

ENTRADA EM OPERAÇÃO DE GUAIMBÊ E CRESCIMENTO DO EBITDA MARCAM O 3º TRIMESTRE

Comentários da CFO e DRI - Clarissa Sadock

Após 11 meses de investimentos no projeto solar Guaimbê, finalizamos a aquisição do ativo no mês de setembro. Os 150 MW do complexo, que já está em operação, contribuirão com um Ebitda entre R\$ 75 milhões e R\$ 85 milhões por ano. Ainda no terceiro trimestre, tivemos uma grande conquista na frente de crescimento, que foi o acordo de expansão firmado com Estado de São Paulo. Com a aquisição dos 3 parques solares que compõem o portfólio da Companhia, 80% desse compromisso já foi endereçado. A Companhia tem 6 anos para entregar o saldo remanescente e, uma vez que cumprido o total da expansão, está dispensada de qualquer penalidade por atraso. Este acordo reforça o nosso esforço e comprometimento para mitigar riscos.

Outro marco importante observado e que contribuiu para o crescimento de 30% do Ebitda no 3T18 foi o sucesso na gestão da mitigação do GSF. Como anunciado no primeiro trimestre, implementamos uma estratégia de sazonalização diferenciada em 2018 para mitigar nossa exposição ao mercado de curto prazo. Esta estratégia trouxe um resultado positivo de R\$ 64 milhões na margem comercial da Companhia neste trimestre. Outra iniciativa bem-sucedida foi a continuidade da gestão do portfólio hídrico por meio do monitoramento constante das exposições mensais, contando com oportunidades comerciais para garantir a otimização da nossa margem comercial em cenário hidrológico mais adverso, que contribuiu com R\$ 19 milhões no trimestre.

Este foi um trimestre importante para continuidade da 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\$ 39 milhões de dividendos no trimestre refletindo um *payout* de 111%.

RESULTADOS

3T18

Teleconferência de Resultados

07.11.2018

10h00 (BRT) / 07h00 (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 3T18	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	20
CONTEXTO SETORIAL HÍDRICO	21
DESEMPENHO SETOR HÍDRICO	25
ANEXOS / GLOSSÁRIO	31

AES Tietê Energia S.A. - R\$ milhões	3T17	3T18	Var	9M17	9M18	Var
Receita Bruta	515,2	628,6	22,0%	1.424,0	1.623,9	14,0%
Receita Líquida	459,4	564,8	22,9%	1.262,0	1.456,9	15,4%
Custos e Despesas Operacionais ¹	298,9	356,6	19,3%	629,5	719,4	14,3%
Ebitda	160,5	208,3	29,8%	632,4	737,5	16,6%
Margem Ebitda - %	34,9%	36,9%	2,0 p.p.	50,1%	50,6%	0,5 p.p.
Lucro Líquido	37,9	35,4	-6,8%	254,9	183,1	-28,2%
Margem Líquida - %	8,3%	6,3%	-2,0 p.p.	20,2%	12,6%	-7,6 p.p.
Patrimônio Líquido	1.563,5	1.520,0	-2,8%	1.563,5	1.520,0	-2,8%
Dívida Líquida	2.574,0	2.870,6	11,5%	2.574,0	2.870,6	11,5%
Geração de caixa operacional	223,0	90,9	-59,2%	683,3	716,1	4,8%

¹Não inclui depreciação e amortização

Índices	3T17	3T18
Lucro Líquido ¹ / PL	0,2x	0,1x
Dívida Líquida / PL	1,6x	1,9x
Dívida Líquida / Ebitda ajustado ²	2,7x	3,0x
Ebitda ajustado ² / Despesa Financeira	4,8x	3,0x

¹ Últimos 12 meses

² Relacionada ao serviço da dívida

TIET11: R\$ 10,55 (05/11/2018)

VALOR DE MERCADO: R\$ 4,2 bilhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 1,1 bilhão

São Paulo, 05 de novembro de 2018 – AES Tietê Energia S.A. (“Companhia” ou “AES Tietê Energia”) (B3: TIET3, TIET4 e TIET11) anunciou hoje os resultados referentes ao 3º trimestre de 2018 (“3T18”). 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 3T18

Recursos Naturais

- Afluência do SIN de 71,8% da MLT¹ no 3T18 vs. 60,1% no 3T17
- Nível dos reservatórios do SIN encerrou o 3T18 em 27,2%, superior em 4,4 p.p vs. o 3T17 (22,8%)
- Rebaixamento médio² de 41,7% no MRE no 3T18 vs. 38,2% no 3T17
- Vento com velocidade média de 9,1 m/s no 3T18 vs. 10,5 m/s no 3T17

Operacional

- Fonte hídrica: volume de energia bruta gerada de 2.033,1 GWh no 3T18 vs. 3.029,0 GWh no 3T17. Nos 9M18 o volume gerado foi de 6.621,1 GWh vs. 8.825,2 GWh nos 9M17
- Fonte eólica: volume de energia gerada de 470,2 GWh no 3T18 vs. 518,6 GWh no 3T17. Nos 9M18 o volume gerado foi de 1.188,3 GWh vs. 1.170,8 GWh no 3T17

Comercial

- Estratégia de Sazonalização: ganho de R\$ 64 milhões na margem comercial com a alocação de maior volume de garantia física no terceiro trimestre para fazer frente ao risco hidrológico
- Estratégia de Comercialização: ganho de R\$ 19 milhões com o aproveitamento de oportunidades comerciais para otimização da margem comercial
- PLD médio do submercado SE/CO no 3T18 foi de R\$ 494,61/MWh, 13,6% superior que o PLD de R\$ 435,27/MWh registrado no 3T17

Financeiro

- Ebitda de R\$ 208,3 milhões no 3T18 vs. de R\$ 160,5 milhões no 3T17
- Lucro líquido de R\$ 35,4 milhões no 3T18 vs. R\$ 37,9 milhões no 3T17
- Distribuição de R\$ 39,4 milhões de dividendos no 3T18 com *payout* de 111%
- Índice de alavancagem³ encerrou o trimestre em 2,98x

¹ Média de longo termo, referente à média de longo prazo desde 1931.

² Considera dados preliminares da CCEE para setembro 2018.

³ Obtido pela divisão da Dívida Líquida pelo Ebitda Ajustado dos últimos 12 meses.

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 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 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) seleção de projetos que apresentem 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 3.348 MW⁴.

FONTA 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. 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.

FONTA 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 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 193 MWm.

FONTA SOLAR

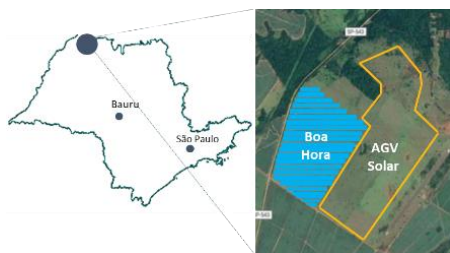
Complexo Solar Guaimbê



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.

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

Complexo Solar Ouroeste



Em 2017, por meio da aquisição da Planta Solar Boa Hora e comercialização da Planta AGV Solar em leilão, a AES Tietê adicionou o Complexo Solar Ouroeste ao seu portfólio de ativos. Com entrada em operação faseada, a primeira parte do projeto tem início de operação comercial previsto para 2018 e a segunda fase meados de 2019. O Complexo possui 144 MW de capacidade instalada e garantia física de 36 MWm. As plantas pertencentes ao complexo possuem licença de operação de 35 anos.

