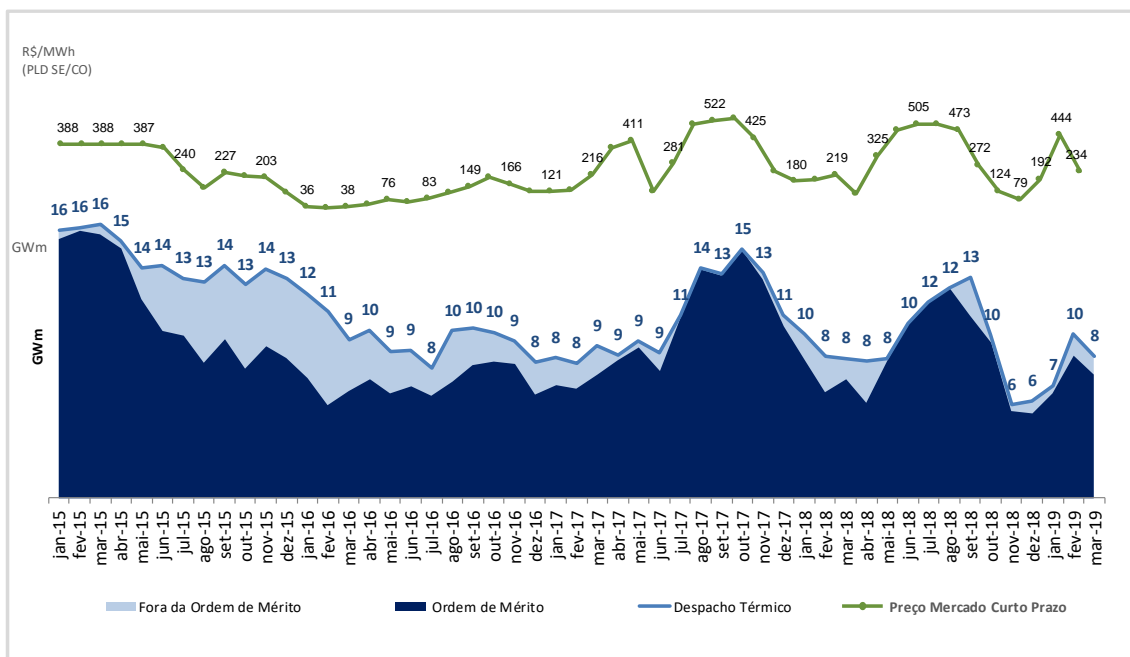
O motivo do elevado despacho fora da ordem de mérito neste período estava associado a uma prática mais conservadora por parte do ONS, objetivando assegurar a recuperação dos níveis dos reservatórios para o período seco, que é registrado durante os meses de maio até novembro.

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.

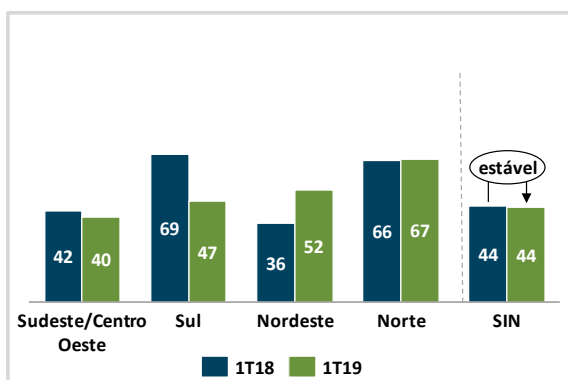
### Despacho térmico fora da ordem de mérito (GWm) x PLD SE/CO (R\$/MWh)



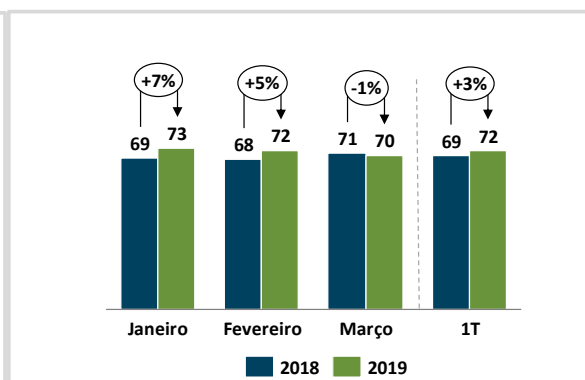
Fonte: ONS

### NÍVEL DOS RESERVATÓRIOS E CARGA DO SIN

#### Nível dos Reservatórios (%)



#### Carga do SIN (GWm)



- **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, 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 energia secundária não tem direito ao referido alívio.

## DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

### o 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.

A Companhia registrou um acidente com afastamento (*Lost Time Incident - LTI*) e dois acidentes sem afastamento (*recordable*) com colaboradores contratados no 1T19. Como parte do seu Programa de Segurança, a AES Tietê Energia mantém os processos de segurança certificados na OHSAS 18001:2007 e intensificou o Programa de Relatos de Eventos, incentivando a percepção dos riscos das atividades.

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

Metas	Indicadores	1T18	1T19
Registrar taxa zero de LTI <sup>1</sup> para acidentes com afastamento, em 2019	<i>LTI Rate</i> <sup>1</sup> - próprios	0	0
	<i>LTI Rate</i> <sup>1</sup> - contratados	0	0,42
Registrar taxa de acidentes <i>Recordable</i> abaixo de 0,64, em 2019	<i>Recordable Rate</i> <sup>1</sup> - próprios	0	0
	<i>Recordable Rate</i> <sup>1</sup> - contratados	0	1,28
Zero acidentes fatais com colaboradores, contratados e população, em 2019	Nº acidentes fatais	0	0

<sup>1</sup> As taxas de acidentes LTI e *Recordable* são calculadas a partir de critérios da *Occupational Safety and Health Administration* (OHSA), 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 as emissões de gases de efeito estufa, foram evitadas 42tCO<sub>2</sub> devido, principalmente à redução do consumo próprio de energia das usinas quando comprado com o mesmo período do ano anterior.

Metas	Indicadores	1T18	1T19
Reduzir em 500 MWh o consumo próprio de energia elétrica proveniente dos alimentadores do SIN, em 2019	MWh de consumo próprio de energia elétrica <sup>1</sup>	1.261	964

<sup>1</sup> 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. Até a divulgação deste release, o fator de emissão da matriz elétrica brasileira referente ao primeiro trimestre de 2019 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 2019 para o cálculo de emissão de gases de efeito estufa.

## o COLABORADORES

A AES Tietê Energia é reconhecida como uma das 150 Melhores Empresas para Você Trabalhar segundo o Guia Você S/A, uma publicação consolidada como referência em clima organizacional no Brasil. Nosso foco é garantir que os colaboradores sejam ouvidos, 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. No 1T19, a Companhia possuía 454 colaboradores vs. 456 no 1T18.

## o COMUNIDADE

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

No 1T19 foram realizadas articulações com 23 municípios para a implantação de projetos educacionais, culturais e de geração de renda nas comunidades em que a AES Tietê Energia atua, sendo 3 com recursos próprios e 11 recursos aportados no final de 2018, totalizando R\$ 1,8 milhão:

- **Geração+** - projeto de educação ambiental que mobiliza estudantes e professores de escolas públicas para a criação de uma rede orientada pelos valores e ideais da sustentabilidade. O projeto esteve em fase de negociação com 7 municípios e será implantado a partir de abril.
- **Projeto Pulsar** – a AES Tietê Energia, em parceria com a Impact Hub e a Escola Técnica Estadual de Igarapã, iniciou o projeto que visa estimular a cultura empreendedora de 40 alunos, de 14 a 18 anos.
- **Impulso Empreendedor Promissão** – o projeto de fortalecimento da gestão da maior cooperativa de agricultores familiares da região de Promissão/SP – COOPREN, que congrega 16 associações com cerca de 200 famílias, obteve um grande resultado: fechou um contrato de fornecimento de merenda escolar com a prefeitura de Birigui, no valor de R\$ 1,3 milhão.
- **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. A implantação iniciou em março e o projeto será executado até novembro, nos municípios de Ibitinga/SP e Iacanga/SP e conta com 41 professores inscritos.
- **Projeto Guri** – projeto de formação gratuita de estudantes em educação musical. O apoio da AES Tietê Energia visa à formação e manutenção da equipe de professores do Polo Bauru, que atende 290 gurus.
- **Cine na Praça** – exibição de filmes ao ar livre em praças públicas e realização de oficinas de revitalização das praças com envolvimento de jovens e crianças. Será implantado em Mococa no primeiro semestre.
- **Nau dos Mestres** – programa de ensino de ciências baseado em experimentos sobre química, física e biologia, que despertam a curiosidade, o instinto investigativo e estimulam a criança a aprender de forma lúdica e ativa. Será implantado em 12 escolas de Ouroeste/SP e Iturama/SP.
- **Cantos de Leitura** – implantação de um espaço, após pequena reforma e adaptações, para oferecer 1.200 livros, material técnico sobre reciclagem, sustentabilidade e meio ambiente para a comunidade escolar. Será implantado em Promissão/SP e em Boracéia/SP.
- **Semana Eucladiana** – programação cultural educacional de 7 dias para discussão e promoção da obra de Euclides da Cunha. Acontecerá no mês de agosto em São José do Rio Pardo/SP.
- **NAV – Núcleo de Artes Visuais** – implantação de dois *fablabs* e formação de educadores e jovens com metodologia para alta inovação e robótica, no município de Bauru.

