

COMO PARTE DA ESTRATÉGIA DE CRESCIMENTO E DIVERSIFICAÇÃO DE PORTFÓLIO, A AES TIETÊ ENERGIA CELEBRA ACORDO DE AQUISIÇÃO DO PARQUE EÓLICO ALTO SERTÃO II

Comentários do Sr. Francisco Morandi

Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores

Em abril de 2017 demos mais um grande passo alinhado à nossa estratégia de crescimento e criação de valor para os nossos acionistas de, até 2020, compor 50% do EBITDA da Companhia com fontes não hidráulicas com contratos regulados de compra e venda de energia elétrica de longo prazo. Como parte desta estratégia centrada na diversificação do nosso portfólio, com o objetivo de reduzir a nossa dependência à hidrologia e de trazer contratos de longo prazo ao nosso portfólio, celebramos com a Renova Energia S.A. um contrato para a compra e venda da totalidade das ações da Nova Energia Holding S.A., detentora, por meio da Renova Eólica Participações S.A., do Complexo Eólico Alto Sertão II. O Complexo está localizado no Estado da Bahia e possui capacidade instalada total de 386,1 MW e energia contratada por 20 anos, cujos contratos expiram em 2033 e 2035.

Ainda com o direcionamento da redução do risco hidrológico, considerando a expectativa do GSF para 2017, tomamos a decisão, desde o ano passado, de desconectar parte da nossa energia, em especial com contratos regulados, com o objetivo de reduzir uma eventual exposição ao mercado *spot*. Com isso, reduzimos o nosso nível de contratação de 2017 de 88% para 83%. Assim, o nosso nível de contratação está em 83%, 76%, 50%, 37%, e 14% para os anos de 2017, 2018, 2019, 2020 e 2021 respectivamente

Quanto às condições hidrológicas do trimestre, o nível dos reservatórios do SIN apresentou queda de 17,6 p.p. (56,8% em março de 2016 vs. 39,2% em março de 2017). Essa queda foi influenciada pelo menor nível de afluência no SIN que totalizou 67,1% da MLT no 1T17, inferior em 30,3 p.p. em relação à afluência média do 1T16 (97,4%). Mesmo com o cenário desafiador, o primeiro trimestre foi marcado pelo saldo positivo de energia produzida no MRE, denominado energia secundária, de 10,0%.

No âmbito dos resultados econômico-financeiro, este trimestre a nossa receita bruta teve um crescimento de 5,3%, direcionado principalmente pela venda de energia no mercado *spot*, em função da diferença de sazonalização entre os períodos. Os custos e despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, tiveram uma redução expressiva de 29,4% na comparação com o 1T16, principalmente em função do menor custo com compra de energia, influenciado pela energia secundária averiguada, conforme descrito anteriormente, o que fez com que não houvesse a necessidade de compra no mercado de curto de prazo.

Pelos fatores expostos acima, registramos um EBITDA positivo de R\$ 259,0 milhões (com margem de 64,2%) aumento de 44,6% quando comparado ao EBITDA de R\$ 179,1 milhões (com margem 46,7%) registrado no 1T16.

O lucro líquido totalizou R\$ 126,0 milhões no 1T17, resultado 69,2% superior ao obtido no 1T16 (R\$ 74,5 milhões). Com base neste lucro auferido, foi aprovada a distribuição de R\$ 133,3 milhões de dividendos intermediários, correspondentes a 106% do lucro líquido do trimestre.

Por fim, como destacado ao longo dos últimos períodos, continuamos trabalhando no crescimento das nossas operações por meio de novas energias/tecnologias, como geração eólica e solar, geração distribuída e armazenamento de energia via baterias. Adicionalmente, trabalhamos na atualização da nossa plataforma comercial, considerando a nova dinâmica comercial do mercado de energia, que está centrada no cliente e no desenvolvimento de tecnologia e soluções eletro-energéticas integradas. Ao longo do ano de 2017 serão apresentados os avanços nas frentes de crescimento e diversificação e na plataforma comercial integrada.

RESULTADOS

1T17

Teleconferência de resultados

08.05.2017
10h00 (BRT) e 09h00 (EST)

Código: AES Tietê

Conexão:

- Brasil: +55 11 3193 1001

+55 11 2820 4001

- EUA: +1 888 700 0802

Slides da apresentação e áudio estarão disponíveis em:
ri.aestiete.com.br

Índice

DESTAQUES	2
CONTEXTO SETORIAL	3
PERFIL	7
DESEMPENHO DO SETOR	9
EFICIÊNCIA OPERACIONAL E COMERCIAL	13
DESEMPENHO FINANCEIRO	18
REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS	25
DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL	31
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIOS	33
GOVERNANÇA CORPORATIVA	37
ANEXOS / GLOSSÁRIO	40

AES Tietê Energia S.A. - R\$ milhões	1T16	1T17	Var (%)
Receita Bruta	432,8	455,8	5,3%
Receita Líquida	383,2	403,2	5,2%
Custos e Despesas Operacionais ¹	204,1	144,2	-29,4%
EBITDA	179,1	259,0	44,6%
Margem EBITDA - %	46,7%	64,2%	17,5 p.p.
Lucro Líquido	74,5	126,0	69,2%
Margem Líquida - %	19,4%	31,3%	11,9 p.p.
Patrimônio Líquido	2.093,0	1.705,8	-18,5%
Dívida Líquida	688,3	742,9	7,9%
Geração de caixa operacional	330,5	241,8	-26,8%

¹ não inclui depreciação

Índices	1T16	1T17	Var (%)
Lucro Líq ¹ / PL	0,3x	0,2x	-0,1 p.p.
Dívida Líquida / PL	0,3x	0,4x	0,1 p.p.
Dívida Líquida / EBITDA ajustado ^{1,2}	0,6x	0,8x	0,2 p.p.
EBITDA ajustado ^{1,2} / Desp.Financ. Ajustado	5,3x	4,6x	-0,7 p.p.