DESEMPENHO COMERCIAL E OPERACIONAL

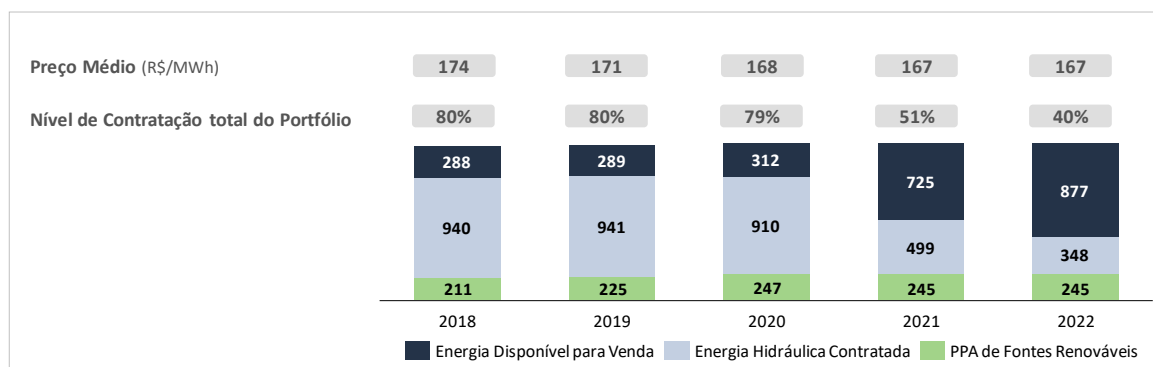
GESTÃO DO NÍVEL DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA

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 é gerir o portfólio com monitoramento constante das exposições mensais, buscando oportunidades comerciais para geração de valor e mitigação de risco hidrológico. A Companhia busca 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 Déficit ("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 terceiro trimestre de 2018, a Companhia buscou rebalancear as vendas de médio prazo, aproveitando de oportunidades comerciais a preços atrativos e elevou o nível de contratação de seu portfólio principalmente a partir de 2021. Foram adicionados, ao longo do 3T18, 48 MWm para os anos de 2021 e 2022.

Evolução do portfólio⁵ - MWm



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

○ FONTE HÍDRICA

○ Sazonalização da garantia física hidráulica

A estratégia de sazonalização da garantia física adotada pela Companhia em 2018 busca 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

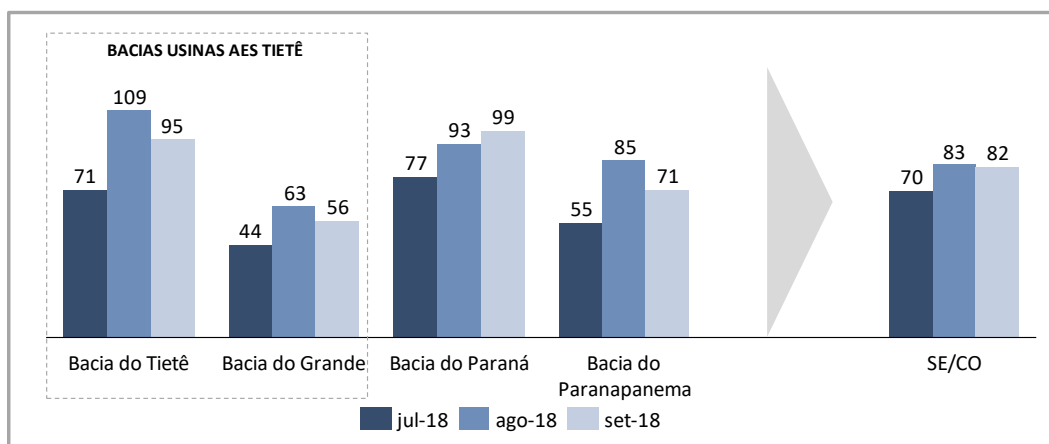
O volume total de energia gerada pelas usinas hidráulicas da AES Tietê Energia atingiu 2.033,1 GWh no 3T18, volume 32,9% inferior ao montante averiguado no mesmo período de 2017 (3.029,0 GWh). Esse resultado é reflexo da piora na hidrologia no terceiro trimestre, que ocasionou a:

- (i) menor afluência na Bacia do Tietê, que corresponde por 35,2% da geração hídrica do período. A afluência média desta bacia verificada foi de 92% da MLT, uma queda de 20 p.p. quando comparada ao 3T17 (111% da MLT), causando uma queda de 41,2% na geração dessas usinas; e
- (ii) menor média do nível dos reservatórios da Companhia entre os períodos (35,8% no 3T18 vs. 38,0% no 3T17), com destaque para a queda de 32,9% no nível de reservatório da Usina de Água Vermelha, que correspondeu por 60,1% da geração do período.

Nos 9M18, o volume total de energia gerada pelas usinas hidráulicas foi de 6.621,1 GWh, uma queda de 25,0% quando comparado com os 9M17 (8.825,2 GWh), principalmente devido à queda da geração de 32,5% no período das usinas pertencentes à Bacia do Tietê.

Geração - Usinas Hidráulicas (GWh)	3T17	3T18	Var	9M17	9M18	Var
Energia Gerada Bruta	3.029,0	2.033,1	-32,9%	8.825,2	6.621,1	-25,0%
Água Vermelha	1.619,0	1.221,4	-24,6%	4.350,3	3.576,4	-17,8%
Bariri	162,9	94,6	-41,9%	554,9	362,9	-34,6%
Barra Bonita	149,2	85,3	-42,9%	472,3	322,5	-31,7%
Caconde	77,8	32,5	-58,2%	222,0	146,7	-33,9%
Euclides da Cunha	86,0	46,5	-45,9%	293,0	214,6	-26,7%
Ibitinga	177,3	113,8	-35,8%	579,9	423,1	-27,0%
Limoeiro	24,6	13,3	-45,8%	82,8	63,1	-23,8%
Nova Avanhandava	412,3	243,4	-41,0%	1.277,7	861,8	-32,6%
Promissão	315,1	178,6	-43,3%	968,5	630,3	-34,9%
Mogi / S. Joaquim / S. José	4,7	3,7	-21,9%	23,8	19,7	-17,2%

Energia Natural Afluente - %



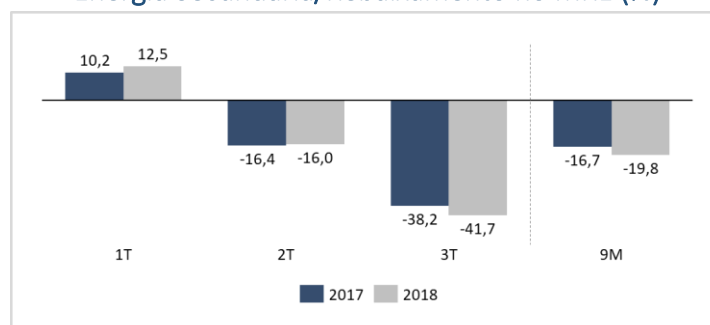
Fonte: ONS

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

No 3T18 registrou-se um rebaixamento⁶ no MRE de 41,7%, 3,5 p.p superior ao registrado no 3T17, que foi de 38,2%. No acumulado do ano, o rebaixamento registrado é de 19,8%, 3,1 p.p maior que os 9M17 (16,7%).

O gráfico abaixo apresenta a energia secundária/rebaixamento contabilizada pela CCEE no MRE nas liquidações financeiras efetuadas ao longo do terceiro trimestre e os nove meses de 2018 e 2017.

Energia Secundária/Rebaixamento no MRE (%)



Fonte: CCEE

o FONTE EÓLICA

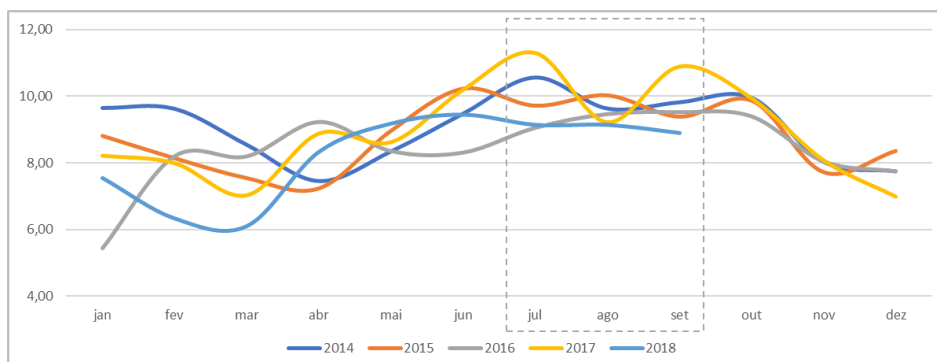
o Energia gerada

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 velocidade dos ventos no 3T18 foi menor 13,3% que o 3T17 e 8,0% menor do que a média dos últimos 5 anos para o mesmo período.

