

GESTÃO ESTRATÉGICA E OPERAÇÃO OTIMIZADA GARANTEM RESULTADOS

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

Neste trimestre tivemos avanços importantes nos três pilares de nossa estratégia: **Crescimento e Diversificação, Gestão do Portfólio e Excelência Operacional.**

Relacionado ao **Crescimento e Diversificação** de nossa capacidade de geração, neste trimestre foi concluída a construção do maior de nossos complexos solares – Guaimbê, com 150 MW de capacidade instalada. Adicionalmente, até o final do ano o complexo solar Boa Hora também contribuirá para nossos resultados.

Alinhado à **Gestão do Portfólio**, continuamos atuando de forma ativa neste segundo trimestre visando a redução da volatilidade de nossos resultados. Nossa estratégia de sazonalização da garantia física para 2018 tem se mostrado acertada, dado alto patamar do PLD e o baixo nível de chuvas verificado.

Aumentamos significativamente o nível de contratação de médio prazo do nosso portfólio, acrescentando 426 MWm de energia contratada entre 2020 e 2022, quando comparado ao 1T18. Atualmente, nosso nível de contratação é de 80%, 80%, 78%, 49% e 38% para os anos de 2018 a 2022.

Demonstramos nossa **Excelência Operacional** em Alto Sertão II. A disponibilidade do complexo passou de 90,0% na aquisição do ativo para 97,4% no 2T18, contribuindo com R\$ 68 milhões para o Ebitda do período.

Este foi um trimestre de significativos avanços na construção da nova Tietê, cobrindo importantes frentes da nossa estratégia de longo prazo. Alinhada à nossa política de alocação de capital, anunciamos a distribuição de R\$ 104 milhões de dividendos no trimestre com *payout* de 112%.

RESULTADOS

2T18

Teleconferência de Resultados

08.08.2018
10h00 (BRT) / 09h00 (EST)

Código: AES Tietê

Conexão:

Brasil: +55 11 3193 1001

+55 11 2820 4001

EUA: +1 800 492 3904

+1 646 828 8246

Slides da apresentação e áudio estarão disponíveis em:

ri.aestiete.com.br

CONTATO:

Tel. +55 11 4197-4925

E-mail ri.aestiete@aes.com

ÍNDICE

DESTAQUES 2T18	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	21
CONTEXTO SETORIAL HÍDRICO	22
DESEMPENHO SETOR HÍDRICO	25
ANEXOS / GLOSSÁRIO	30

AES Tietê Energia S.A. - R\$ milhões	2T17	2T18	Var	1S17	1S18	Var
Receita Bruta	453,0	512,7	13,2%	908,8	995,3	9,5%
Receita Líquida	399,4	461,9	15,7%	802,6	892,0	11,1%
Custos e Despesas Operacionais ¹	186,5	191,6	2,8%	330,6	362,8	9,7%
EBITDA	212,9	270,3	26,9%	471,9	529,2	12,1%
Margem EBITDA - %	53,3%	58,5%	5,2 p.p.	58,8%	59,3%	0,5 p.p.
Lucro Líquido	91,0	93,0	2,2%	217,0	147,7	-31,9%
Margem Líquida - %	22,8%	20,1%	-2,7 p.p.	27,0%	16,6%	-10,4 p.p.
Patrimônio Líquido	1.628,4	1.587,0	-2,5%	1.628,4	1.587,0	-2,5%
Dívida Líquida	829,0	2.059,1	148,4%	829,0	2.059,1	148,4%
Geração de caixa operacional	223,8	285,8	27,7%	460,8	625,1	35,7%

¹Não inclui depreciação e amortização

Índices	2T17	2T18
Lucro Líquido ¹ / PL	0,2x	0,1x
Dívida Líquida / PL	0,5x	1,3x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado ²	1,0x	2,2x
EBITDA ajustado ² / Despesa Financeira	4,4x	3,1x

¹ Últimos 12 meses

² Relacionada ao serviço da dívida

Dados Operacionais	2T17	2T18
Energia Gerada - GWh	3.055,4	2.654,3
Preço Médio Portfólio (R\$/MWh)	161,4	174,1
Investimentos - R\$ milhões	30,3	138,4
Colaboradores próprios	403	449

TIET11: R\$ 10,19 (06/08/2018)

VALOR DE MERCADO: R\$ 4,0 bilhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 1,1 bilhão

São Paulo, 06 de agosto de 2018 – AES Tietê Energia S.A. (“Companhia” ou “AES Tietê Energia”) (B3: TIET3, TIET4 e TIET11) anunciou hoje os resultados referentes ao 2º trimestre de 2018 (“2T18”). 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 2T18

Hidrologia e Vento

- Afluência do SIN de 77,9% da MLT¹ no 2T18 vs. 90,8% no 2T17
- Nível dos reservatórios do SIN encerrou o 2T18 em 41,8%, inferior em 0,6 p.p. vs. o 2T17 (42,4%)
- Rebaixamento médio² de 15,9% no MRE no 2T18 vs. 16,4% no 2T17
- Vento com velocidade média de 9,15 m/s no 2T18 vs. 9,22 m/s no 2T17

Operacional

- Volume de energia gerada bruta pelas usinas hidráulicas de 2.204,1 GWh no 2T18 vs. 2.673,9 GWh no 2T17
- Volume de energia gerada de 450,2 GWh pelos parques eólicos no 2T18 vs. 381,5 GWh no 2T17
- Construção dos parques solares:
 - Guaimbê: obra concluída. Aquisição em ago/18
 - Boa Hora: construção iniciada em abr/18. Entrada em operação esperada: nov/18
 - AGV: início de mobilização previsto para set/18. Entrada em operação antecipada esperada para meados/19

Comercial

- Novas negociações garantem incremento de 426 MWm para suprimento entre 2020 e 2022, crescimento médio de 10 p.p. no nível de contratação para o período
- Nível de contratação de 2018 a 2022 atingiu 80%, 80%, 78%, 49% e 38%, respectivamente
- PLD médio do submercado SE/CO no 2T18 foi de R\$ 302,93/MWh, praticamente em linha com PLD de R\$ 303,75/MWh registrado no 2T17

Financeiro

- Ebitda de R\$ 270,3 milhões no 2T18, 26,9% superior ao resultado do 2T17 (R\$ 212,9 milhões)
- Lucro líquido de R\$ 93,0 milhões no 2T18 vs. R\$ 91,0 milhões no 2T17
- Distribuição de R\$ 103,7 milhões de dividendos no 2T18 com *payout* de 112%
- Índice de alavancagem³ encerrou o trimestre em 2,2x

¹ Média de longo termo.

² Considera dados preliminares da CCEE para junho-2018.

³ 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* da Companhia são negociadas no Nível 2 de Governança Corporativa da B3 sob o código TIET11 (“Unit”). 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. A meta da Companhia é crescer sua capacidade de geração, diversificando seu portfólio, compondo, até 2020, 50% do Ebitda com fontes de energia não hidráulicas e contratos regulados de longo prazo.

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 ativos, quanto dos acionistas da companhia, que requerem crescimento e retornos financeiros adequados.

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

- **Foco no crescimento:** por meio da aquisição de ativos em operação ou em fase final de 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; e (iv) retornos financeiros adequados ao risco do ativo.

- **Estratégia comercial:** foco 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 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.

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, a soluções por meio de baterias permite 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”). 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 MW⁴.

FORNE 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 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. O Complexo 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.

FORNE 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.

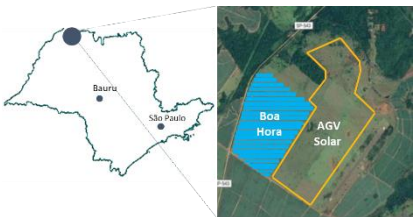
⁴ Considera 10 MW provenientes de dois contratos de longo prazo de compra de energia de biomassa de cana-de-açúcar.

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, 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 de 29,5 MWm. Sua construção foi concluída neste trimestre e a aquisição do Complexo está prevista para agosto de 2018. 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 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. O contrato de compra e venda de energia (“PPA”) tem início a partir de janeiro de 2021. Devido à sinergia com a obra do Complexo Solar Boa Hora, a

construção do Complexo Solar AGV está prevista para ser concluída em meados de 2019. Assim, a Companhia pretende se beneficiar da antecipação da entrada em operação comercial do parque. A planta solar possui licença de operação de 35 anos.

DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL

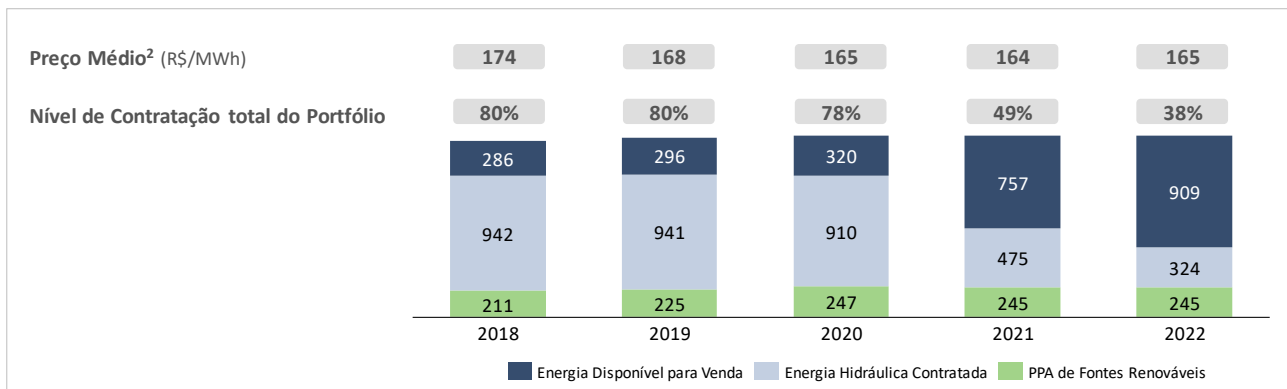
o GESTÃO DO NÍVEL DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA

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 Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (“MCSD”) para o período de janeiro a dezembro de 2018. Esse volume de energia foi revendido no mercado livre a um preço 60% superior 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 segundo trimestre de 2018, a Companhia buscou alavancar as vendas de médio prazo, com o objetivo de elevar o seu nível de contratação principalmente a partir de 2020. Foram adicionados, ao longo do 2T18, 466 MWm, com suprimento entre 2019 a 2022, permitindo alavancar as vendas no longo prazo ou ajustar exposições do portfólio. Toda contratação garantiu preços superiores ao preço médio do portfólio hídrico.

Evolução do portfólio⁵ - MWm



○ FONTE HÍDRICA

○ Sazonalização da garantia física hidráulica

A estratégia de sazonalização da garantia física adotada pela Companhia em 2018 busca a otimizar a margem comercial e diminuir a volatilidade ao longo do ano frente ao risco hidrológico. No primeiro trimestre de 2018 foram deslocados ~109 MWm 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 2.204,1 GWh no 2T18, volume 17,6% inferior ao montante averiguado no mesmo período de 2017 (2.673,9 GWh). Esse resultado é reflexo da hidrologia observada:

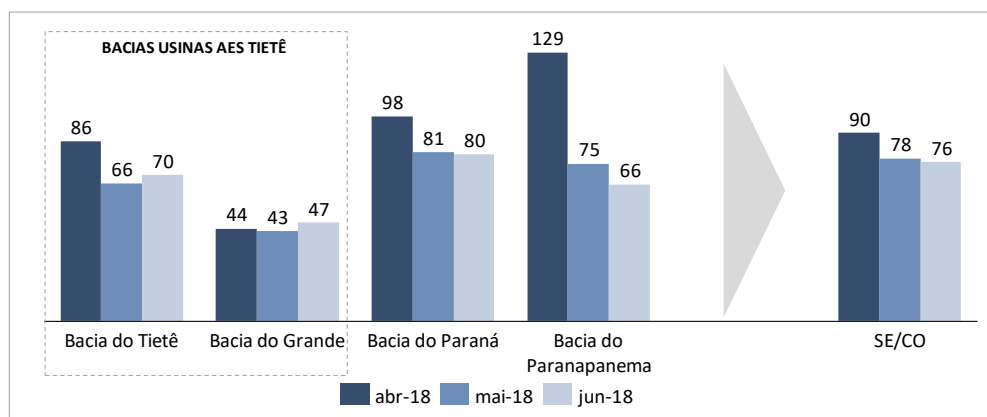
- (i) menor afluência nas duas principais Bacias (Tietê e Rio Grande) nas quais as usinas da AES Tietê Energia estão localizadas. O principal impacto no 2T18 foi na bacia do Tietê, que corresponde a 35,1% da geração hídrica do período, onde a afluência média verificada foi de 74% da MLT, uma queda de 78 p.p. quando comparado ao 2T17 (152% da MLT), afetando desta forma a geração dessas usinas que apresentaram queda de 36,8% no período;
- (i) menor média do nível dos reservatórios da Companhia entre os períodos (57,3% no 2T18 vs. 80,6% no 2T17); e
- (ii) queda no nível dos reservatórios do SE/CO (39,8% no 2T18 vs. 42,1% no 2T17).

No 1S18, o volume total de energia gerada pelas usinas hidráulicas foi de 4.588,1 GWh, uma queda de 20,8% quando comparado com o 1S17 (5.796,2 GWh). Esse resultado se deve a menor geração da principal fonte de geração hídrica da Companhia, a usina de Água Vermelha, registrada no 1T18, e aos pontos mencionados acima.

⁵ Considera energia convencional e incentivada das usinas hídricas, excluindo perdas e consumo interno (garantia física líquida). Valores reais com base em junho de 2018 - considera MCSD para 2018.

Geração - Usinas Hidráulicas (GWh)	2T17	2T18	Var	1S17	1S18	Var
Energia Gerada Bruta	2.673,9	2.204,1	-17,6%	5.796,2	4.588,1	-20,8%
Água Vermelha	1.239,9	1.276,9	3,0%	2.731,3	2.355,0	-13,8%
Bariri	181,4	105,4	-41,9%	392,0	268,2	-31,6%
Barra Bonita	162,9	97,6	-40,1%	323,1	237,2	-26,6%
Caconde	77,1	57,1	-25,9%	144,1	114,2	-20,7%
Euclides da Cunha	96,0	71,4	-25,6%	207,0	168,1	-18,8%
Ibitinga	184,9	114,5	-38,1%	402,6	309,3	-23,2%
Limoeiro	27,9	21,0	-24,8%	58,2	49,7	-14,5%
Nova Avanhandava	387,2	256,6	-33,7%	865,4	618,4	-28,5%
Promissão	306,9	198,9	-35,2%	653,4	451,7	-30,9%
Mogi / S. Joaquim / S. José	9,7	4,7	-51,9%	19,1	16,1	-15,8%

Energia Natural Afluente - %



Fonte: ONS

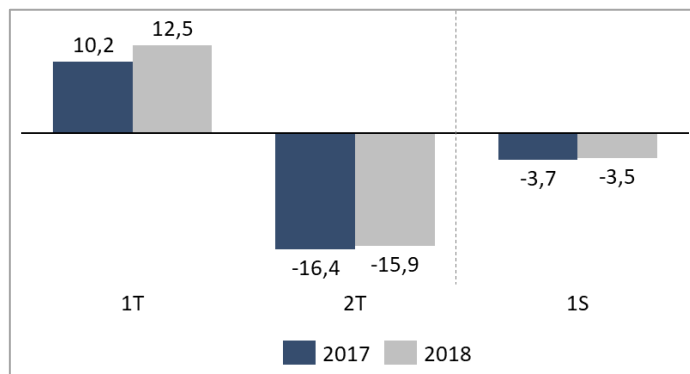
o Fator de Ajuste da Garantia Física ("GSF") - Energia Secundária

No 2T18 registrou-se um rebaixamento⁶ no MRE de 15,9%, 0,5 p.p inferior ao registrado no 2T17, que totalizou 16,4%. O resultado desse trimestre pode ser explicado principalmente pela piora da hidrologia no SIN (77,9% da MLT no 2T18 vs. 90,8% da MLT no 2T17). No acumulado do ano, o rebaixamento registrado é de 3,5%, praticamente em linha com o resultado do 1S17 (3,7%).

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

⁶ Considera dados preliminares da CCEE para junho-2018.