¹ últimos 12 meses

² relacionada ao serviço da dívida

Dados Operacionais	1T16	1T17	Var (%)
Energia Gerada - GWh	3.660,8	3.122,3	-14,7%
Preço Médio Contratação ³ (R\$/MWh)	143,5	154,5	7,7%
Investimentos - R\$ milhões	21,5	22,0	2,2%
Colaboradores próprios	350	394	12,6%

³ Contratos do Mercado Livre e Regulado

TIET11: R\$ 13.39 (05/05/2017)

VALOR DE MERCADO: R\$ 5.105 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 1.607 milhões

São Paulo, 05 de maio de 2017 - AES Tietê Energia S.A. ("Companhia" ou "AES Tietê Energia") (BOVESPA: TIET3, TIET4 e TIET11) anunciou hoje os resultados referentes ao 1º trimestre de 2017 ("1T17"). As informações operacionais e financeiras da Companhia, exceto quando indicadas de outra forma, são apresentadas com base em números da Controladora e em milhões de reais, de acordo com a legislação societária.

DESTAQUES 1T17

Hidrologia

- Afluência do SIN no 1T17 de 67,1% da MLT¹ (vs. 97,4% no 1T16) e de 69,2% da MLT na região SE/CO no 1T17 vs. 103,7% da MLT no 1T16;
- Nível dos reservatórios do SIN encerrou o 1T17 em 39,2%, inferior em 17,6 p.p. ao 1T16 (56,8%); e
- Energia secundária de 10,0% no MRE no 1T17 vs. rebaixamento médio de 12,5% no 1T16.

Regulatório

- Ressarcimento aos geradores participantes do MRE pelo deslocamento hidrelétrico resultante da Geração Fora da ordem de Mérito - PLDx definido à R\$ 108,07/MWh.

Operacional

- Volume de energia gerada pelas usinas da AES Tietê Energia de 3.122,3 GWh no 1T17, 14,7% inferior ao mesmo período de 2016 (3.660,8 GWh); e
- Nível dos reservatórios da Companhia encerrou o 1T17 em 82,5%, inferior em 14,3 p.p. ao 1T16 (96,8%).

Comercial

- Preço *spot* do submercado SE/CO encerrou o 1T17 em R\$ 156,26/MWh, um aumento em R\$ 121,57 em relação ao 1T16 (R\$ 34,69/MWh); e
- Portfólio de energia contratada totalizou 83%, 76%, 50%, 37% e 14% da energia disponível da Companhia para os anos de 2017, 2018, 2019, 2020 e 2021, respectivamente.

Financeiro

- Receita líquida de R\$ 403,2 milhões no 1T17, 5,2% superior ao 1T16 (R\$ 383,2 milhões);
- Custos e despesas operacionais, excluindo depreciação, totalizaram R\$ 144,2 milhões no 1T17, 29,4% inferiores aos R\$ 204,1 milhões registrados no 1T16;
- PMSO reportado totalizou R\$ 55,9 milhões no 1T17, um aumento de 8,7% vs. 1T16 (R\$ 51,4 milhões);
- EBITDA de R\$ 259,0 milhões no 1T17 vs. R\$ 179,1 milhões no 1T16;
- Lucro líquido de R\$ 126,0 milhões no 1T17 vs. R\$ 74,5 milhões no 1T16; e
- Distribuição de R\$ 133,3 milhões de dividendos no 1T17 - *Dividend yield*² de 2,3% e *Payout* de 106%.

Expansão Portfólio

- Celebração do acordo de aquisição do Complexo Eólico Alto Sertão II, localizado no Estado da Bahia, com capacidade instalada de 386,1 MW, e energia contratada por 20 anos, por R\$ 600 milhões, com assunção de dívida de R\$ 1.150 milhões, com conclusão da operação³ prevista para o 3T17, contribuindo com a estratégia de diversificação e crescimento da Companhia.

¹ Média de longo termo

² Considera o preço médio ponderado das units da Companhia no 1T17

³ O fechamento da operação estará sujeito, ainda, ao cumprimento de condições precedentes comuns para este tipo de operação, inclusive a obtenção da aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica ("CADE")

CONTEXTO SETORIAL

GERAÇÃO HIDRELÉTRICA NO BRASIL

A energia produzida pelas geradoras no Brasil é destinada ao Sistema Interligado Nacional (“SIN”), que é formado por usinas geradoras das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e de parte da região Norte do país. As atividades de coordenação e controle da operação são executadas pelo ONS, que procura manejar o estoque de energia de forma a garantir a segurança em todo o país.

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

De acordo com as regras do Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”), o volume total da energia gerada através do SIN é alocada para cada usina participante desse mecanismo de forma proporcional aos seus respectivos níveis de garantia física⁴ (“energia assegurada”). Essa alocação busca garantir que todas as usinas participantes do MRE atinjam seus níveis de energia assegurada, independentemente da produção real. Se, após essa alocação, todos os participantes do MRE atingirem suas respectivas garantias físicas e ainda houver saldo de energia produzida, o adicional da geração, denominado “Energia Secundária”, é alocado proporcionalmente entre os geradores. Se, após o rateio da energia secundária, todos os geradores atingirem as suas energias asseguradas, o remanescente poderá ser liquidado no mercado de curto prazo ao Preço de Liquidação das Diferenças (“PLD”).

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

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

Adicionalmente, as usinas despachadas pelo ONS estão sujeitas à aplicação do Mecanismo de Redução de Garantia Física (“MRA”). O MRA verifica se as usinas participantes do MRE cumpriram ou não os requisitos de disponibilidade estabelecidos. Estes cálculos são feitos considerando os parâmetros de interrupções programadas e forçadas, verificados em relação aos parâmetros de referência da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”). Caso sejam descumpridos os requisitos de disponibilidade pelas usinas, a garantia física é ajustada, podendo gerar exposições ao mercado de energia de curto prazo.

Os efeitos do MRA, de alocações do MRE e da redução do GSF ou da energia secundária são calculados e contabilizados por meio da CCEE.

⁴ A garantia física, calculada pela Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”) e pela ANEEL para cada usina hidrelétrica, é a quantidade de energia que uma usina é permitida a comercializar.

COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

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

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

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

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

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

REGULAÇÃO

Revisão da Garantia Física dos Empreendimentos Hidrelétricos

A determinação da garantia física é de fundamental importância para os agentes do setor elétrico.