⁶ Considera dados preliminares da CCEE para setembro-2018.

Histórico de Velocidade Média do Vento em Alto Sertão 2 (m/s)



Fonte: Companhia

Geração - Parques Eólicos (GWh)	3T17	3T18	Var	9M17	9M18	Var
Energia Gerada Bruta	518,6	470,2	-9,3%	1.170,8	1.188,3	1,5%
LER 2010	213,5	203,3	-4,8%	530,1	509,2	-3,9%
LEN 2011	305,2	266,9	-12,5%	640,7	679,1	6,0%

A geração bruta do complexo eólico Alto Sertão II foi 9,3% inferior no 3T18 quando comparada ao mesmo período do ano anterior (470,2 GWh no 3T18 vs. 518,6 GWh no 3T17). Nos 9M18, a geração apresentou melhora e fechou o período com um incremento de 1,5% em comparação com os 9M17 (1.188,3 GWh nos 9M18 vs. 1.170,8 GWh nos 9M17). A redução da geração no trimestre é resultado da menor velocidade dos ventos no período, que foi 13,3% inferior ao 3T17 e o incremento da geração do acumulado do ano se deve ao incremento da disponibilidade dos parques pertencentes ao complexo (de 90% em ago/17 para 97% em set/18).

DESEMPENHO FINANCEIRO

ENERGIA FATURADA

O total da energia faturada no 3T18 foi de 3.086,6 GWh, redução de 25,2% quando comparada com o 3T17 (4.128,8 GWh). Já no acumulado ano, o total de energia faturada foi de 8.948,1 GWh, queda de 15,1% em comparação com o mesmo período de 2017 (10.534,9 GWh).

A redução da energia faturada no período não se refletiu no resultado financeiro da Companhia, devido principalmente ao sucesso na implementação da estratégia comercial, onde a Companhia pôde se beneficiar de oportunidades especialmente no mercado de curto prazo para comercialização energia, reflexo esse que pode ser observado no crescimento da receita da AES Tietê Energia.

Energia Faturada (GWh)	3T17	3T18	Var	9M17	9M18	Var
Energia Faturada	4.128,8	3.086,6	-25,2%	10.534,9	8.948,1	-15,1%
Energia Contratada	3.001,0	2.821,8	-6,0%	8.270,7	8.079,6	-2,3%
Mercado Livre	2.654,7	2.461,3	-7,3%	7.670,2	7.136,7	-7,0%
Mercado Regulado	346,3	360,4	4,1%	600,4	942,9	57,0%
CCEE	1.127,7	264,9	-76,5%	2.264,3	868,5	-61,6%
Spot	23,8	293,0	1.130,7%	300,4	730,1	143,0%
MRE	1.103,9	(28,2)	-102,6%	1.963,8	138,5	-92,9%

RECEITA E MARGEM LÍQUIDA

A receita operacional líquida totalizou R\$ 564,8 milhões no 3T18, montante 22,9% superior ao registrado no 3T17 (R\$ 459,4 milhões). Já nos 9M18 a receita operacional líquida atingiu R\$ 1.456,9 milhões, valor 15,4% maior do que o reportado nos 9M17 (R\$ 1.262,0 milhões).

A margem operacional líquida (receita líquida livre de compra de energia para revenda e taxas e encargos setoriais) da AES Tietê Energia totalizou R\$ 290,9 milhões no 3T18, incremento de 27,9% quando comparada com a do 3T17 (R\$ 227,4 milhões). Esse resultado pode ser explicado principalmente por:

- (i) R\$ 45,4 milhões de incremento na margem hídrica devido principalmente ao êxito na estratégia de sazonalização que foi baseada na alocação mais forte da garantia física no terceiro trimestre para fazer frente ao GSF (-41,7% no 3T18), fazendo com que a Companhia ficasse menos exposta ao mercado *spot* quando comparado com o mesmo período do ano passado; e
- (ii) êxito na estratégia de comercialização: ganho de R\$ 18,6 milhões no terceiro trimestre, em função do aproveitamento de oportunidades comerciais de compra e venda de energia no curto prazo, resultando no incremento do volume de energia vendida do mercado *spot*.

Se a Companhia tivesse optado por seguir a curva de sazonalização utilizada pelo MRE, a margem comercial hídrica do trimestre seria menor em R\$ 64,0 milhões.

Nos 9M18, a margem operacional líquida da Companhia foi de R\$ 984,2 milhões, 18,5% superior à registrada nos 9M17 (R\$ 830,2 milhões). Resultado explicado principalmente pela contribuição de R\$ 144,0 milhões das

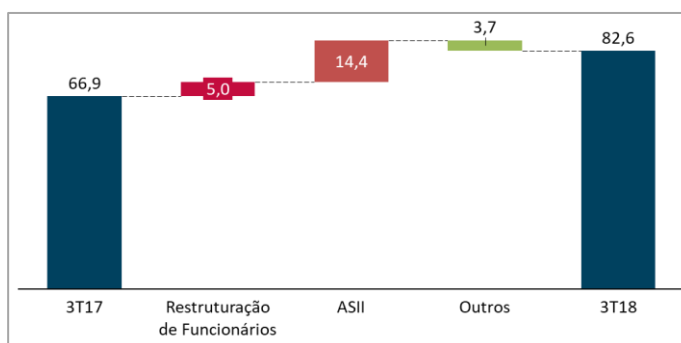
operações renováveis e redução da exposição frente ao risco hidrológico por meio das estratégias de sazonalização e de comercialização já mencionadas.

○ PMSO

A despesa com PMSO totalizou R\$ 82,6 milhões no 3T18, crescimento de 23,5% quando comparada com o 3T17 (R\$ 66,9 milhões) e em linha com as despesas do 2T18 (R\$ 80,8 milhões). As principais razões dessa variação são:

- (i) Pessoal: como parte central de sua estratégia de crescimento, a Companhia reestruturou seu quadro, focando nas áreas de inteligência de mercado e desenvolvimento de negócios. Como consequência da reestruturação e do ajuste de inflação em salários, houve um aumento de R\$ 5,0 milhões quando comparado ao 3T17;
- (ii) Materiais e Serviços de Terceiros: aumento de R\$ 7,9 milhões, principalmente devido à:
 - a. R\$ 14,4 milhões de despesa com contratos de O&M de Alto Sertão II compensado por
 - b. R\$ 8,5 milhões de despesa com aquisição de novos ativos que não se repetiram neste trimestre.
- (iii) Outras Despesas: aumento de R\$ 2,9 milhões devido ao reconhecimento de PCLD de cliente do mercado regulado no 3T17, que não se repetiu neste trimestre.

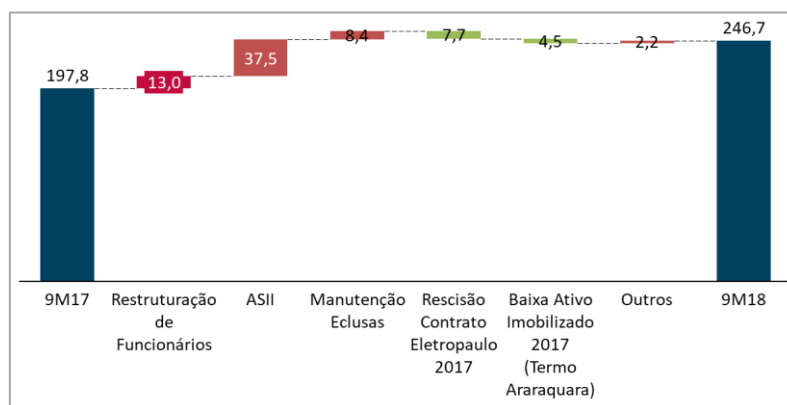
Variação do PMSO trimestral (R\$ milhões)



A despesa com PMSO totalizou R\$ 246,7 milhões nos 9M18, crescimento de 24,8% quando comparada com os 9M17 (R\$ 197,7 milhões). Esse resultado se deve, principalmente por:

- (i) Pessoal: aumento de R\$ 13,0 milhões devido à reestruturação de quadro, em linha com a estratégia de crescimento da Companhia;
- (ii) Material e Serviços: aumento de R\$ 44,8 milhões, devido principalmente à:
 - a. R\$ 37,5 milhões de despesa de O&M de Alto Sertão II; e
 - b. R\$ 8,4 milhões de despesa relativa à manutenção bianual das eclusas de usinas hidrelétricas;
- (iii) Outros: R\$ 8,8 milhões de redução em outras despesas devido a itens pontuais de gastos nos 9M17 (rescisão de contrato e baixa de ativo imobilizado).