Energia Secundária/GSF no MRE (%)



Fonte: CCEE

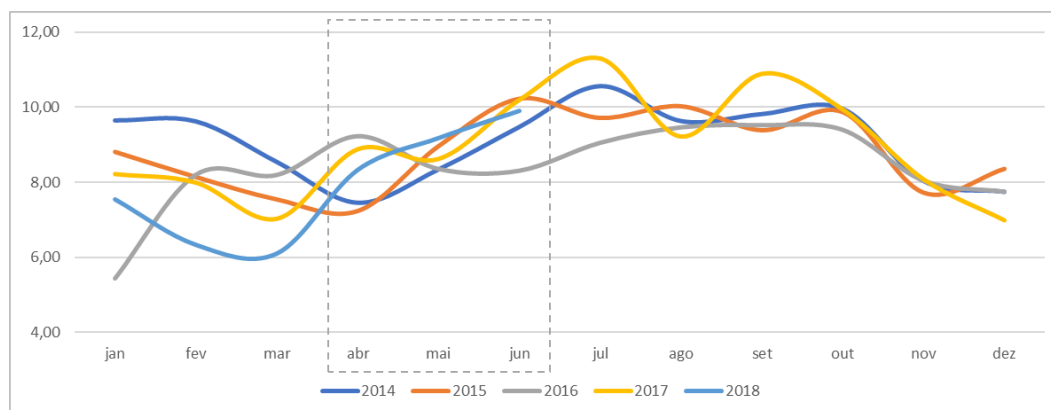
○ FONTE EÓLICA

○ 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 forte principalmente em meados do segundo e terceiro trimestres. Esse efeito é refletido diretamente na receita dos parques.

A maior velocidade média dos ventos no 2T18 contribuiu positivamente para o incremento na geração dos parques eólicos da Companhia, conforme detalhado abaixo.

Histórico de Velocidade Média do Vento (m/s)



Fonte: Companhia

Geração - Parques Eólicos (GWh)	2T17	2T18	Var	1S17	1S18	Var
Energia Gerada Bruta	381,5	450,2	18,0%	652,1	718,1	10,1%
LER 2010	183,1	197,6	7,9%	316,6	305,8	-3,4%
LEN 2011	198,4	252,6	27,3%	335,5	412,2	22,9%

A geração bruta do complexo eólico Alto Sertão II foi 18,0% maior no 2T18 quando comparada ao mesmo período do ano anterior (450,2 GWh no 2T18 vs. 381,5 GWh no 2T17). No 1S18, a geração também

apresentou melhoria e fechou o período com um incremento de 10,1% em comparação com o 1S17 (718,1 GWh no 1S18 vs. 652,1 GWh no 1S17).

Mesmo apresentando ventos praticamente estáveis entre os períodos, os parques apresentaram crescimento em sua geração principalmente devido às melhoras operacionais realizadas no ativo após a aquisição. A disponibilidade do complexo passou de 90,0% em agosto de 2017 para 97,4% em junho de 2018 e todas as máquinas estão em operação integral.

Importante ressaltar que a equipe de O&M segue aprimorando continuamente a performance do Complexo, por meio de sua excelência na gestão do ativo e implementação de novas técnicas.

DESEMPENHO FINANCEIRO

ENERGIA FATURADA

O total da energia faturada no 2T18 foi de 2.960,0 GWh, redução de 2,9% quando comparada com o 2T17. Já no acumulado ano, o total de energia faturada foi de 5.861,5 GWh, queda de 8,5% em comparação com o mesmo período de 2017.

O resultado de ambos os períodos reflete principalmente a estratégia de sazonalização da Companhia para o ano, onde houve deslocamento de parte da garantia física de seu portfólio hídrico para período posterior à estação chuvosa, de maneira a otimizar a margem comercial e evitar exposição ao *spot* no meio do ano onde os preços são normalmente mais elevados do que no começo do ano (período seco x período chuvoso).

Energia Faturada (GWh)	2T17	2T18	Var	1S17	1S18	Var
Energia Faturada	3.048,8	2.960,0	-2,9%	6.406,2	5.861,5	-8,5%
Energia Contratada	2.631,9	2.790,1	6,0%	5.269,6	5.257,8	-0,2%
Mercado Livre	2.540,1	2.448,0	-3,6%	5.015,5	4.675,3	-6,8%
Mercado Regulado	91,7	342,1	273,0%	254,1	582,5	129,2%
CCEE	417,0	169,9	-59,3%	1.136,5	603,7	-46,9%
Spot	-25,2	141,7	-661,5%	276,6	437,0	58,0%
MRE	442,2	28,2	-93,6%	859,9	166,6	-80,6%

RECEITA E MARGEM LÍQUIDA

A receita operacional líquida totalizou R\$ 461,9 milhões no 2T18, montante 15,7% superior ao registrado no 2T17 (R\$ 399,4 milhões). Já no 1S18 a receita operacional líquida atingiu R\$ 892,0 milhões, valor 11,1% maior do que o reportado no 1S17 (R\$ 802,6 milhões).

A margem operacional líquida da AES Tietê Energia totalizou R\$ 351,1 milhões no 2T18, incremento de 21,9% quando comparada com a do 2T17 (R\$ 287,9 milhões). Esse resultado pode ser explicado principalmente pela contribuição de R\$ 55,0 milhões de Alto Sertão II e redução de R\$ 6,6 milhões com compra de energia para revenda devido à estratégia de sazonalização adotada.

Se a Companhia tivesse optado por seguir a curva de sazonalização utilizada pelo MRE, a margem comercial hídrica do trimestre seria menor em R\$ 19,0 milhões.

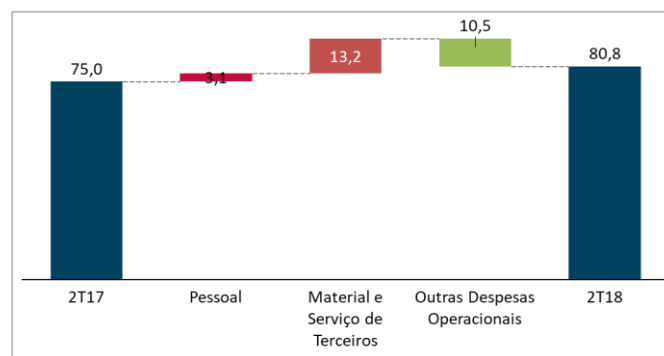
No 1S18, a margem operacional líquida da Companhia foi de R\$ 693,3 milhões, 15,0% superior à registrada no 1S17 (R\$ 602,8 milhões). Esse resultado pode ser explicado principalmente pela contribuição de R\$ 82,2 milhões da operação de Alto Sertão II e redução de R\$ 10,0 milhões com compra de energia para revenda devido à estratégia de sazonalização adotada.

○ PMSO

A despesa com PMSO totalizou R\$ 80,8 milhões no 2T18, crescimento de 7,8% quando comparada com o 2T17 (R\$ 75,0 milhões) e queda de 3,0% em comparação com as despesas do 1T18 (R\$ 83,3 milhões). As principais razões dessa variação são:

- (i) Pessoal: aumento de R\$ 3,1 milhões quando comparado ao 2T17 devido principalmente a reestruturação do quadro da Companhia como parte de sua estratégia de crescimento, além do ajuste de inflação em salários;
- (ii) Materiais e Serviços de Terceiros: aumento de R\$ 13,2 milhões, principalmente devido à:
 - a. R\$ 11,6 milhões de despesa com Alto Sertão II, operação que foi adicionada ao portfólio em agosto/17. Tais despesas são referentes ao contrato de O&M de escopo preventivo e realização de manutenção corretiva nos parques eólicos no 2T18; e
 - b. R\$ 1,5 milhão de despesas relacionadas à incorporação de novos projetos.
- (iii) Outras Despesas: diminuição de R\$ 10,5 milhões, principalmente em função à:
 - a. R\$ 7,7 milhões devido à rescisão de contrato bilateral com pagamento de ônus no valor mencionado no 2T17, que não se repetiu esse trimestre; e
 - b. R\$ 4,5 milhões de baixa de ativo imobilizado no 2T17; efeitos compensados parcialmente por outros gastos não recorrentes do período.

Variação do PMSO trimestral (R\$ milhões)

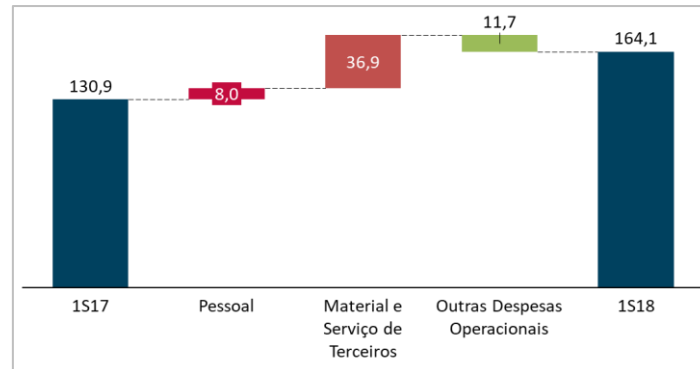


A despesa com PMSO totalizou R\$ 164,1 milhões no 1S18, crescimento de 25,4% quando comparada com o 1S17 (R\$ 130,9 milhões). Esse resultado se deve, principalmente por:

- (i) R\$ 23,1 milhões de despesa de O&M de Alto Sertão II, que não fazia parte do portfólio da Companhia no 1S17;
- (ii) R\$ 8,4 milhões de despesa relativa à manutenção bianual das eclusas de usinas hidrelétricas;

- (iii) R\$ 8,0 milhões de maior custo de pessoal devido a reestruturação do e ajuste de inflação em salários; e
- (iv) R\$ 11,7 milhões de redução em outras despesas devido a itens pontuais de gastos no 1S17 (rescisão de contrato e PCLD).