De acordo com o Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, no artigo 2º, § 2º, a garantia física de um empreendimento de geração, definida pelo Ministério de Minas e Energia (“MME”) e constante do contrato de concessão ou ato de autorização, corresponderá às quantidades máximas de energia associadas ao empreendimento, que poderão ser utilizadas para comercialização.

Por sua vez, o artigo 4º, § 1º do mesmo Decreto, determina que o MME, mediante critérios de garantia de suprimento propostos pelo Conselho Nacional de Política Energética (“CNPE”), disciplina a forma de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração, a ser efetuado pela Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”), por meio de critérios gerais de garantia de suprimento.

À luz dos referidos dispositivos, a Portaria MME nº 303, de 18 de novembro de 2004, definiu a metodologia de cálculo das garantias físicas dos empreendimentos de geração de energia elétrica e estabeleceu no § 2º do seu artigo 1º, que os montantes das garantias físicas dos empreendimentos de geração hidrelétrica, exceto Itaipu Binacional, corresponderiam aos vigentes na data de sua publicação, e seriam assim mantidos até 31 de dezembro de 2014.

No entanto, em 30 de dezembro de 2014, foi publicada a Portaria MME nº 681 na qual o MME determinou que as garantias físicas de usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente no SIN, inclusive Itaipu, permaneceriam válidas até 31 de dezembro de 2015. Essa portaria também estabeleceu a criação de grupos de trabalho formados por representantes do MME, por agências reguladoras do Poder Executivo e por instituições representativas do Setor Elétrico, com o objetivo de discutir a metodologia e os modelos necessários à revisão ordinária das garantias físicas dessas usinas.

Em 17 de novembro de 2015, foi publicada a Portaria MME nº 544/2015, na qual a nova metodologia de cálculo de garantia física de UHEs foi submetida à Consulta Pública com prazo para contribuição até 24 de janeiro de 2016. Não foram publicados os resultados desta Consulta Pública. Quanto aos valores de garantia física, o MME publicou Portaria nº 537/2015 definindo que os valores, até então vigentes, permaneceriam válidos até 31 de dezembro de 2016.

Em 28 de dezembro de 2016, o MME publicou Portaria nº 714/2016 determinando que os atuais valores de garantia física serão válidos até 31 de dezembro de 2017.

Em relação à determinação da garantia física vigente para os geradores em 2018, em 17 de novembro de 2016, foi aberta uma nova Consulta Pública a respeito da metodologia e os valores revistos de garantia física das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente.

Em 04 de maio de 2017 a ANEEL publicou a Portaria 178/2017 com a definição dos valores de garantia física de acordo com a revisão ordinária que entrará em vigência a partir de 01 de janeiro de 2018. O novo montante de garantia física, convencional e incentivada, das usinas hidrelétricas da AES Tietê Energia sofreu uma redução de 2,4% (31,1MWh) em linha com a revisão do restante dos geradores do MRE que foi de 2,3%.

Vale ressaltar, que de acordo com o Decreto 2.655/1998, as revisões ordinárias de garantia física de usinas hidrelétricas devem ocorrer a cada 5 anos ou em decorrência de fato relevante. As referidas revisões não poderão implicar redução superior a 5% do valor estabelecido na última revisão, limitadas as reduções, em seu todo, a 10% do valor de base, constante do respectivo contrato de concessão, durante a vigência deste.

Revisão dos Critérios de Usinas Incentivadas

A Resolução Normativa 745 de 22 de novembro de 2016, estabeleceu novos critérios para determinação do desconto aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição ("TUSD"). Nesta revisão foi estabelecido que empreendimentos hidrelétricos de potência superior a 5 MW e igual ou inferior a 50 MW passaram a ser consideradas elegíveis ao recebimento do desconto de 50% na tarifa TUSD, características nas quais se enquadram a usina hidrelétrica de Limoeiro.

A partir de janeiro de 2017 a energia da referida usina passou então a ser negociada no âmbito de energia incentivada com o desconto mencionado.

Limites máximo e mínimo do PLD - Resolução Homologatória nº 2190/2016

Anualmente, no mês de dezembro, a Aneel estabelece os limites máximos e mínimos do PLD que vigorarão durante o ano seguinte. O PLD máximo é calculado com base no Custo Variável Unitário ("CVU") mais elevado de uma Usina Termelétrica a gás natural em operação comercial, contratada por meio de CCEAR. Para o cálculo do PLD mínimo, consideram-se as estimativas de custos de geração da UHE Itaipu, os custos necessários para manter e operar os empreendimentos hidrelétricos, os encargos e a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídrico⁵ ("CFURH").

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

⁵ Percentual pago pelas concessionárias que busca ressarcir financeiramente os municípios e Estados atingidos pela água dos reservatórios das hidrelétricas. O cálculo leva em consideração 7,00% do valor de energia produzida. O total a ser pago é calculado segundo a fórmula padrão: 7,00% x energia gerada no mês x Tarifa Atualizada de Referência ("TAR"). A TAR é definida anualmente por meio de Resolução Homologatória da ANEEL.

Mudanças no cálculo do PLD

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

A Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (“CPAMP”), em reunião realizada em 18 de outubro de 2016, aprovou a utilização de patamar único para a representação do custo de déficit (“custo da falta de energia”) e de novos parâmetros do Valor Condicionado a um Dado Risco (“CVaR”), a serem aplicados no planejamento da operação e na formação de preço. Tais alterações implicam no aumento da aversão ao risco representada nos modelos computacionais. A depender da hidrologia, da revisão dos parâmetros nos modelos e da evolução e projeção da carga do SIN, o valor do PLD poderá ser afetado, especialmente no curto e no médio prazo.

Em fevereiro de 2017 o MME determinou que um determinado parâmetro do CVaR fosse atualizado, com efeito a partir da primeira semana operativa de maio de 2017, porém para efeitos de planejamento da expansão, o parâmetro foi adotado imediatamente. A alteração do parâmetro lambda do CVaR de 25 para 40 está associada ao maior grau de aversão a risco que se deseja adotar.

Na visão da Companhia, tal adequação é importante para que o PLD reflita, com maior precisão, a realidade das condições operativas do SIN, permitindo a incorporação dos custos dos cenários críticos no cálculo da formação de preços, aumentando o preço *spot* e reduzindo os impactos do GSF nos meses em que a Companhia estiver mais exposta ao mercado *spot*. Adicionalmente, espera-se que o aumento na aversão a risco deverá aumentar o despacho térmico, diminuindo a necessidade de despacho por segurança energética que ocorre hoje.