Variação do PMSO últimos 9 meses (R\$ milhões)



EBITDA

A AES Tietê Energia registrou um Ebitda de R\$ 208,3 milhões no 3T18, valor 29,8% maior que o resultado do 3T17 (R\$ 160,5 milhões), consequência principalmente do incremento de R\$ 45,4 milhões na margem hídrica, resultado da combinação da estratégia de sazonalização e da estratégia comercial.

Nos 9M18, o Ebitda consolidado registrado foi de R\$ 737,5 milhões, valor 16,6% superior ao resultado dos 9M17 (R\$ 632,4 milhões). Esse resultado se deve, principalmente pelo crescimento via ativos eólicos e solares que contribuíram com R\$ 166,2 milhões.

RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido registrado pela Companhia no 3T18 foi uma despesa de R\$ 87,9 milhões comparado com uma despesa de R\$ 50,3 milhões registrada no 3T17. Nos 9M18, o resultado foi uma despesa de R\$ 252,8 milhões comparado com uma despesa de R\$ 113,2 milhões nos 9M17.

Resultado Financeiro (R\$ milhões)	3T17	3T18	Var	9M17	9M18	Var
Receitas Financeiras	30,6	30,4	-0,5%	69,6	87,7	26,1%
Despesas Financeiras / Variações Cambiais	(80,9)	(118,3)	46,3%	(182,8)	(340,5)	86,3%
Despesas Financeiras	(82,2)	(121,1)	47,4%	(183,4)	(356,2)	94,2%
Variações Cambiais	1,3	2,8	115,2%	0,7	15,7	2.291,9%
Resultado Financeiro	(50,3)	(87,9)	74,7%	(113,2)	(252,8)	123,4%

○ Receitas Financeiras

As receitas financeiras somaram R\$ 30,4 milhões no 3T18, praticamente em linha com a receita financeira registrada no 3T17 (R\$ 30,6 milhões). Nos 9M18, as receitas financeiras totalizaram R\$ 87,7 milhões, aumento de 26,1% quando comparado aos 9M17 (R\$ 69,6 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelo maior saldo das aplicações financeiras, considerando o saldo ativo da liminar do GSF, que apresentaram rentabilidade maior em R\$ 14,3 milhões entre os períodos.

○ Despesas Financeiras e Variações Cambiais

As despesas financeiras e variações cambiais somaram R\$ 118,3 milhões no 3T18, montante 46,3% superior aos R\$ 80,9 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 IGP-M entre os períodos, representando uma variação negativa de R\$ 21,4 milhões;
- (ii) aumento de R\$ 17,1 milhões relacionado ao encargo e atualização monetária de dívidas da Companhia; efeitos parcialmente compensados pelo
- (iii) efeito positivo da marcação à mercado relacionada à operação de *hedge* realizada para compra de equipamentos de geração solar para os parques em construção, no valor de R\$ 3,2 milhões.

Nos 9M18, as despesas e variações cambiais totalizaram R\$ 340,5 milhões, valor 86,3% superior aos R\$ 182,8 milhões dos 9M17. Tal variação é explicada principalmente por:

- (i) aumento da despesa relacionada à atualização monetária do valor provisionado referente liminar vigente da discussão judicial relacionada ao rebaixamento (GSF) de R\$ 74,1 milhões, devido ao aumento do saldo (montante principal de R\$ 445,6 milhões em setembro/17 vs. R\$ 934,3 milhões em setembro/18) e também da variação do IGP-M entre os períodos;
- (ii) aumento de R\$ 91,7 milhões relacionado ao encargo e atualização monetária de dívidas da Companhia; efeitos parcialmente compensados pelo
- (iii) impacto positivo da marcação à mercado relacionada à operação de *hedge* realizada para compra de equipamentos de geração solar para os parques em construção, no valor de R\$ 23,4 milhões.

○ LUCRO LÍQUIDO

No 3T18, a AES Tietê Energia apurou um lucro líquido consolidado de R\$ 35,4 milhões, resultado 6,8% inferior ao auferido no 3T17 (R\$ 37,9 milhões). Contribuíram para o resultado do período os seguintes fatores:

- (i) contribuição de R\$ 45,4 milhões na margem hídrica do período devido às estratégias de sazonalização e comercialização de energia;
- (ii) redução de R\$ 21,4 milhões pela atualização monetária referente ao GSF; e
- (iii) aumento de R\$ 13,7 milhões na linha de depreciação e amortização devido à adição de novos ativos ao portfólio de geração.

Nos 9M18, a Companhia apurou um lucro líquido consolidado de R\$ 183,1 milhões, resultado 28,2% inferior ao auferido nos 9M17 (R\$ 254,9 milhões). Contribuíram para o resultado do período os seguintes fatores:

- (i) resultado positivo em R\$ 96,1 milhões⁷ dos novos ativos renováveis; efeitos parcialmente compensados por
- (ii) efeito redutor de R\$ 74,1 milhões referente a atualização monetária do GSF;
- (iii) R\$ 69,2 milhões em função do aumento da dívida; e
- (iv) incremento de R\$ 65,0 milhões na linha de depreciação e amortização devido à adição de novos ativos ao portfólio de geração; efeitos parcialmente compensados pela.

○ REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

A administração da AES Tietê Energia aprovou a distribuição de R\$ 39,4 milhões como dividendos intermediários relativos ao 3T18, baseado no lucro líquido apurado no terceiro trimestre de 2018 de R\$ 35,4 milhões, e devidos ajustes. A proporção por ação a ser distribuída será de R\$ 0,02002061926 por ação ordinária e preferencial e R\$ 0,10010309630 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 08 de novembro de 2018 e as ações de emissão da Companhia passarão a ser negociadas “ex-dividendos” a partir do dia 09 de novembro 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 em 22 de novembro de 2018.

○ ENDIVIDAMENTO

Dívidas (R\$ milhões)	Montante*	Vencimento	Custo Nominal
AES Tietê Energia**	3.041,9		
4ª Emissão de Debêntures - 3ª série	341,3	dez/20	IPCA + 8,43% a.a.
5ª Emissão de Debêntures	195,7	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	340,7	abr/24	IPCA + 6,78% a.a.
7ª Emissão de Debêntures – 1ª série	517,6	fev/20	CDI + 0,52% a.a.
7ª Emissão de Debêntures – 2ª série	751,2	fev/23	CDI + 1,30% a.a.
8ª Emissão de Debêntures	194,7	mai/30	IPCA + 6,02% a.a.
AES Tietê Eólica	1.101,7		
Financiamento BNDES	667,6	dez/31	TJLP + 2,88% a.a.
Financiamento BNDES (Subcrédito Social)	4,7	dez/31	TJLP
Repasse Banco do Brasil (BNDES indireto)	254,0	dez/31	TJLP + 2,60% a.a.
1ª Emissão de Debêntures - 1ª série	90,4	dez/25	IPCA + 7,61% a.a.
1ª Emissão de Debêntures - 2ª série	84,9	dez/25	IPCA + 7,87% a.a.

* saldo contábil atualizado

** não considera arrendamento financeiro

⁷ Inclui somente resultado SPES.