Varição do PMSO semestral (R\$ milhões)



o Ebitda

A AES Tietê Energia registrou um Ebitda de R\$ 270,3 milhões no 2T18, valor 26,9% maior que o resultado do 2T17 (R\$ 212,9 milhões). Os principais componentes do resultado do trimestre foram:

- (i) aumento de R\$ 67,9 milhões devido à contribuição do novo ativo eólico ASII; efeito compensado parcialmente pela
- (ii) redução de R\$ 17,9 milhões na margem hídrica, devido principalmente ao aumento na linha de compra de energia para revenda, que tem sua composição conforme abaixo:
 - a. redução de R\$ 22,6 milhões ou 24,4% para suprimento de contratos hídricos devido ao menor nível de contratação do portfólio na comparação entre os trimestres aliado a melhor negociação de preços para compra de energia neste mercado (R\$ 119,60/MWh no 2T18 vs. R\$ 204,65/MWh no 2T17); efeito parcialmente compensado pelo
 - b. aumento de R\$ 29,2 milhões na compra de energia para fazer frente à estratégia de balanceamento de risco do portfólio adotada pela Companhia; e
 - c. incremento de R\$ 11,9 milhões referente ao efeito positivo (crédito) no 2T17 dada exposição financeira em função da diferença de preços entre submercados no *spot* quando comparado ao mesmo período deste ano.

No 1S18, o Ebitda consolidado registrado foi de R\$ 529,2 milhões, valor 12,1% superior ao resultado do 1S17 (R\$ 471,9 milhões). Esse resultado se deve, principalmente por:

- (i) aumento de R\$ 100,6 milhões devido à contribuição do novo ativo eólico ASII; efeito compensado parcialmente pela
- (iii) queda de R\$ 40,3 milhões na margem hídrica, devido principalmente ao aumento na linha de compra de energia para revenda, que tem sua composição conforme abaixo:

- a. redução de R\$ 30,0 milhões ou 21,4% para suprimento de contratos hídricos devido ao menor nível de contratação do portfólio na comparação entre os períodos aliado a melhor negociação de preços para compra de energia neste mercado (R\$ 133,42/MWh no 1S18 vs. R\$ 187,37/MWh no 1S17); efeito parcialmente compensado pelo
- b. aumento de R\$ 58,2 milhões na compra de energia para fazer frente à estratégia de balanceamento de risco do portfólio adotada pela Companhia; e
- c. incremento de R\$ 9,1 milhões no mercado *spot* principalmente em função do efeito positivo (crédito) ocorrido no 2T17 dada exposição financeira de diferença de preços entre submercados quando comparado ao mesmo período deste ano.

○ RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido registrado pela Companhia no 2T18 foi uma despesa de R\$ 69,2 milhões comparado com uma despesa de R\$ 31,1 milhões registrada no 2T17. No 1S18, o resultado foi uma despesa de R\$ 164,9 milhões comparado com uma despesa de R\$ 62,8 milhões no 1S17. Tal resultado é consequência:

- (i) do maior nível de endividamento da Companhia, parte central de sua estratégia de otimização da estrutura de capital e de crescimento; e
- (ii) da atualização monetária do valor provisionado relacionado ao rebaixamento (GSF) pelo aumento do saldo e maior IGP-M em 2018.

Resultado Financeiro (R\$ milhões)	2T17	2T18	Var	1S17	1S18	Var
Receitas Financeiras	19,5	31,5	61,5%	39,0	57,3	46,9%
Despesas Financeiras / Variações Cambiais	-50,6	-100,7	98,9%	-101,8	-222,2	118,1%
Despesas Financeiras	-48,8	-117,3	140,6%	-101,2	-235,1	132,3%
Variações Cambiais	-1,8	16,7	-	-0,7	12,9	-
Resultado Financeiro	-31,1	-69,2	122,4%	-62,8	-164,9	162,4%

○ Receitas Financeiras

As receitas financeiras somaram R\$ 31,5 milhões no 2T18, aumento de 61,5% em relação ao 2T17 (R\$ 19,5 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelo aumento do saldo médio das aplicações financeiras, mesmo com a redução do CDI médio do período (6,39% no 2T18 ante 10,92% no 2T17), resultando em uma rentabilidade maior em R\$ 10,2 milhões.

No 1S18, as receitas financeiras totalizaram R\$ 57,3 milhões, aumento de 46,9% quando comparado ao 1S17 (R\$ 39,0 milhões). Essa variação é explicada também principalmente pelo maior saldo das aplicações financeiras que apresentaram rentabilidade maior em R\$ 14,8 milhões entre os períodos.

○ Despesas Financeiras e Variações Cambiais

As despesas financeiras e variações cambiais somaram R\$ 100,7 milhões no 2T18, montante 98,9% superior aos R\$ 50,6 milhões registrados no mesmo período de 2017. Tal variação é explicada, sobretudo por:

- (i) atualização monetária do valor provisionado referente ao rebaixamento (GSF), em função da variação do saldo e do índice do IGP-M entre os períodos (1,3% no 2T18 vs. -0,9% no 2T17), representando uma variação negativa de R\$ 35,6 milhões; e

- (ii) 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 um aumento de dívida de R\$ 1,75 bilhão; efeitos parcialmente compensado pela
- (iii) variação cambial positiva de R\$ 23,7 milhões, relacionada à operação de *hedge* realizada para compra de equipamentos de geração solar para os parques em construção.

No 1S18, as despesas e variações cambiais totalizaram R\$ 222,2 milhões, valor 118,1% superior aos R\$ 101,8 milhões do 1S17. Tal variação é explicada por:

- (i) aumento na linha de encargo de dívidas no montante de R\$ 61,3 milhões, principalmente em função a aquisição de Alto Sertão II que trouxe um aumento de uma dívida de R\$ 1,75 bilhão; efeito parcialmente compensado pelo
- (ii) aumento da despesa relacionada à atualização monetária do valor provisionado referente liminar vigente da discussão judicial relacionada ao rebaixamento de R\$ 52,7 milhões (montante principal de R\$ 366,8 milhões em junho/17 vs. R\$ 912,9 milhões em junho/18).

o LUCRO LÍQUIDO

No 2T18, a AES Tietê Energia apurou um lucro líquido consolidado de R\$ 93,0 milhões, resultado 2,2% superior ao auferido no 2T17 (R\$ 91,0 milhões). Contribuíram para o resultado do período os seguintes fatores:

- (i) contribuição de R\$ 45,6 milhões⁷ do resultado de Alto Sertão II;
- (ii) redução de R\$ 56,6 milhões, em função do aumento da dívida dada estratégia de crescimento e atualização monetária referente ao GSF, compensado parcialmente pelo maior saldo médio das aplicações financeiras; e
- (iii) aumento de R\$ 23,8 milhões na linha de depreciação e amortização devido à adição de novas capacidades.

No 1S18, a Companhia apurou um lucro líquido consolidado de R\$ 147,7 milhões, resultado 31,9% inferior ao auferido no 1S17 (R\$ 217,0 milhões). Contribuíram para o resultado do período os seguintes fatores:

- (i) efeito redutor de R\$ 133,9 milhões, em função do aumento da dívida e atualização monetária referente ao GSF;
- (ii) incremento de R\$ 53,4 milhões na linha de depreciação e amortização devido à adição de novas capacidades; efeitos parcialmente compensados pela
- (iii) influência positiva R\$ 56,4 milhões⁷ do resultado de Alto Sertão II.

o REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

A administração da AES Tietê Energia aprovou a distribuição de R\$ 103,7 milhões como dividendos intermediários relativos ao 2T18, baseado no lucro líquido apurado no segundo trimestre de 2018 de R\$ 93,0 milhões, adicionado a realização de ajuste patrimonial de R\$ 14,3 milhões e subtraído R\$ 3,6 milhões de

⁷ Inclui somente resultado SPEs.

equivalência. A proporção por ação a ser distribuída será de R\$ 0,05270980253 por ação ordinária e preferencial e R\$ 0,26354901265 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 09 de agosto de 2018 e as ações de emissão da Companhia passarão a ser negociadas “ex-dividendos” a partir do dia 10 de agosto de 2018. Os valores distribuídos a título de dividendos intermediários estão isentos de IRRF, de acordo com o artigo 10 da Lei nº 9.249/95, conforme alterada, e seu pagamento será realizado até 10 de outubro de 2018.