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

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

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

As recentes liminares obtidas por agentes do setor elétrico limitaram ou neutralizaram o impacto do deslocamento hidrelétrico para algumas usinas pertencentes ao MRE. A Associação dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (“APINE”) obteve, em 1º de junho de 2015, liminar favorável a todas as geradoras hidrelétricas abarcadas pela associação, entre elas a AES Tietê Energia, que impede que tal deslocamento hidrelétrico seja alocado aos geradores detentores da liminar nas próximas liquidações.

Até 31 de março de 2017, o montante total do provisionamento da Companhia atualizado referente à liminar obtida na discussão do GSF em favor da Companhia foi de R\$ 345,6 milhões (R\$ 317,8 milhões de principal e R\$ 27,9 milhões referente à atualização monetária por IGP-M).

Repactuação do GSF

O regulador apresentou duas propostas para a repactuação do risco hidrológico: uma para o ACR e outra para o ACL. Apesar da Companhia se enquadrar na proposta do ACL, ela decidiu por não aderir à mesma, uma vez que não fazia sentido econômico. A proposta para o ACL apresentada pelo regulador não estava condizente com o estabelecido na Lei 13.203/2015, o que tornou tal proposta sem qualquer adesão por parte dos geradores com contratos exclusivamente no ACL.

Foi questionada à ANEEL a possibilidade de a Companhia aderir à proposta do ACR, considerando a sua participação no Leilão A-1, em dezembro de 2015, com suprimento de energia a partir de janeiro de 2016. Entretanto, a ANEEL considerou que a Companhia não seria elegível, pois o contrato vendido no referido leilão se iniciou em 2016, o que não assegurava o ressarcimento dos impactos do risco hidrológico referentes ao ano de 2015.

Foi reaberta a Audiência Pública para regulamentar o art. 2º da Lei 13.203/2015, que trata do custo do deslocamento de geração hidrelétrica decorrente de geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito e importação de energia elétrica. Na proposta da ANEEL, o custo do deslocamento (“PLDx”) deve corresponder ao custo de oportunidade que o gerador obterá com a geração decorrente de um armazenamento compulsório de água que ocorrerá no mesmo instante do deslocamento.

Na contribuição da Audiência Pública, a maioria dos geradores do MRE e de suas associações de classe - APINE e Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica (“ABRAGE”) - argumentaram que o PLDx seria da ordem de R\$ 70/MWh, valor este baseado no valor da margem líquida da energia considerada para o cálculo da extensão da concessão para os geradores que repactuaram o risco hidrológico no ACR. O prazo para contribuições da Audiência Pública se encerrou em 6 de fevereiro.

Como resultado da Audiência Pública foi determinado:

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

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

PERFIL

A AES Tietê Energia, uma geradora do grupo AES Brasil, é uma Companhia de capital aberto com ações listadas na BM&FBovespa 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.

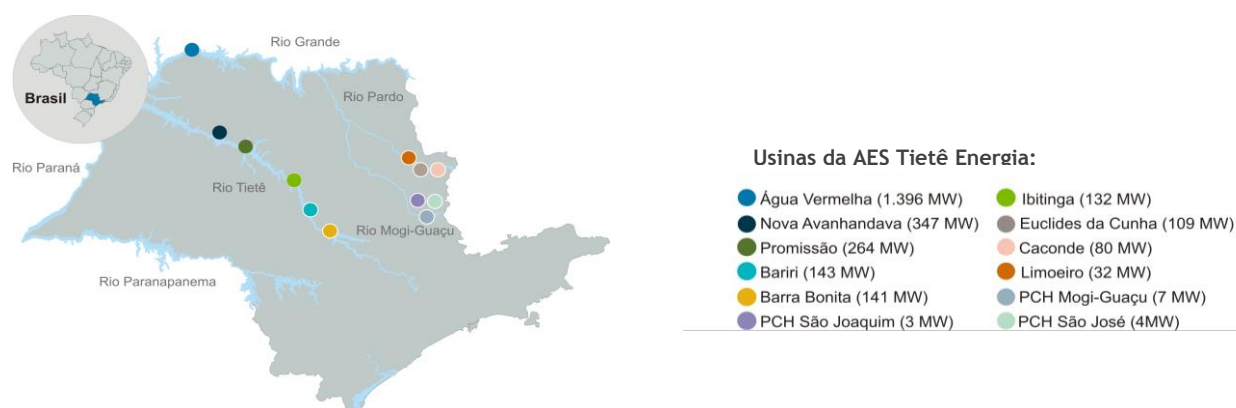
Por ser uma plataforma de energia adaptável às demandas de seus clientes, a AES Tietê Energia oferece produtos de pronta entrega e soluções sob medida que garantem autonomia em energia e permitem que os clientes decidam a forma mais sustentável de fornecimento em todos os sentidos: eficiência, disponibilidade/confiabilidade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

PARQUE GERADOR

A Companhia tem suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL, vinculada ao MME. O contrato de concessão foi assinado em 20 de dezembro de 1999, com duração de 30 anos a partir de 1º de abril de 1999.

A AES Tietê Energia é uma das mais eficientes geradoras de energia elétrica do Brasil, com um parque gerador composto por nove usinas hidrelétricas e três PCHs. As concessões das usinas hidrelétricas e da PCH Mogi-Guaçu vencem em 2029 e as PCHs São José e São Joaquim possuem autorização para operarem até o ano de 2032. Sua capacidade instalada é de 2.658 MW e a garantia física bruta para o ano de 2017 é de 1.278 MWh.

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



As 12 usinas da AES Tietê Energia possuem licenças ambientais de operação obtidas e válidas. Duas delas - Água Vermelha e Caconde - são licenciadas pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis ("IBAMA") e as demais pela Companhia Ambiental do Estado de São Paulo ("CETESB").

Em 18 de abril de 2017, a AES Tietê Energia celebrou o contrato de compra e venda com a Renova Energia S.A. do Complexo Eólico Alto Sertão II⁶. O Complexo Eólico possui uma capacidade instalada de 386,1 MW e está localizado no Estado da Bahia, conforme demonstrado no mapa a seguir.