Refletindo sua estratégia de crescimento por meio de otimização da sua estrutura de capital, a dívida bruta consolidada da AES Tietê Energia encerrou o 3T18 em R\$ 4.144,4 milhões, superior à posição da dívida bruta em 30 de setembro de 2017 (R\$ 3.603,9 milhões). Essa variação está associada à:

- (i) R\$ 1.250,0 milhões referentes à 7ª emissão de debêntures da AES Tietê Energia, para suportar a estratégia de investimentos; e
- (ii) R\$ 200,0 milhões referentes à 8ª emissão de debêntures da AES Tietê Energia para financiamento da construção do Complexo Solar Boa Hora; compensados parcialmente pelo
- (iii) resgate antecipado da 3ª emissão de notas promissórias da AES Tietê Energia no valor de R\$ 900,0 milhões.

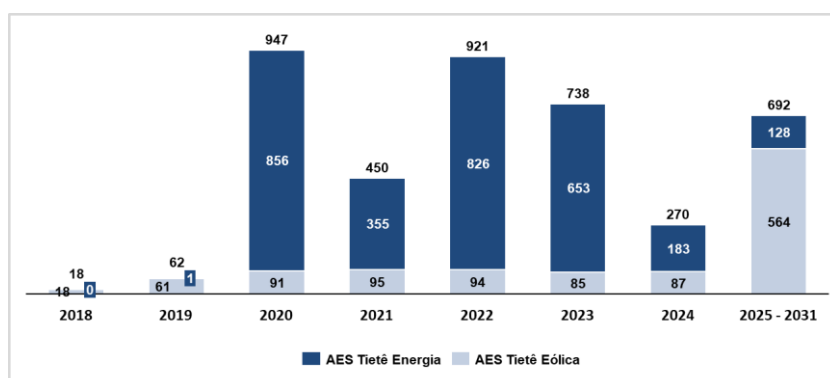
No encerramento do 3T18, as disponibilidades somavam R\$ 1.273,8 milhões, montante superior ao valor registrado no mesmo período de 2017 (R\$ 1.030,0 milhões). Tal diferença se deve, principalmente à:

- (iv) aumento de R\$ 550,0 milhões por meio da 7ª e 8ª emissão de debêntures e resgate antecipado da 3ª emissão de notas promissórias da AES Tietê Energia; e
- (v) geração de caixa operacional de R\$ 1.006,7 milhões; efeitos parcialmente compensados pelo
- (vi) investimento total no valor de R\$ 1.027,9 milhões com os Complexos Solares Ouroeste e Guaimbê, projetos em geração distribuída e manutenção das usinas hídricas; e
- (vii) R\$ 163,4 milhões de pagamento de dividendos acumulados.

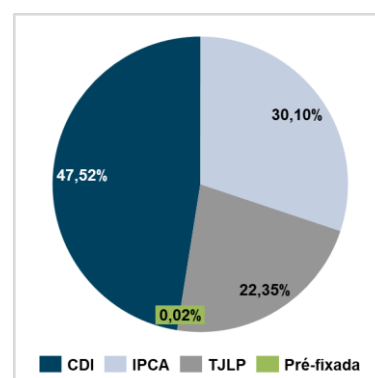
Uma visão mais detalhada é apresentada na seção de Fluxo de Caixa Gerencial. Desta forma, a dívida líquida consolidada no 3T18 era de R\$ 2.870,6 milhões, montante superior em relação à posição em 2017 (R\$ 2.574,0 milhões).

Os gráficos a seguir apresentam a composição dos indexadores do endividamento da AES Tietê 3T18, bem como o cronograma de amortização, ambos de forma consolidada.

Cronograma de amortização da dívida⁸ (R\$ milhões)



Dívida Bruta por Indexador⁹



⁸ Fluxo composto por amortização de principal.

⁹ Valores relativos ao principal.

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

	Ratings	Moodys
Escala	Nacional	Aa1
	Internacional	Ba2

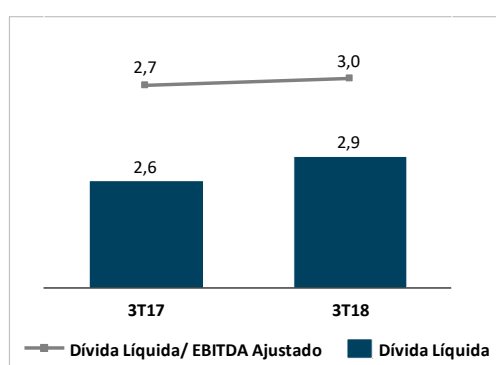
o Covenants

Desde agosto de 2017, com a aquisição de Alto Sertão II, o limite estabelecido pelas dívidas da Companhia passou de 3,5x para 3,85x durante o período de três anos. Em linha com a estratégia de crescimento da Companhia, 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 que ocorram a partir de 1º de julho de 2018, 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 1,25x para essa emissão.

O índice de alavancagem (Dívida Líquida / Ebitda Ajustado) encerrou o trimestre em 2,98x. O índice de cobertura de juros (Ebitda Ajustado / Despesas Financeiras) fechou o 3T18 em 3,0x acima do limite mínimo de 1,5x.

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

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

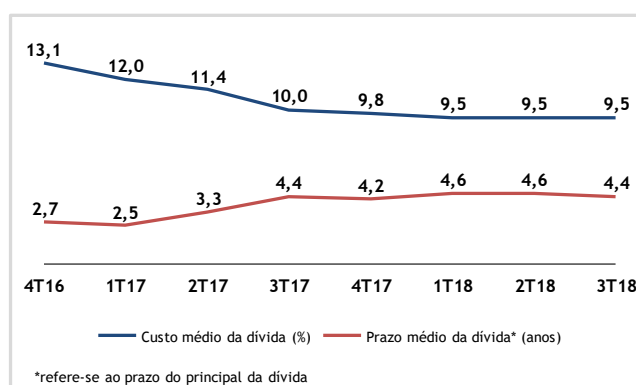


O custo médio da dívida atual da AES Tietê é de 9,5% ao ano, em comparação a 10,0% no mesmo período de 2017. Essa variação decorre, principalmente, da redução da curva de CDI durante o período.

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 4,4 anos mesmo patamar do 3T17, mas superior aos níveis históricos da Companhia, conforme ilustrado no gráfico abaixo.

Custo e prazo médio da dívida



CAPEX

Os investimentos da AES Tietê Energia somaram R\$ 115,1 milhões no 3T18, valor 562% maior que o montante investido no 3T17 (R\$ 17,4 milhões). Nos 9M18 os investimentos somaram R\$ 284,6 milhões, valor 309% maior que o montante investido nos 9M17 (R\$ 69,6 milhões). Nos 9M18 destaca-se:

- (i) R\$ 237,6 milhões para novos projetos, sendo 44% deste valor (R\$ 104,4 milhões) no 3T18 destinados à construção da primeira fase do Complexo Solar Ouroeste; e
- (ii) R\$ 32,7 milhões destinados à modernização e manutenção preventiva das usinas de Água Vermelha e Ibitinga.

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

○ FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

Ao longo do 3T18, em linha com o plano de crescimento da Companhia, tivemos um investimento total de R\$ 725,8 milhões com a aquisição do complexo solar Guaimbê e investimentos em suas controladas. Adicionalmente, apesar da melhora da margem comercial com a estratégia comercial do período, a inadimplência do setor resultou em uma redução de R\$ 132,1 milhões na Geração de Caixa Operacional. Com isso, a movimentação de Saldo de Caixa Livre foi negativa em R\$ 647,0 milhões no 3T18, uma redução maior em R\$ 175,2 milhões em relação à movimentação do 3T17.

No acumulado do ano de 2018, o fluxo de caixa livre foi positivo em R\$ 186,6 milhões, montante R\$ 571,0 milhões inferior ao registrado nos 9M17. Esse desempenho se deve:

- (i) geração de caixa operacional superior em R\$ 32,8 milhões;
- (ii) redução de R\$ 14,0 milhões com imposto de renda;
- (iii) redução de R\$ 16,7 milhões em investimento operacional; efeitos compensados pela
- (iv) redução de R\$ 403,1 milhões de montante líquido entre emissões e liquidações dos endividamentos da Companhia, entre períodos¹⁰;
- (v) maior investimento com seu plano de crescimento no montante de R\$ 208,4 milhões; e
- (vi) aumento de R\$ 54,4 milhões com despesa financeira líquida.