Dividendos AES Tietê Energia 2T18 (R\$ milhões)	
Lucro do Período - 30 de junho de 2018	93,0
Equivalência Boa Hora	(3,6)
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	14,3
Montante distribuído em dividendos	103,7

o ENDIVIDAMENTO

Dívidas (R\$ milhões)	Montante*	Vencimento	Custo Nominal
AES Tietê Energia**	2.998,4		
4ª Emissão de Debêntures - 3ª série	329,0	dez/20	IPCA + 8,43% a.a.
5ª Emissão de Debêntures	189,8	dez/23	IPCA + 6,54% a.a.
6ª Emissão de Debêntures – 1ª série	687,9	abr/22	CDI + 0,90% a.a.
6ª Emissão de Debêntures – 2ª série	330,7	abr/24	IPCA + 6,78% a.a.
7ª Emissão de Debêntures – 1ª série	508,2	fev/20	CDI + 0,52% a.a.
7ª Emissão de Debêntures – 2ª série	763,8	fev/23	CDI + 1,30% a.a.
8ª Emissão de Debêntures	189,1	mai/30	IPCA + 6,02% a.a.
AES Tietê Eólica	1.108,5		
Financiamento BNDES	676,4	dez/31	TJLP + 2,88% a.a.
Financiamento BNDES (Subcrédito Social)	4,8	dez/31	TJLP
Repasso Banco do Brasil (BNDES indireto)	257,2	dez/31	TJLP + 2,60% a.a.
1ª Emissão de Debêntures - 1ª série	87,8	dez/25	IPCA + 7,61% a.a.
1ª Emissão de Debêntures - 2ª série	82,4	dez/25	IPCA + 7,87% a.a.

* no saldo contábil

** não considera arrendamento financeiro

Refletindo sua estratégia de crescimento por meio de otimização da sua estrutura de capital, a dívida bruta consolidada da AES Tietê Energia encerrou o 2T18 em R\$ 4.107,9 milhões, superior à posição da dívida bruta em 30 de junho de 2017 (R\$ 2.413,1 milhões). Essa variação está associada à:

- (i) R\$ 1,5 bilhão referente à 7ª e 8ª emissão de debêntures da Companhia, para fazer frente à estratégia de crescimento; e
- (ii) R\$ 1,1 bilhão de dívidas adquiridas com o Complexo Eólico Alto Sertão II; efeitos parcialmente compensados pelo
- (iii) resgate antecipado da 3ª emissão de notas promissórias (“NP”) no valor de R\$ 900 milhões.

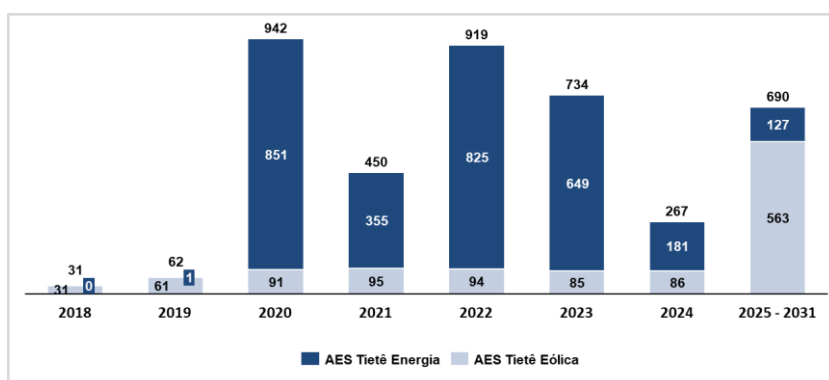
No encerramento do 2T18, as disponibilidades somavam R\$ 2.048,8 milhões, montante superior ao valor registrado no mesmo período de 2017 (R\$ 1.584,1 milhões). Tal diferença se deve, principalmente à:

- (i) R\$ 1,5 bilhão referente à 7ª e 8ª emissão de debêntures da Companhia, compensado pelo resgate antecipado da 3ª NP no valor de R\$ 900,0 milhões;
- (ii) R\$ 285,8 milhões de geração de caixa operacional; compensados principalmente pelo
- (iii) desembolso de R\$ 615,0 milhões com as aquisições do Complexo Solar Boa Hora e dos parques eólicos de Alto Sertão II;
- (iv) R\$ 221,9 milhões relativo aos investimentos para construção do Complexo Solar Boa Hora, de projeto de geração distribuída e para manutenção das usinas hídricas; e
- (v) R\$ 149,3 milhões referentes ao pagamento de dividendos.

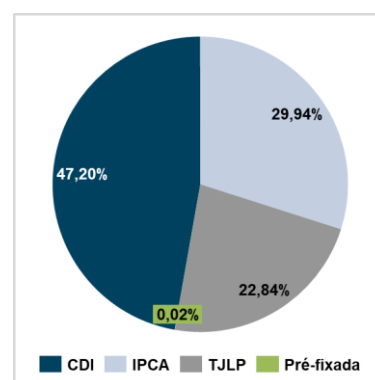
Desta forma, a dívida líquida consolidada no 2T18 era de R\$ 2.059,1 milhões, montante superior em relação à posição em 2017 (R\$ 829,0 milhões).

Os gráficos a seguir apresentam a composição dos indexadores do endividamento da AES Tietê Energia 2T18, bem como o cronograma de amortização, ambos de forma consolidada.

Cronograma de amortização da dívida⁸ (R\$ milhões)



Dívida Bruta por Indexador⁹



Ao longo do 2T18, a Companhia realizou a 8ª emissão de debêntures mencionada acima, no valor total de R\$ 200 milhões, com taxa de IPCA + 6,02% a.a., com vencimento em 12 anos e amortização customizada. A emissão teve como objetivo a viabilização da construção do Complexo Solar Boa Hora e contou com o incentivo da Lei 12.431/11.

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

	Ratings	Moody's
Escala	Nacional	Aa1
	Internacional	Ba2

⁸ Fluxo composto por amortização de principal.

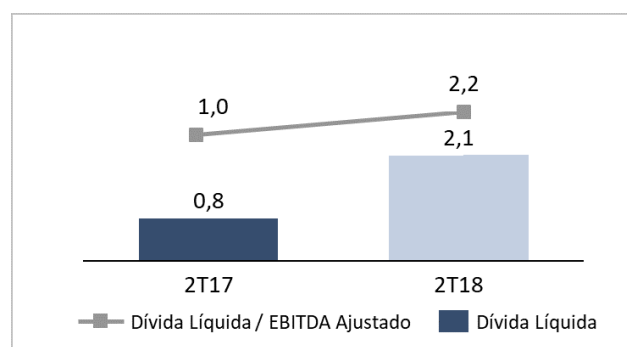
⁹ Valores relativos ao principal.

o **Covenants**

O limite estabelecido de alavancagem (Dívida Líquida por Ebitda) pela maioria das dívidas da Companhia para é de 3,85x. O limite estabelecido para o índice de alavancagem da 7ª emissão é de 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, tal índice subirá 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 1,5x.

O índice de alavancagem (Dívida Líquida / Ebitda Ajustado) encerrou o trimestre em 2,2x. O índice de cobertura de juros (Ebitda Ajustado / Despesas Financeiras) fechou o 2T18 em 3,1x acima do limite mínimo de 1,5x.

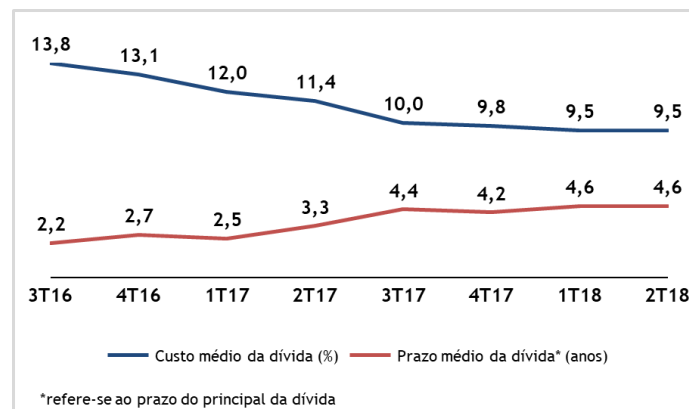
Dívida Líquida (R\$ milhões) e Alavancagem (vezes)



O custo médio da dívida atual da AES Tietê é de 9,5% ao ano, em comparação a 11,4% no mesmo período de 2017. Essa variação decorre, principalmente, da redução da curva de CDI e IPCA durante o período.