- **Em Cena** – apresentação em praça pública com diversos tipos de espetáculos, para público livre, com participação de artistas locais. Será implantado em Campina Verde/MG e em Itapagipe/MG, no mês de maio.

Na frente de incentivo ao Esporte, a AES Tietê iniciou negociações com os quatro municípios impactados pelo Complexo Eólico Alto Sertão II (Caetité, Guanambi, Igaporã e Pindaí) para a implantação do Projeto Formação de Professores em Esporte, realizado pelo Instituto Esporte e Educação, cujo aporte da Companhia foi realizado em dezembro de 2018. A iniciativa visa a contribuir para a formação de 80 educadores envolvidos com a temática do Esporte Educacional, para a qualificação pedagógica e a ampliação do acesso de crianças e jovens à educação física, esportes e atividade física dentro e fora do contexto escolar.

Com envolvimento de cerca de 20 voluntários e investimento da Companhia, em parceria com a ONG Litro de Luz, foi realizada a instalação de uma solução sustentável para iluminação das comunidades de Tabocas, em Caetité, e Gurunga, em Igaporã (BA). Foram instalados 7 postes e 55 lampiões construídos a partir de garrafas PET, cano de PVC, painéis solares e lâmpadas LED. O objetivo foi o de melhorar a qualidade de vida de cerca de 80 famílias dessas comunidades.

# ANEXOS

## DADOS CONSOLIDADOS

Balço Patrimonial (R\$ milhões)	31/03/2019	31/12/2018
<b>Ativo Total</b>	<b>7.809,5</b>	<b>7.602,6</b>
<b>Ativo Circulante</b>	<b>1.696,7</b>	<b>1.596,0</b>
Caixa e equivalentes de caixa	10,5	152,8
Investimentos de curto prazo	1.148,7	881,1
Contas a receber de clientes	408,2	438,8
Tributos e contribuições sociais compensáveis	37,0	21,9
Outros créditos	32,0	24,9
Cauções e depósitos vinculados	60,3	73,8
Instrumentos financeiros derivativos	-	2,7
<b>Ativo Não Circulante</b>	<b>6.112,7</b>	<b>6.006,6</b>
Contas a receber de clientes	13,1	13,1
Conta de ressarcimento	1,2	2,5
Tributos e contribuições sociais compensáveis	0,2	0,2
Tributos e contribuições sociais diferidos	2,7	1,3
Créditos fiscais de ágio incorporados	119,6	123,6
Cauções e depósitos vinculados	166,1	159,8
Outros créditos	1,8	1,9
Imobilizado, líquido	5.594,0	5.487,3
Intangível	214,1	217,0