Como resultado dos elementos acima mencionados o saldo final de caixa consolidado deste trimestre atingiu R\$ 1.273,8 milhões no 3T18 vs. R\$ 1.030,2 milhões no 3T17.

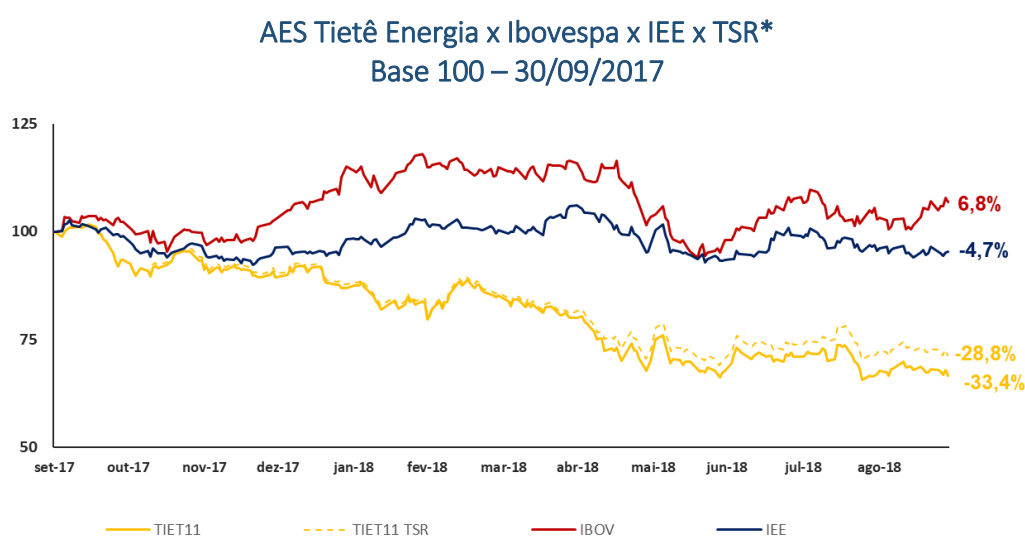
Fluxo de Caixa - R\$ milhões	3T17	3T18	Var	9M17	9M18	Var
Saldo inicial de Caixa	1.579,4	1.934,8	355,3	577,7	1.11,8	534,1
<i>Geração Operacional de Caixa</i>	223,0	90,9	(132,1)	683,3	716,1	32,8
<i>Investimentos</i>	(17,8)	(13,5)	4,3	(72,1)	(55,4)	16,7
<i>Investimentos Controladas</i>	(682,1)	(725,8)	(43,7)	(687,1)	(895,6)	(208,4)
<i>Despesas Financeiras Líquidas</i>	22,4	(0,4)	(22,8)	(37,6)	(92,0)	(54,4)
<i>Amortização Líquida</i>	(0,1)	22,8	22,9	952,9	581,2	(371,7)
<i>IR/CSLL</i>	(17,1)	(21,0)	(3,9)	(81,7)	(67,7)	14,0
Movimentação de Caixa	(471,8)	(647,0)	(175,2)	757,6	186,6	(571,0)
<i>Dividendos e JSCP</i>	(102,3)	(116,4)	(14,1)	(330,0)	(127,1)	203,0
Saldo final de Caixa Controladora	1.005,3	1.171,3	166,0	1.005,3	1.171,3	166,0
Caixa Controladas	24,9	102,5	77,6	24,9	102,5	77,6
Saldo final de Caixa Consolidado*	1.030,2	1.273,8	243,6	1.030,2	1.273,8	243,6

*Não considera caixa restrito e/ou bloqueado

¹⁰ Ao longo dos 9M17, a Companhia realizou a 6ª emissão de debêntures (R\$1.000,0 milhões) e a 3ª emissão de notas promissórias (R\$ 900,0 milhões) e liquidou a 2ª, 3ª, e 4ª (2ª série) emissões de debêntures (R\$ 946,9 milhões). Nos 9M18, a Companhia realizou a 7ª e 8ª emissões de debêntures (R\$ 1.250,0 milhões e R\$ 200,0 milhões, respectivamente) e liquidou a 3ª emissão de notas promissórias (R\$ 900,0 milhões).

MERCADO DE CAPITAIS

No 3T18, as *units* da Companhia apresentaram desvalorização de 33,4%, quando comparadas ao fechamento do 3T17, encerrando o período cotadas a R\$ 9,50. Em relação aos indicadores de mercado, no mesmo período, o IEE desvalorizou 4,7% enquanto o Ibovespa registrou alta de 6,8%, encerrando o terceiro trimestre do ano em 39.351 pontos e 79.342 pontos, respectivamente. Ao longo do terceiro trimestre de 2018, o volume médio diário negociado foi de 1.004 mil *units* frente a 1.168 mil *units* no mesmo período de 2017, representando uma queda de 14,0%. O gráfico abaixo demonstra o desempenho das *units*:



ESTRUTURA ACIONÁRIA

Em 30 de setembro 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*”)¹¹ 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.

¹¹ 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.

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 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

○ ATUALIZAÇÕES REGULATÓRIAS DO SETOR HÍDRICO

○ 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).

○ 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 Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP, deliberou em 6 de junho de 2018 pela postergação da implementação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD em etapa horária para janeiro de 2020.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - 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 Sistema Interligado Nacional - 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 Conselho Nacional de Política Energética – 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.

- 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 Mecanismo de Realocação de Energia – 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, 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 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, consequentemente, 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 – STJ 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 correspondentes 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 30 de setembro de 2018 a Companhia acumula um saldo de R\$ 934,3 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. O Projeto de Lei (PL) 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. 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 (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

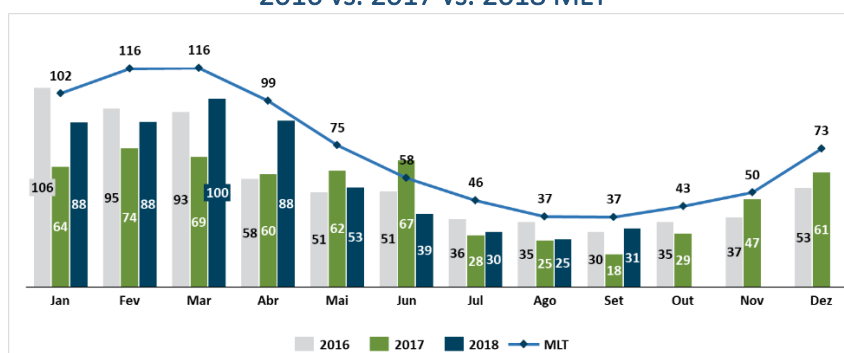
Principais dados setoriais	3T17	3T18
ENA (% MLT)	60,1	71,8
Reservatório inicial (%)	42,4	41,8
Reservatório final (%)	22,8	27,2
Despacho térmico médio (GWm)	12,9	12,5
Carga média (GWm)	63,2	64,6
Rebaixamento Energia Secundária no MRE (%)	-38,2	-41,7
PLD SE/CO (R\$/MWh)	435,27	494,61

Fonte: ONS

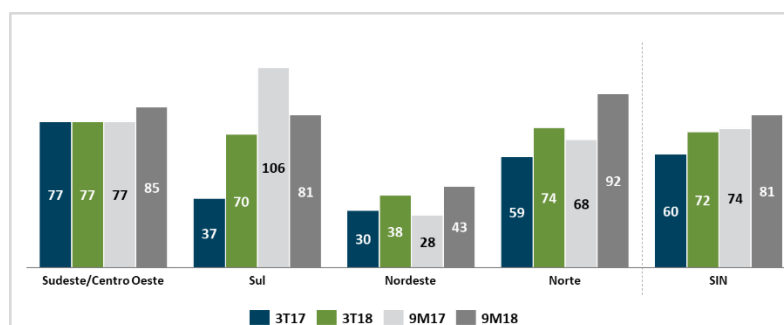
Devido à baixa afluência verificada neste trimestre, o despacho térmico ficou acima de 12 GWm, com o PLD atingindo o teto regulatório em julho/18 e agosto/18 (R\$ 505,18/MWh). A piora do cenário hídrico contribuiu para um maior rebaixamento verificado, comparado ao 3T17.