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 debêntures 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 debêntures com o prazo de 5 anos. Adicionalmente, a 8ª emissão de debêntures foi realizada com prazo de 12 anos, contribuindo também com o alongamento do perfil da dívida. Como resultado, o prazo médio da dívida da AES Tietê atualmente é de 4,6 anos, superior ao mesmo período de 2017, quando apresentava um prazo médio de 3,3 anos, conforme ilustrado no gráfico abaixo.

Custo e prazo médio da dívida



o CAPEX

Os investimentos da AES Tietê Energia somaram R\$ 138,4 milhões no 2T18, valor 357,5% maior que o montante investido no 2T17 (R\$ 30,3 milhões). No 1S18 os investimentos somaram R\$ 169,6 milhões, valor 224,7% maior que o montante investido no 1S17 (R\$ 52,2 milhões). No 1S18 destacamos o investimento com as obras do complexo solar de Boa Hora, que tem 23% de seu andamento concluído até o período, e as manutenções das usinas hidrelétricas de Água Vermelha e Ibitinga. No total do primeiro semestre de 2018 destacam-se:

- (i) R\$ 133,2 milhões no 1S18, sendo 86,6% deste valor (R\$ 115,4 milhões) no 2T18 destinados à construção do parque solar de Boa Hora; e
- (ii) R\$ 23,6 milhões destinados à modernização e manutenção preventiva das usinas de Água Vermelha e Ibitinga.

o Plano de Investimento - 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
Total	483,6	233,8	60,0	75,7	81,5	934,6

* valores nominais

**não considera juros de capitalização sobre os novos projetos

o FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

Ao longo do 2T18, o saldo de caixa livre foi positivo em R\$ 263,9 milhões, montante R\$ 802,1 milhões inferior ao registrado no 2T17. Esse desempenho se deve, principalmente pela:

- (i) geração de caixa operacional superior em R\$ 61,8 milhões;
- (ii) 6ª emissão de debêntures de R\$ 1.000 milhão em abril/2017 para pré-pagar a 2ª, 3ª, e 4ª (2ª série) emissão de debentures no valor total de R\$ 946,9 milhões;
- (iii) 3ª emissão de notas promissórias de R\$ 900 milhões em junho/2017; e
- (iv) aumento de R\$ 134,1 milhões de investimentos em projetos no 2T18, sendo R\$ 96,2 milhões no projeto Boa Hora, R\$ 22,5 milhões na AES Tietê Inova e R\$ 30 milhões no projeto AGV; efeitos compensados parcialmente pela
- (v) 8ª emissão de debêntures no 2T18 no valor total de R\$ 200 milhões para financiar a construção do Complexo Solar Boa Hora.

No acumulado do ano de 2018, o fluxo de caixa livre foi positivo em R\$ 833,6 milhões, montante R\$ 396,4 milhões inferior ao registrado no 1S17. Em adição às movimentações do segundo trimestre, essa variação pode ser explicada pela

- (i) geração de caixa operacional superior em R\$ 103,1 milhões no 1T18 vs. 1T17;
- (ii) 7ª emissão de debentures no valor total de R\$ 1.250 milhões no 1T18, onde parte dos recursos foi utilizado para pagar a 3ª emissão de notas promissórias no valor total de R\$ 900 milhões também durante 1T18; fatores parcialmente compensados pelo
- (iii) aumento na despesa financeira líquida em R\$ 47,9 milhões.

Como resultado dos elementos acima mencionados o saldo final de caixa consolidado deste trimestre atingiu R\$ 2.048,8 milhões vs. R\$ 1.548,6 milhões no 2T17. Cabe ressaltar que, desde junho de 2015, a Companhia vem realizando a provisão dos efeitos do risco hidrológico, e seu saldo de caixa atual contempla R\$ 912,9 milhões protegidos por liminar judicial.

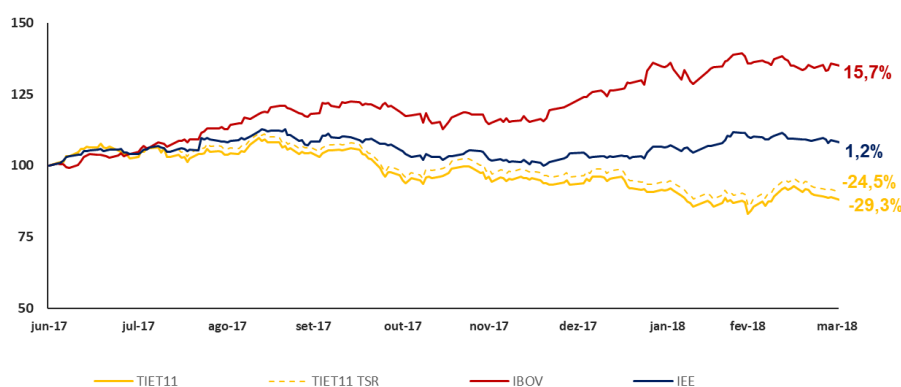
Fluxo de Caixa - R\$ milhões	2T17	2T18	Var	1S17	1S18	Var
Saldo inicial de Caixa	732,8	1.670,8	938,0	577,7	1.111,8	534,1
Geração Operacional de Caixa	223,8	285,8	62,0	460,8	625,1	164,4
Investimentos	(32,3)	(19,9)	12,4	(54,3)	(41,9)	12,3
Investimentos Controladas	(5,0)	(151,5)	(146,5)	(5,0)	(169,7)	(164,7)
Despesas Financeiras Líquidas	(57,2)	(40,8)	16,4	(60,0)	(91,6)	(31,6)
Amortização Líquida	953,1	210,4	(742,7)	953,1	558,4	(394,7)
IR/CSLL	(16,3)	(20,0)	(3,7)	(64,6)	(46,7)	17,9
Caixa Livre	1.066,1	263,9	(802,1)	1.229,9	833,6	(396,4)
Dividendos e JSCP	(218,9)	(0,0)	218,9	(227,7)	(10,7)	217,0
Saldo final de Caixa Controladora	1.580,0	1.934,8	354,8	1.580,0	1.934,8	354,8
Caixa Controladas	4,7	114,1	109,4	4,7	114,1	109,4
Saldo final de Caixa Consolidado*	1.584,6	2.048,8	464,2	1.584,6	2.048,8	464,2

*Não considera caixa restrito e/ou bloqueado

MERCADO DE CAPITAIS

No 2T18, as *units* da Companhia apresentaram desvalorização de 29,3%, quando comparadas ao fechamento do 2T17, encerrando o período cotadas a R\$ 9,65. Em relação aos indicadores de mercado, no mesmo período, o IEE valorizou 1,2% e o Ibovespa 15,7%, encerrando o segundo trimestre do ano em 38.562 pontos e 72.763 pontos, respectivamente. Ao longo do segundo trimestre de 2018, o volume médio diário negociado foi de 970 mil *units* frente a 1.832,6 mil *units* no mesmo período de 2017, representando uma queda de 47,1%. O gráfico abaixo demonstra o desempenho das *units*:

AES Tietê Energia x Ibovespa x IEE x TSR*
Base 100 – 30/06/2017



Fonte: Bloomberg

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

ESTRUTURA ACIONÁRIA

Em 30 de junho 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%
Total	775.174.584	100,0%	1.192.210.328	100,0%	1.967.384.912	100,0%

DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIOS

o 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 segundo 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 para 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 um 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*”)¹⁰ 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 mais de 500 MW de projetos 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 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 no 1S18, e já está sendo utilizado para demonstrar a clientes e órgãos

¹⁰ A AES possui 10 anos de experiência nesta tecnologia. Com mais de 500 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.

reguladores como os equipamentos funcionam na prática. Com isso, o Brasil passou a fazer parte do mapa mundial do armazenamento de energia.

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. 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.

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 cada ano, deverão ser implementados a partir de janeiro do ano subsequente.

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.