⁶ O fechamento da operação estará sujeito, ainda, ao cumprimento de condições precedentes comuns para este tipo de operação, inclusive a obtenção da aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica ("CADE"), estimada para ocorrer no terceiro trimestre de 2017, e a obtenção da aprovação pelos acionistas da AES Tietê Energia na Assembleia Geral Extraordinária convocada para o dia 29 de maio de 2017, conforme edital divulgado ao mercado.

PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO SUSTENTÁVEL

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

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

SOLUÇÕES & SERVIÇOS

Como destacado ao longo dos últimos períodos, a AES Tietê Energia vem trabalhando para estruturar uma plataforma de Soluções e Serviços que permita levar aos seus clientes uma oferta flexível e centrada nas necessidades de mercado através do crescimento de suas operações por meio de novas energias, soluções energéticas e prestação de serviços no setor. Com isso, a Companhia se dedica às seguintes frentes:

- Aos negócios de geração distribuída, incluindo projetos em energia solar e cogeração a gás;
- Às soluções de comercialização;
- Ao armazenamento de energia via baterias (“*Energy Storage*”), contando com a *expertise* e liderança global do Grupo AES;
- À prestação de serviços para projetos relacionados à geração distribuída (incluindo serviços de instalação, manutenção, gestão, assessoria, eficiência energética); e
- À melhoria dos sistemas elétricos.

Maiores informações sobre a plataforma de Soluções e Serviços são apresentadas nas seções “Plataforma Comercial Orientada ao Cliente” e “Estratégia de Crescimento”.

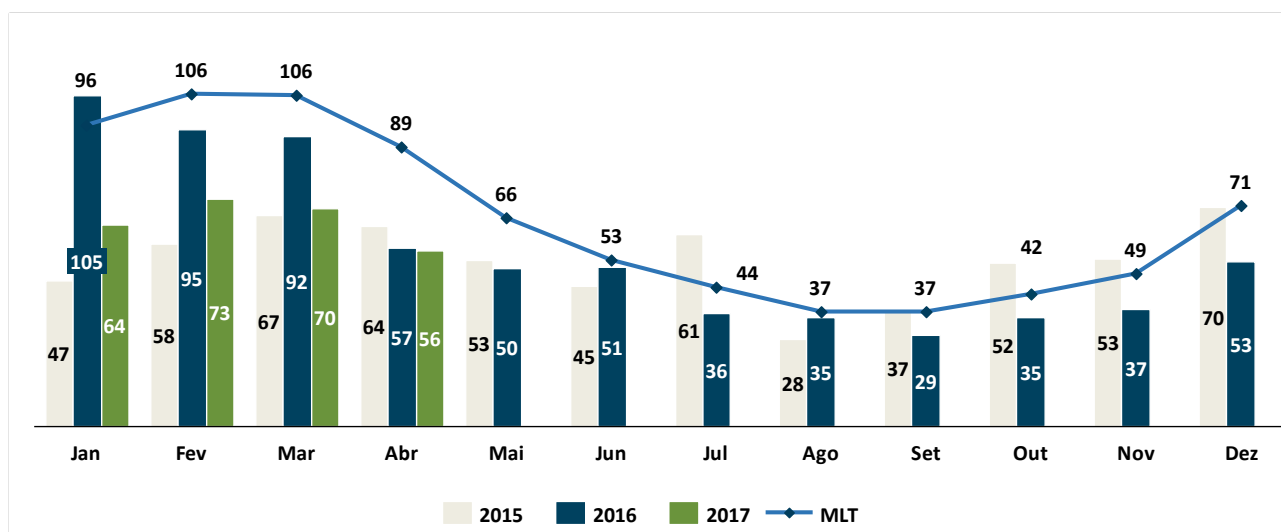
DESEMPENHO DO SETOR

RESERVATÓRIOS, DESPACHO TÉRMICO, AFLUÊNCIA E CARGA

O gráfico a seguir apresenta a afluência mensal registrada (também conhecida como Energia Natural Afluente (“ENA”)⁷) para o SIN ao longo de 2015, 2016 e 2017. Como pode ser observado, a afluência registrada em 2017 esteve inferior à média de longo termo (“MLT”) dos respectivos períodos.

⁷ ENA é um parâmetro utilizado para representar as afluências em um aproveitamento hidrelétrico.

Energia Natural Afluyente no SIN⁸ - GWm 2015 x 2016 x 2017 MLT⁹

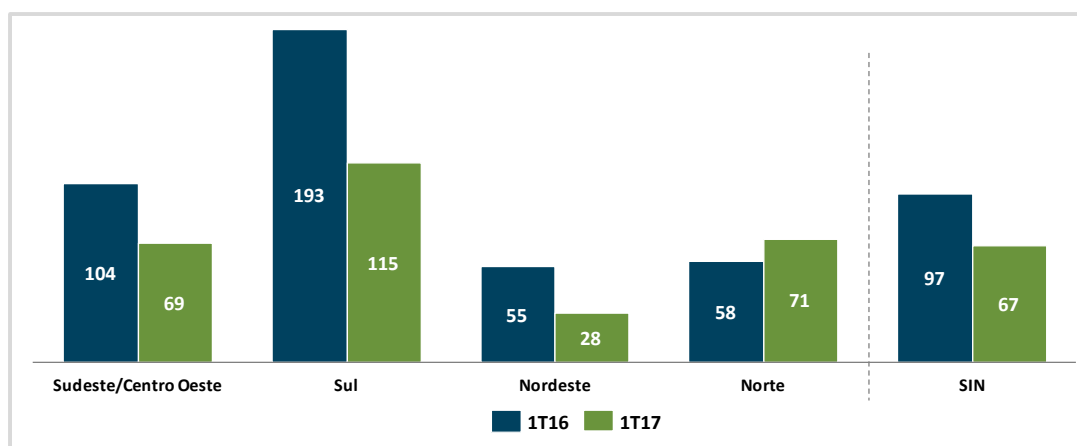


Fonte: ONS

Comparativo 1T16 x 1T17

No 1T17, a afluência registrada no SIN totalizou 67,1% da MLT, inferior em 30,3 p.p. em relação à afluência média do 1T16, que totalizou 97,4% da MLT. A afluência do submercado Sudeste/Centro-Oeste (“SE/CO”), que representa aproximadamente 70% do sistema em capacidade de armazenamento e é a região na qual as usinas da Companhia estão localizadas, apresentou uma redução de 34,5 p.p. quando comparada com a afluência do 1T16 (69,2% da MLT no 1T17 vs. 103,7% da MLT no 1T16), como pode ser verificado no gráfico a seguir.