ENERGIA NATURAL AFLUENTE NO SIN

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



Energia Natural Afluyente nos Submercados - % MLT

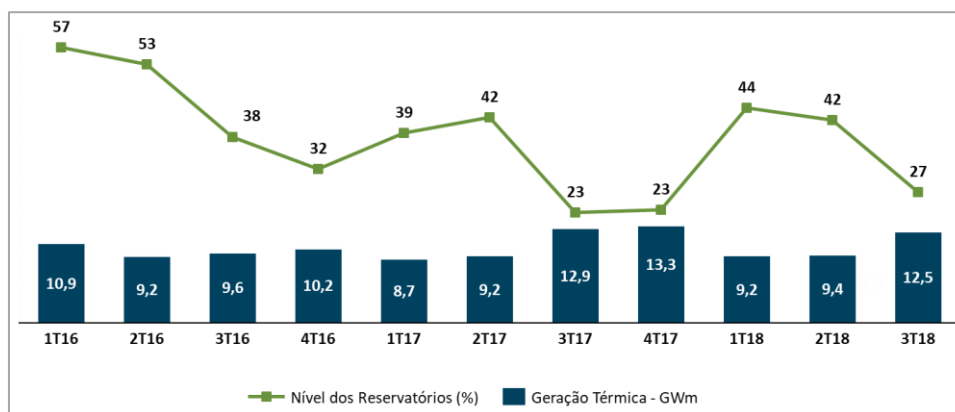


Fonte: ONS

○ GERAÇÃO TÉRMICA

Média da Geração Térmica do SIN

Nível dos Reservatórios - %



Fonte: ONS

O gráfico a seguir mostra um comparativo entre o despacho térmico dentro e fora da ordem de mérito registrado para o SIN desde janeiro de 2015 até setembro 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.

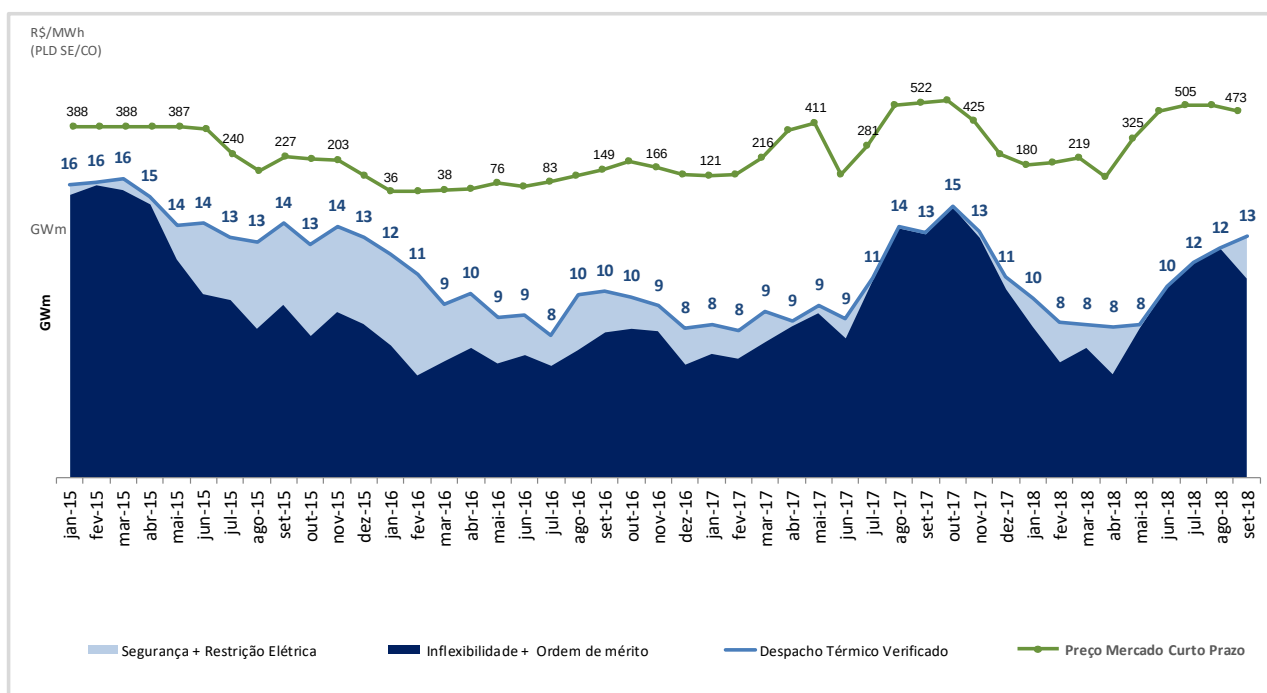
O motivo do elevado despacho fora da ordem de mérito neste período estava associado a uma prática mais conservadora por parte do ONS. Objetivando assegurar a recuperação dos níveis dos reservatórios para o período seco, que é registrado durante os meses de maio até novembro para os submercados SE/CO,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

Em setembro/18, dadas as condições energéticas do SIN, o CMSE autorizou o despacho por segurança energética, totalizando aproximadamente 2,3 GWm de geração térmica verificada.

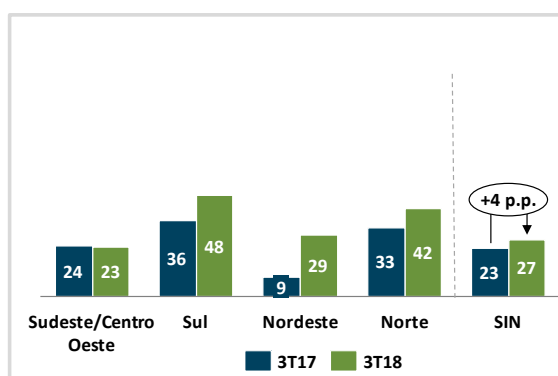
Despacho térmico fora da ordem de mérito (GWm) x PLD SE/CO (R\$/MWh)



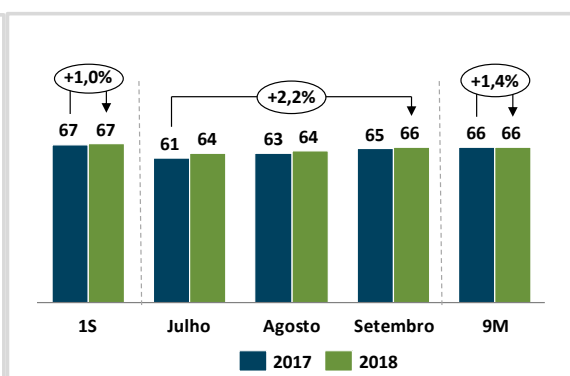
Fonte: ONS.

NÍVEL DOS RESERVATÓRIOS E CARGA DO SIN

Nível dos Reservatórios no SIN (%)



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.

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.

Registramos um acidente com afastamento (LTI) com colaborador próprio e três acidentes sem afastamento (recordable) com colaboradores contratados no 3T18. 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	3T17	3T18	9M17	9M18
Registrar taxa zero de LTI* para acidentes com afastamento, em 2018	<i>LTI Rate* - próprios</i>	0	0,78	0	0,26
	<i>LTI Rate* - contratados</i>	0	0	0,22	0
Registrar taxa de acidentes <i>Recordable</i> abaixo de 0,64, em 2018	<i>Recordable Rate* - próprios</i>	0	0,78	0	0,26
	<i>Recordable Rate* - contratados</i>	2,02	0,92	0,22	0,43
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 as emissões de gases de efeito estufa, não houve redução nas emissões no 3T18 e nos 9M18 devido ao aumento no consumo próprio de energia das usinas quando comparado com o mesmo período do ano passado.