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. 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, consequentemente, 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 1º de julho de 2015 a 7 de setembro de 2018, até o julgamento definitivo, em 2ª instância. Em 20 de fevereiro de 2018, a ANEEL opôs embargos de declaração, com o objetivo de reformar a parcela da decisão que restabeleceu os efeitos de liminar. Em 6 de março de 2018, foi proferida decisão que negou provimento aos embargos de declaração da ANEEL e, consequentemente, manteve a liminar favorável à APINE. 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 7 de janeiro de 2015 a 7 de 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 7 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, consequentemente, determinou que a CCEE fique impossibilitada de aplicar, mensalmente, os efeitos do GSF no MRE, aos integrantes da ação judicial. Atualmente, aguarda-se o julgamento do mérito das apelações interpostas pela ANEEL e APINE e a Companhia continua com os efeitos da liminar válidos. Desde 1º de julho de 2015 até 30 de junho de 2018 a Companhia acumula um saldo de R\$ 912,9 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, 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 (“PL”) 1917/2015, que trata da portabilidade da conta de luz. A proposta de ampliação do Mercado Livre, reduzindo gradualmente a carga mínima de acesso de consumidores deve entrar em vigor 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.

Uma das propostas de maior destaque da CP 33 foi a 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 o início dos seus efeitos 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. No entanto, esta proposta foi incluída no PL 10332 que já foi aprovado pela Câmara dos Deputados e deve seguir para a aprovação do Senado a partir de agosto de 2018.

Quanto ao PL 1917, o mesmo ainda deve passar pela aprovação da Câmara dos Deputados.

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 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, o 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 do PLD.

DESEMPENHO DO SETOR HÍDRICO

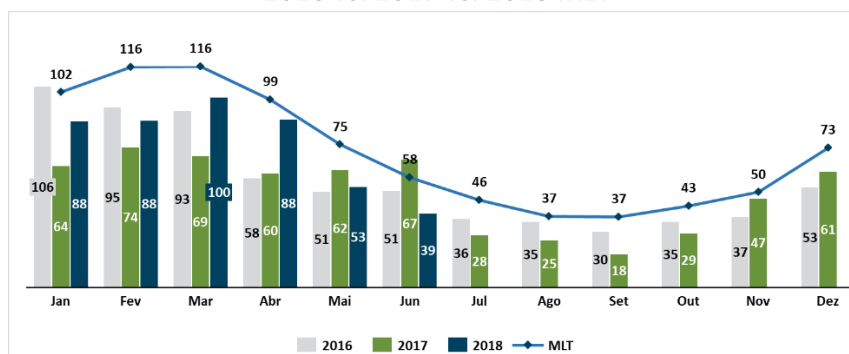
Principais dados setoriais	2T17	2T18
ENA (% MLT)	90,8	77,9
Reservatório inicial (%)	39,2	44,3
Reservatório final (%)	42,4	41,8
Despacho térmico (GWm)	9,2	9,4
Carga (GWm)	63,8	65,0
Rebaixamento Energia Secundária no MRE (%)	-16,4	-15,9
PLD SE/CO (R\$/MWh)	303,75	302,93

Fonte: ONS

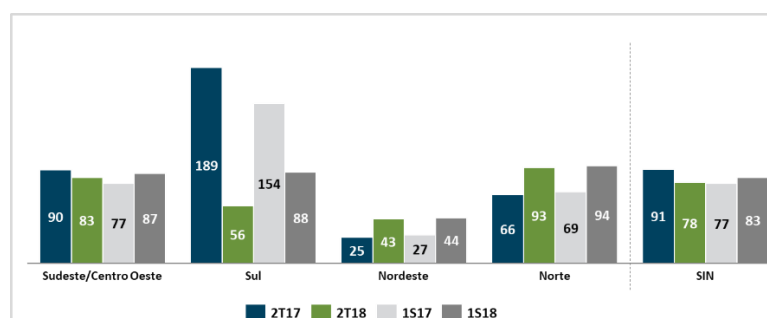
Devido a menor afluência verificada neste trimestre, o nível dos reservatórios ficou 41,8% da capacidade máxima, estando em linha com o nível verificado no segundo trimestre de 2017. A queda acentuada dos reservatórios no 2T18 ocasionou em impactos no despacho térmico e no PLD, resultando em valores de magnitude similar aos verificados no 2T17.

ENERGIA NATURAL AFLUENTE NO SIN

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



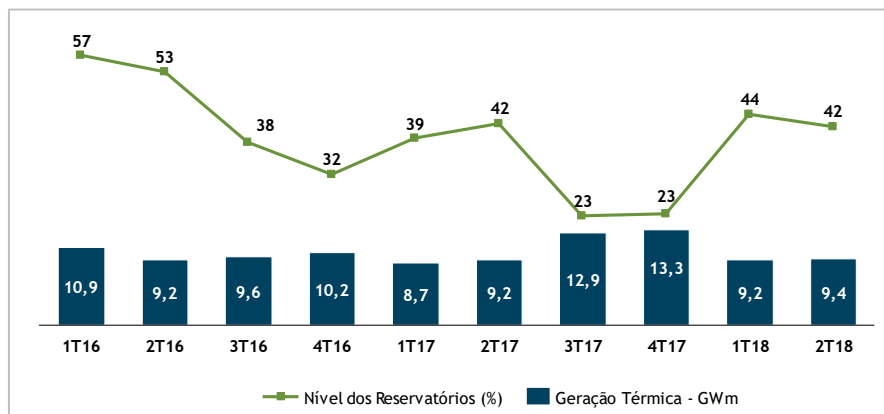
Energia Natural Afluente nos Submercados - % MLT



Fonte: ONS

○ GERAÇÃO TÉRMICA

Média da Geração Térmica do SIN
Nível dos Reservatórios - %



Fonte: ONS

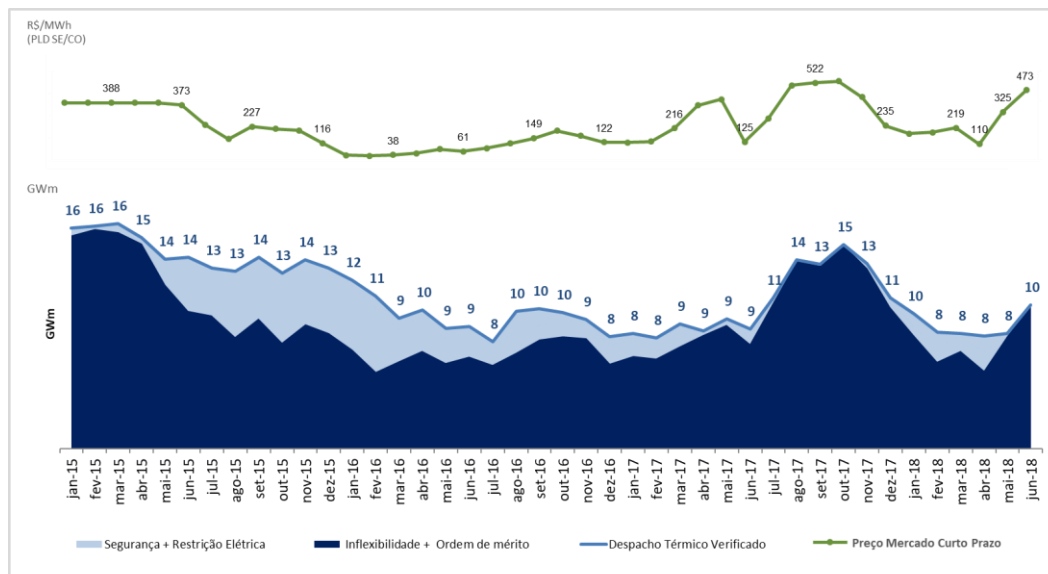
O gráfico a seguir mostra um comparativo entre o despacho térmico dentro e fora da ordem de mérito registrado para o SIN desde janeiro de 2015 até junho de 2018. Como é possível observar, entre maio de 2015 e agosto de 2017 verificou-se um aumento relevante do despacho fora da ordem de mérito, o que 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.

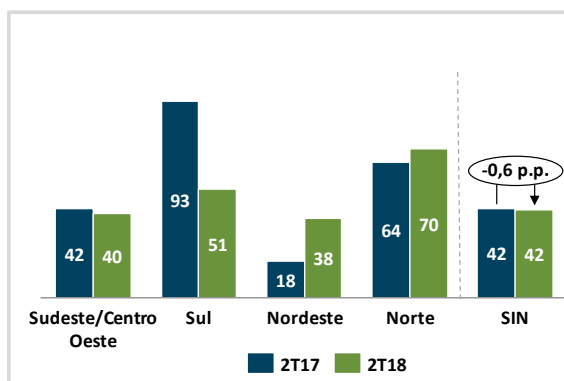
Despacho térmico fora da ordem de mérito (GWm) x PLD SE/CO (R\$/MWh)



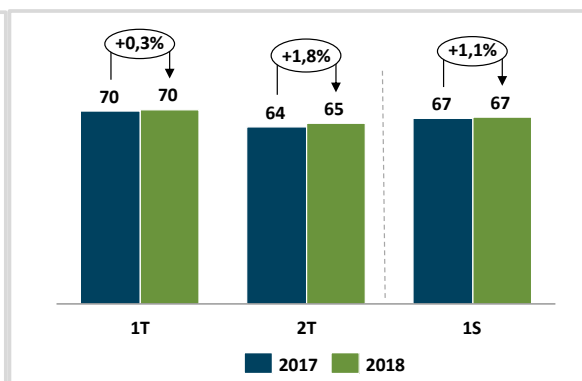
Fonte: ONS.
*Dado de junho de 2018 preliminar.