Energia Natural Afluyente nos Submercados - % MLT



Fonte: ONS

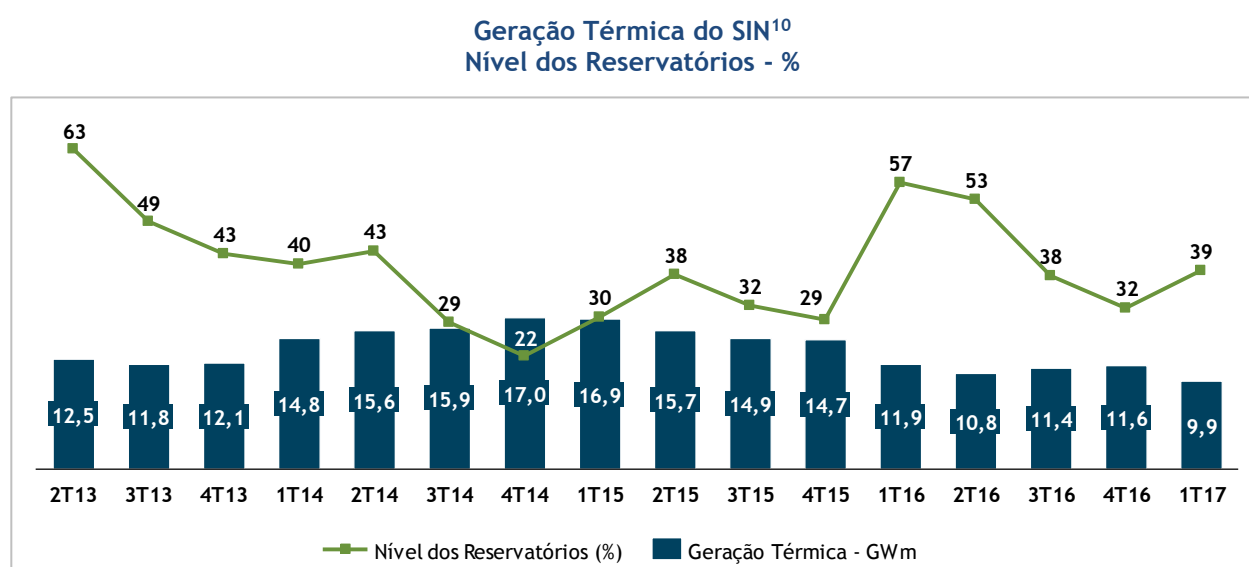
⁸ Valor da Energia Natural Afluyente previsto para abril de 2017.

⁹ Atualmente o setor utiliza os valores da MLT divulgados em março de 2017, referente à média de longo prazo desde 1931, e é passível de alterações (Fonte: ONS).

Geração Térmica

Desde o final do ano de 2012, o ONS vem optando por manter uma política de maior despacho térmico para preservar os reservatórios, em vista da baixa afluência verificada, reduzindo a geração hidrelétrica. No 1T17 a geração térmica no SIN foi de 9,9 GWm vs. 11,9 GWm no 1T16, influenciada pela maior geração hidráulica entre os períodos, a maior oferta de fontes hidráulicas, a expectativa de uma boa hidrologia para 2017 e a projeção de carga reduzida, o que, conforme será descrito nas seções a seguir, não se realizou.

O gráfico a seguir ilustra a evolução da geração térmica do SIN desde 2013 até o 1T17. É possível observar que, apesar da elevação do nível de geração térmica no SIN ao longo de 2014, o nível dos reservatórios sofreu uma redução expressiva a partir do segundo trimestre de 2014 em função da hidrologia crítica do período, o que resultou em um nível de geração térmica máximo de 17,0 GWm no 4T14. Com a melhora da hidrologia, e consequente recuperação dos reservatórios a partir do quarto trimestre de 2014, a geração térmica foi sendo reduzida ao longo dos períodos subsequentes.



O gráfico a seguir demonstra um comparativo entre o despacho térmico dentro e fora da ordem de mérito registrado para o SIN desde janeiro de 2014. Como é possível observar, desde maio de 2015 verifica-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 motivo do elevado despacho térmico fora da ordem de mérito neste período estava associado a uma prática mais conservadora por parte do ONS objetivando assegurar a recuperação dos níveis dos reservatórios para o período seco, que é registrado durante os meses de maio até novembro para os submercados SE/CO, Norte e Nordeste.

Desde então, tem-se observado uma redução do despacho térmico total no comparativo com o ano de 2015. No entanto, o patamar de despacho térmico fora de mérito ainda permanece proporcionalmente superior ao despacho térmico na ordem de mérito, apesar de o mesmo estar mais relacionado às restrições elétricas e não à segurança energética.