Metas	Indicadores	3T17	3T18	9M17	9M18
Reduzir em 500 MWh o consumo próprio de energia elétrica proveniente dos alimentadores do SIN, em 2018	MWh de consumo próprio de energia elétrica*	1.713	3.788	4.673	6.807

*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 setembro 2018 não foi publicado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, portanto, utilizou-se a média dos fatores dos meses julho e agosto de 2018 para o cálculo de emissão de gases de efeito estufa.

o COLABORADORES

A AES Tietê 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 final do 3T18 a Companhia possuía 440 colaboradores vs. 409 no 3T17.

o COMUNIDADE

No 3T18 os projetos culturais, educacionais e de geração 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 Ibatinga.
- **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 Ibatinga. 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
- **Vida de Criança** – realização de quatro oficinas de linguagem fotográfica para 30 alunos de escolas públicas em São José do Rio Pardo.

- **Impulso Empreendedor Promissão** – projeto de fortalecimento da gestão da maior cooperativa de agricultores familiares da região de Promissão – COOPREN, que congrega 26 associações com cerca de 1700 famílias. No período, foram realizadas oficinas de planejamento estratégico com o núcleo gestor da cooperativa.
- **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.
- **Edital para Conselhos da Criança e do Adolescente e Conselhos de Idosos** – a edição do edital deste ano para seleção de projetos que fortalecem a rede de proteção de direitos de criança e adolescente e dos idosos recebeu 56 propostas de 15 municípios em nossa área de influência. Tais iniciativas serão avaliadas e as selecionadas, para receber o aporte, serão divulgadas em dezembro.
- **Projeto Pulsar**: A AES Tietê em parceria com a Impact Hub e o Centro Paula Souza realizam o projeto Pulsar no interior de São Paulo, que visa estimular a cultura empreendedora entre estudantes de 14 a 18 anos de Escolas Técnicas Estaduais (ETECs). Entre as cidades contempladas pelo projeto em 2018 estão Mogi Mirim, Mogi Guaçu, Lins, Bauru e Novo Horizonte. Em setembro, mais de 300 alunos se inscreveram para participar do Pulsar e as oficinas tiveram início em todas as ETECs. Os alunos estão em fase de idealização de seus projetos, ampliando seus conhecimentos sobre empreendedorismo e energia.

ANEXOS

DADOS CONSOLIDADOS

Balanço Patrimonial (R\$ milhões)	30/09/2018	31/12/2017
Ativo Total	7.767,3	6.817,9
Ativo Circulante	1.818,8	1.578,6
Caixa e equivalentes de caixa	54,8	134,6
Investimentos de curto prazo	1.219,0	1.069,9
Contas a receber de clientes	404,5	313,0
Tributos e contribuições sociais	87,3	32,7
Conta de ressarcimento	0,0	0,2
Outros créditos	23,5	6,7
Cauções e depósitos vinculados	29,5	7,6
Instrumentos financeiros derivativos	0,2	14,0
Ativo Não Circulante	5.948,5	5.239,3
Contas a receber de clientes	13,1	13,1
Conta de ressarcimento	2,4	1,3
Outros tributos compensáveis	0,2	0,5
Tributos e contribuições sociais diferidos	5,3	1,6
Tributos a recuperar	127,9	140,9
Cauções e depósitos vinculados	189,1	213,6
Instrumentos financeiros derivativos	0,0	0,1
Outros créditos	2,0	1,9
Imobilizado	5.392,9	4.722,1
Intangível	215,5	144,2

Balanço Patrimonial (R\$ milhões)	30/09/2018	31/12/2017
Passivo Total e Patrimônio Líquido	7.767,3	6.817,9
Passivo Circulante	1.648,2	1.996,3
Fornecedores	1.151,6	843,1
Empréstimos, financiamentos e debêntures	139,5	1.014,4
Conta de ressarcimento	11,2	26,5
Imposto de renda e contribuição social a pagar	103,7	34,7
Outros tributos a pagar	13,1	9,8
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	104,7	11,6
Obrigações sociais e trabalhistas	25,3	23,3
Provisões para processos judiciais e outros	41,2	3,1
Instrumentos financeiros derivativos	3,9	0,0
Encargos setoriais	13,7	20,4
Outras Obrigações	40,3	9,5
Passivo Não Circulante	4.599,0	3.263,9
Empréstimos, financiamentos e debêntures	4.004,9	2.575,2
Conta de ressarcimento	20,8	22,2
Tributos e contribuições sociais diferidos	388,9	409,4
Obrigações com entidade de previdência privada	5,5	4,0
Obrigações sociais e trabalhistas	0,8	0,3
Provisões para processos judiciais e outros	91,9	134,4
Encargos setoriais	12,8	8,5
Contas a pagar de partes relacionadas	4,3	0,0
Outras obrigações	69,2	109,9
Patrimônio Líquido	1.520,0	1.557,7
Capital Social	416,6	416,6
Reserva de Capital	199,0	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	0,0	47,7
Ajustes de avaliação patrimonial	758,3	801,7
Outros Resultados Abrangentes	0,0	(0,1)
Ações em tesouraria	0,3	1,4
Lucros acumulados	54,1	0,0

Demonstração dos Resultados (R\$ milhões)	3T18	3T17	Var (%)	9M18	9M17	Var (%)
Receita Operacional Líquida	564,8	459,4	22,9%	1.456,9	1.262,0	15,4%
Custos e Despesas Operacionais	(425,9)	(354,5)	20,1%	(918,3)	(763,4)	20,3%
Compra de Energia Elétrica	(224,3)	(183,3)	22,4%	(325,7)	(294,7)	10,5%
Encargos de Uso de Transmissão e Conexão	(38,3)	(33,2)	15,5%	(110,6)	(92,4)	19,6%
Taxa de Fiscalização	(1,9)	(1,7)	14,9%	(5,8)	(5,1)	14,8%
CFURH	(9,4)	(13,9)	-32,4%	(30,6)	(39,6)	-22,7%
Pessoal	(30,8)	(25,8)	19,2%	(95,6)	(82,7)	15,6%
Entidade de Previdência Privada	(1,1)	(1,0)	4,7%	(3,2)	(3,2)	2,4%
Material	2,6	(2,6)	-197,5%	(11,6)	(9,1)	27,3%
Serviços de Terceiros	(46,6)	(33,5)	39,1%	(114,0)	(71,8)	58,9%
Depreciação e Amortização	(69,3)	(55,6)	24,6%	(198,9)	(133,9)	48,6%
Provisões Operacionais	(0,2)	1,7	-111,0%	1,1	(3,9)	-128,0%
Outras despesas (Receitas) Operacionais	(6,5)	(5,6)	17,5%	(23,3)	(27,1)	-14,0%
Lucro Bruto	139,0	104,9	32,5%	538,5	498,5	8,0%
EBITDA	208,3	160,5	29,8%	737,5	632,4	16,6%
Amortização de intangível e mais valia gerado em aquisições	(1,0)	0,0	0,0%	(3,0)	0,0	0,0%
Receita (Despesa) Financeira	(87,9)	(50,3)	74,7%	(252,8)	(113,2)	123,4%
Receitas Financeiras	30,4	30,6	-0,5%	87,7	69,6	26,1%
Despesas Financeiras	(121,1)	(82,2)	47,4%	(356,2)	(183,4)	94,2%
Variações Cambiais	2,8	1,3	1,2	15,7	0,7	22,9
Resultado Antes dos Tributos	50,1	54,5	-8,2%	282,7	385,4	-26,6%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(17,3)	(14,8)	16,7%	(105,8)	(97,1)	8,9%
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	2,6	(1,8)	-246,8%	6,2	(33,3)	-118,5%
Lucro Líquido	35,4	37,9	-6,8%	183,1	254,9	-28,2%

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.

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.

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.

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.

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 afliências.

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

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

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

UHEs (Usina Hidrelétrica de Energia) - Empreendimentos hidrelétricos com capacidade instalada superior a 30 MW e/ou com área total de reservatório superior a 3,0 km².

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