○ NÍVEL DOS RESERVATÓRIOS E CARGA DO SIN

Nível dos Reservatórios - %



Carga no SIN - GWm



Fonte: ONS.

○ 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.

- o **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

- 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.

Não foi registrado nenhum acidente com e sem afastamento com colaboradores próprios e contratados no 2T18. 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	2T17	2T18	1S17	1S18
Registrar taxa zero de LTI* para acidentes com afastamento, em 2018	<i>LTI Rate* - próprios</i>	0	0	0	0
	<i>LTI Rate* - contratados</i>	0	0	0,33	0
Registrar taxa de acidentes <i>Recordable</i> abaixo de 0,64, em 2018	<i>Recordable Rate* - próprios</i>	0	0	0	0
	<i>Recordable Rate* - contratados</i>	0	0	0,33	0
Zero acidentes fatais com colaboradores, contratados e população, em 2018	Nº acidentes fatais	0	0	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 2º trimestre e ao 1º semestre de 2018, não houve redução nas emissões devido ao aumento no consumo próprio de energia das usinas quando comparado com o mesmo período do ano passado.

Metas	Indicadores	2T17	2T18	1S17	1S18
Reduzir em 500 MWh o consumo próprio de energia elétrica proveniente dos alimentadores do SIN, em 2018	MWh de consumo próprio de energia elétrica*	1.321	1.747	2.960	3.008

*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 mês de junho 2018 não foi publicado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, portanto, utilizou-se a média dos fatores dos meses de abril e maio de 2018 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 2T18 os projetos culturais e educacionais permaneceram em execução, nas comunidades em que Companhia possui ativos, como:

- **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, que está sendo desenvolvido em Ouroeste e em São José do Rio Pardo, em 10 escolas, com 39 professores e 1050 alunos.
- **O Palco** – oficinas de expressões artísticas, como ballet, dança contemporânea, teatro, violão e flauta, para cerca de 500 alunos em Bauru e Ibitinga.
- **Geração+** - 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. São atendidos cerca de 300 alunos e 149 professores nos três municípios. No período foi lançado o site com conteúdo do projeto, no seguinte endereço: www.geracaomais.com.br
- **ABDA** - projeto de formação e manutenção de uma equipe de atletismo em Bauru, que participa de campeonatos estaduais e nacionais. Cerca de 500 pessoas são atendidas pela iniciativa.

ANEXOS

DADOS CONSOLIDADOS

Balanco Patrimonial (R\$ milhões)	30/06/2018	31/12/2017	Balanco Patrimonial (R\$ milhões)	06/30/2018	31/12/2017
Ativo Total	7.705,3	6.817,9	Passivo Total e Patrimônio Líquido	7.705,3	6.817,9
Ativo Circulante	2.415,9	1.578,6	Passivo Circulante	1.459,0	1.996,3
Caixa e equivalentes de caixa	22,8	134,6	Fornecedores	1.018,1	843,1
Investimentos de curto prazo	2.026,0	1.069,9	Empréstimos, financiamentos e debêntures	108,9	1.014,4
Contas a receber de clientes	246,2	313,0	Conta de ressarcimento	7,9	26,5
Tributos e contribuições sociais	61,0	32,7	Imposto de renda e contribuição social a pagar	88,1	34,7
Conta de ressarcimento	0,1	0,2	Outros tributos a pagar	13,6	9,8
Outros créditos	22,9	6,7	Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	117,5	11,6
Cauções e depósitos vinculados	16,3	7,6	Obrigações sociais e trabalhistas	22,0	23,3
Instrumentos financeiros derivativos	20,6	14,0	Provisões para processos judiciais e outros	3,5	3,1
Ativo Não Circulante	5.289,5	5.239,3	Instrumentos financeiros derivativos	2,6	-
Contas a receber de clientes	13,1	13,1	Encargos setoriais	16,4	20,4
Conta de ressarcimento	1,2	1,3	Outras Obrigações	60,5	9,5
Outros tributos compensáveis	0,4	0,5	Passivo Não Circulante	4.659,3	3.263,9
Tributos e contribuições sociais diferidos	1,9	1,6	Empréstimos, financiamentos e debêntures	3.999,0	2.575,2
Tributos a recuperar	132,2	140,9	Conta de ressarcimento	21,7	22,2
Cauções e depósitos vinculados	230,9	213,6	Tributos e contribuições sociais diferidos	396,3	409,4
Instrumentos financeiros derivativos	-	0,1	Obrigações com entidade de previdência privada	5,0	4,0
Outros créditos	1,9	1,9	Obrigações sociais e trabalhistas	0,6	0,3
Imobilizado	4.777,3	4.722,1	Provisões para processos judiciais e outros	146,2	134,4
Intangível	130,5	144,2	Encargos setoriais	10,1	8,5
			Outras obrigações	80,3	109,9
			Patrimônio Líquido	1.587,0	1.557,7
			Capital Social	416,6	416,6
			Reserva de Capital	198,8	198,5
			Reserva de Lucros	91,8	139,5
			Reserva legal	83,3	83,3
			Reserva de investimento	8,5	8,5
			Proposta de distribuição de dividendos adicionais	-	47,7
			Ajustes de avaliação patrimonial	773,0	801,7
			Outros Resultados Abrangentes	(0,9)	1,4
			Ações em tesouraria	-	(0,1)
			Lucros acumulados	107,6	-

Demonstração dos Resultados (R\$ milhões)	2T18	2T17	Var (%)	1S18	1S17	Var (%)
Receita Operacional Líquida	461,9	399,4	15,7%	892,0	802,6	11,1%
Custos e Despesas Operacionais	(256,6)	(227,6)	12,7%	(492,5)	(408,9)	20,4%
Compra de Energia Elétrica	(61,7)	(68,3)	-9,6%	(101,4)	(111,4)	-9,0%
Encargos de Uso de Transmissão e Conexão	(36,9)	(29,5)	25,2%	(72,2)	(59,2)	21,9%
Taxa de Fiscalização	(1,9)	(1,7)	14,7%	(3,9)	(3,4)	14,7%
CFURH	(10,2)	(12,0)	-14,7%	(21,3)	(25,7)	-17,4%
Pessoal	(33,6)	(30,5)	10,2%	(64,9)	(56,9)	14,0%
Entidade de Previdência Privada	(1,1)	(1,1)	2,0%	(2,2)	(2,1)	1,3%
Material	(6,2)	(4,1)	49,8%	(14,2)	(6,4)	119,7%
Serviços de Terceiros	(32,3)	(21,2)	52,4%	(67,4)	(38,2)	76,3%
Depreciação e Amortização	(65,0)	(41,2)	57,9%	(129,6)	(78,3)	65,6%
Provisões Operacionais	(0,3)	(1,4)	-78,2%	1,3	(5,6)	-122,8%
Outras despesas (Receitas) Operacionais	(7,3)	(16,7)	-56,4%	(16,8)	(21,5)	-22,1%
Lucro Bruto	205,3	171,8	19,5%	399,5	393,6	1,5%
EBITDA	270,3	212,9	26,9%	529,2	471,9	12,1%
Amortização de intangível e mais valia gerado em aquisições	(0,8)	-	-	(2,1)	-	-
Receita (Despesa) Financeira	(69,2)	(31,1)	122,4%	(164,9)	(62,8)	162,4%
Receitas Financeiras	31,5	19,5	61,5%	57,3	39,0	46,9%
Despesas Financeiras	(117,3)	(48,8)	140,6%	(235,1)	(101,2)	132,3%
Variações Cambiais	16,7	(1,8)	-	12,9	(0,7)	-
Resultado Antes dos Tributos	135,3	140,7	-3,8%	232,6	330,8	-29,7%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(40,6)	(36,4)	11,3%	(88,5)	(82,3)	7,5%
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	(1,8)	(13,2)	-86,3%	3,6	(31,6)	-111,3%
Lucro Líquido	93,0	91,0	2,2%	147,7	217,0	-31,9%

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 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.

MCS D (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 3km².

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

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

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.