Assim, 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

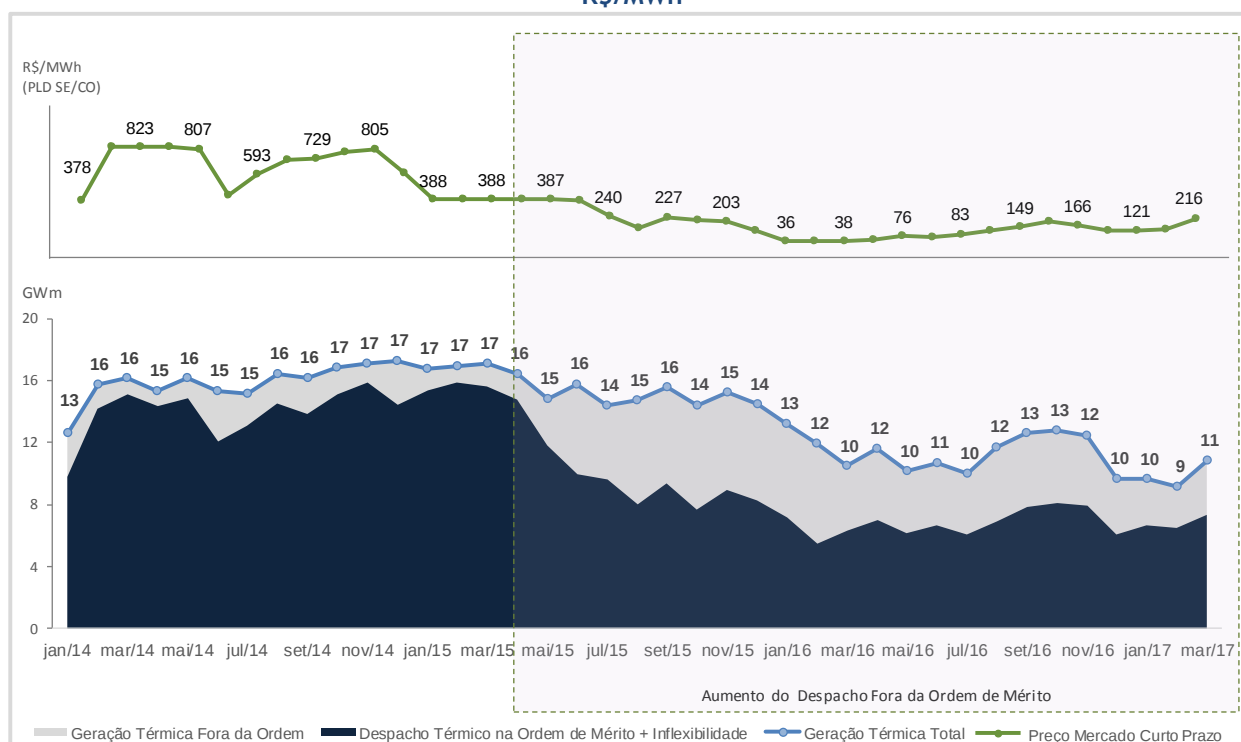
¹⁰ Dados do ONS.

energética tende a aproximar a formação de preços de energia e a operação do sistema, o que é desejável e saudável para a correta sinalização ao mercado das condições do sistema.

Conforme descrito na seção “Mudanças no cálculo do PLD”, ainda no sentido de aproximar a formação de preço da aversão ao risco na operação real do sistema e reduzir o despacho térmico fora da ordem de mérito, em fevereiro de 2017 o MME aprovou as alterações na metodologia de cálculo do PLD. A aprovação do novo parâmetro de aversão a risco foi aprovada em 27 de abril de 2017, conforme descrito na seção “Repactuação do GSF”. Em 2018 é previsto que deverá ser adotada a SAR¹¹.

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

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



Fonte: ONS

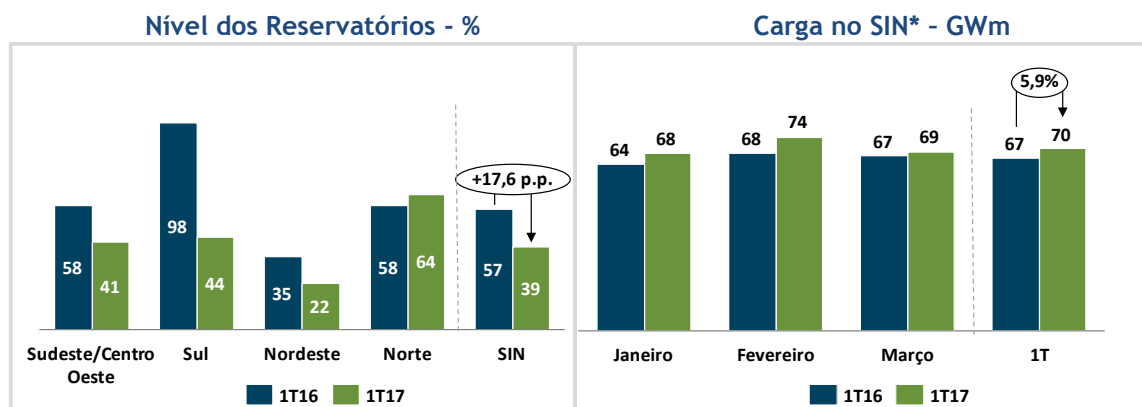
Carga do SIN

No gráfico a seguir é possível observar que a carga do SIN sofreu um aumento de 5,9% no 1T17 vs. 1T16. O nível dos reservatórios no SIN apresentou queda de 17,6 p.p., influenciado principalmente pelo alto nível dos reservatórios no início de 2016. Em mar/16 o nível atingiu 56,8% vs. 39,2% em mar/17. Essa queda foi influenciada pelo menor nível de afluência no SIN, conforme mencionado acima, e pelo aumento da carga observada no período, apesar da redução do despacho térmico.

É importante destacar que o aumento da carga verificado também está associado a uma republicação de carga realizada pelo ONS para os anos de 2015 e 2016, onde os valores dos respectivos anos sofreram

¹¹ Superfície de Aversão a Risco.

alterações em função do ajuste da parcela de geração de usinas não despachadas centralizadamente pelo ONS (dez/16).



*Dado de março de 2017 preliminar.

Nível dos reservatórios das usinas da AES Tietê Energia

O nível de armazenamento de energia equivalente nos reservatórios das usinas da AES Tietê Energia encerrou o 1T17 em 82,5%, nível inferior em 14,3 p.p. ao 1T16 (96,8%). Tal desempenho foi superior ao do submercado SE/CO em que as usinas da Companhia estão localizadas, que, ao final mês de março, estava com 41,5% de sua plena capacidade, e ao desempenho do SIN, que ao final de março estava em 39,2%.

EFICIÊNCIA OPERACIONAL E COMERCIAL

ENERGIA GERADA

No Brasil, devido à predominância da fonte hidráulica na matriz energética (62%¹²), adota-se o modelo de despacho centralizado, no qual o ONS determina o montante de energia a ser despachada para cada uma das usinas participantes do SIN com base em modelos de otimização do uso da água estocada nos reservatórios e considerando algumas restrições operativas, para assim atender de forma confiável e econômica a demanda do mercado.