Balço Patrimonial (R\$ milhões)	31/03/2019	31/12/2018
<b>Passivo Total e Patrimônio Líquido</b>	<b>7.809,5</b>	<b>7.602,6</b>
<b>Passivo Circulante</b>	<b>2.024,9</b>	<b>1.441,1</b>
Fornecedores	1.210,5	1.111,8
Empréstimos, financiamentos e debêntures	650,0	120,9
Passivo de arrendamento	3,9	0,0
Conta de ressarcimento	11,2	12,4
Imposto de renda e contribuição social a pagar	38,6	43,5
Outros tributos a pagar	14,1	8,9
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	41,6	41,6
Obrigações sociais e trabalhistas	19,7	24,6
Provisões para processos judiciais e outros	5,2	36,4
Instrumentos financeiros derivativos	8,1	2,9
Encargos setoriais	15,1	12,0
Outras Obrigações	6,9	26,1
<b>Passivo Não Circulante</b>	<b>4.206,2</b>	<b>4.638,1</b>
Empréstimos, financiamentos e debêntures	3.510,1	4.007,0
Passivo de arrendamento	36,2	0,0
Conta de ressarcimento	54,6	34,7
Tributos e contribuições sociais diferidos	357,8	367,7
Obrigações com entidade de previdência privada	33,5	32,1
Obrigações sociais e trabalhistas	0,9	0,9
Provisões para processos judiciais e outros	92,4	92,5
Encargos setoriais	15,7	15,8
Outras obrigações	105,0	87,4
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>1.578,5</b>	<b>1.523,5</b>
Capital social subscrito e Integralizado	416,6	416,6
Reserva de capital	199,2	199,1
Reserva de lucros	178,8	178,8
Reserva legal	83,3	83,3
Reserva de investimento	16,9	16,9
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	78,6	78,6
Ajustes de avaliação patrimonial	729,1	743,6
Outros resultados abrangentes	(21,8)	(14,7)
Lucros acumulados	76,6	0,0

Demonstração dos Resultados (R\$ milhões)	1T19	1T18	Var (%)
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>501,0</b>	<b>430,1</b>	<b>16,5%</b>
<b>Custos e Despesas Operacionais</b>	<b>(310,7)</b>	<b>(235,9)</b>	<b>31,7%</b>
Compra de Energia Elétrica	(98,8)	(39,6)	149,2%
Encargos de Uso de Transmissão e Conexão	(38,1)	(35,3)	8,0%
Taxa de Fiscalização	(2,5)	(1,9)	30,1%
CFURH	(14,2)	(11,0)	28,9%
Multa sobre Ressarcimento	(1,2)	-	-
Pessoal	(35,2)	(31,2)	12,5%
Entidade de Previdência Privada	(1,9)	(1,1)	78,0%
Material	(4,0)	(8,0)	-49,7%
Serviços de Terceiros	(34,4)	(35,1)	-1,9%
Depreciação e Amortização	(74,0)	(64,7)	14,5%
Provisões para Processos Judiciais e Outros, Líquida	(0,1)	(0,8)	-89,7%
Outras despesas (Receitas) Operacionais	(6,2)	(7,1)	-12,1%
<b>Lucro Bruto</b>	<b>190,3</b>	<b>194,2</b>	<b>-2,0%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>264,3</b>	<b>258,9</b>	<b>2,1%</b>
Amortização de intangível e mais valia gerado em aquisições	(1,0)	(1,3)	-23,0%
<b>Receita (Despesa) Financeira</b>	<b>(90,3)</b>	<b>(95,7)</b>	<b>-5,6%</b>
Receitas Financeiras	18,4	25,8	-28,8%
Despesas Financeiras	(111,0)	(117,8)	-5,7%
Variações Cambiais	2,3	(3,7)	-162,3%
<b>Resultado Antes dos Tributos</b>	<b>99,0</b>	<b>97,3</b>	<b>1,7%</b>
Imposto de Renda e Contribuição Social	(40,6)	(47,9)	-15,3%
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	3,6	5,4	-32,4%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>62,0</b>	<b>54,8</b>	<b>13,3%</b>

## GLOSSÁRIO

---

**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.

**APINE (Associação dos Produtores Independentes de Energia Elétrica)**

**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.

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

**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.

**CPAMP (Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico)** – instituída pelo MME com a finalidade de garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, pela EPE, pelo ONS e pela CCEE.

**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.

**IEE (Índice de Energia Elétrica)** – Índice setorial da B3 que tem como objetivo medir o desempenho do setor de energia elétrica.

**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.

**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.

**ISE (Índice de Sustentabilidade Empresarial)** – Ferramenta para análise comparativa do desempenho das empresas listadas na B3 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

**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>.

**PPA (Power Purchase Agreement)** - contrato de compra e venda de energia.

**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** - Dadas 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.

**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 capacidade instalada superior a 30 MW e/ou com área total de reservatório superior a 3,0 km<sup>2</sup>.

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