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

No 1T17, o volume total de energia gerada pelas usinas da AES Tietê Energia atingiu 3.122,3 GWh, 14,7% inferior ao mesmo período de 2016. A variação é consequência do menor despacho de suas usinas hidrelétricas, em função da menor afluência (67,1% da MLT no 1T17 vs. 97,4% da MLT no 1T16) e níveis dos reservatórios averiguados no período.

¹² Conforme Banco de Informações de Geração ("BIG") da ANEEL (05/05/2017) - inclui hidrelétricas e PCHs.

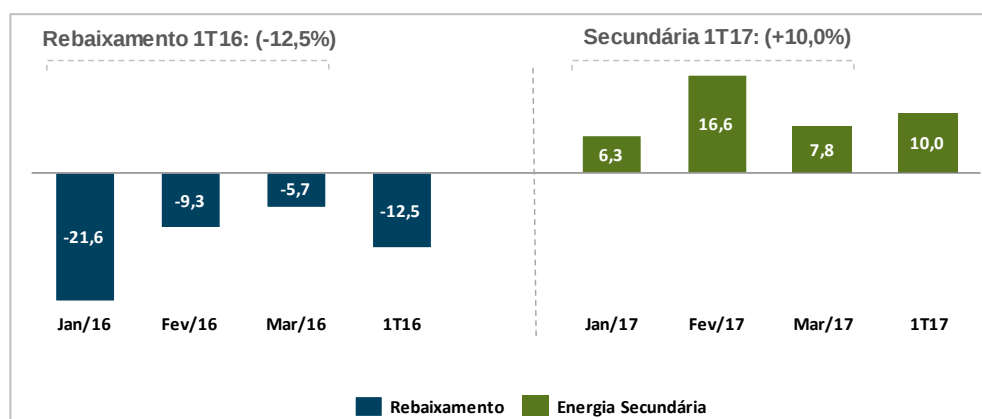
Geração (Usinas) - GWh	1T16	1T17	Var (%)
Energia Gerada Bruta	3.660,8	3.122,3	-14,7%
Água Vermelha	1.718,6	1.491,3	-13,2%
Bariri	249,5	210,6	-15,6%
Barra Bonita	197,8	160,2	-19,0%
Caconde	104,2	67,0	-35,7%
Euclides da Cunha	34,9	111,0	218,0%
Ibitinga	227,3	217,7	-4,2%
Limoeiro	54,0	30,3	-43,9%
Nova Avanhandava	579,0	478,2	-17,4%
Promissão	487,2	346,4	-28,9%
Mogi / S. Joaquim / S. José	8,3	9,4	12,8%

GARANTIA FÍSICA E SAZONALIZAÇÃO

No 1T17, registrou-se uma energia secundária verificada na ordem de 10,0% , explicada pela sazonalização dos agentes participantes do MRE. Conforme mencionado anteriormente, energia secundária é o efeito contrário ao rebaixamento no MRE, isto é, quando o SIN apresenta um superávit entre a produção de energia destinada ao MRE e a correspondente garantia física sazonalizada para o período. Para o 1T16, no entanto, foi averiguado um rebaixamento no MRE de 12,5%, reflexo da hidrologia e do despacho térmico do período.

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

Rebaixamento no MRE e Energia Secundária (%)*



*Dado de março de 2017 preliminar.

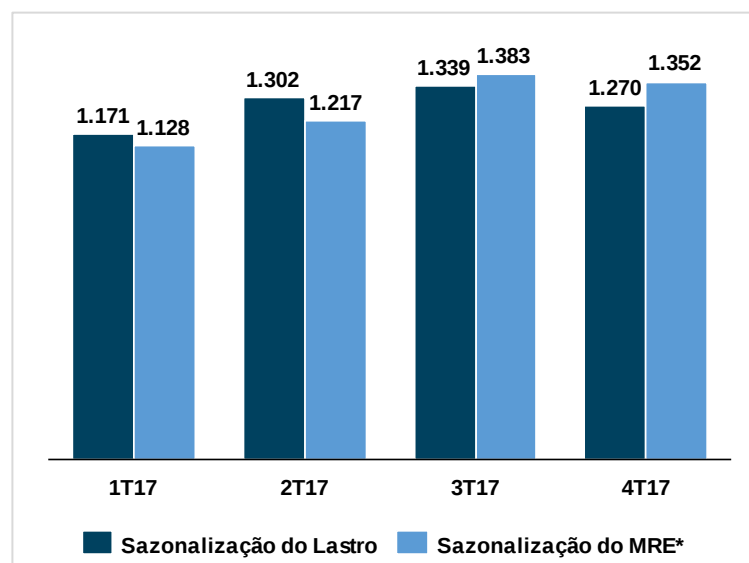
Sazonalização de Garantia Física para fins de Lastro e MRE

Com o advento da Resolução ANEEL n° 584/2013, que prevê a declaração da sazonalização da garantia física para fins de lastro (“contratos”) e para fins de alocação de energia no MRE, a Companhia adotou, para 2017, uma estratégia de sazonalização que visa minimizar sua exposição ao risco hidrológico, conforme gráfico a seguir.

Assim, em dezembro de 2016, para fins de alocação no MRE, a Companhia decidiu por seguir o perfil do conjunto dos geradores do MRE, o que resultou na maior alocação de sua energia no segundo semestre de 2017. Em relação ao lastro, adotou-se o perfil de acordo com a sazonalização dos contratos de venda.

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

Sazonalização de Garantia Física Bruta para MRE e Lastro - MWm¹³



*As PCHs São José, São Joaquim e Mogi Guaçu foram excluídas do mecanismo para o ano de 2017.

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.

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

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

Ao contrário do cenário de 2016, no 1T17, toda exposição financeira negativa, quando verificada no MRE, foi totalmente neutralizada.

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, em se 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.

¹³ Inclui sazonalização da energia convencional e incentivada.

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.

FONTES DE RECEITA

MRE e Spot

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

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

No 1T17, o PLD médio da região SE/CO totalizou R\$ 156,26/MWh, valor R\$ 121,56 superior ao registrado no 1T16 (R\$ 34,69/MWh).

Apesar da redução da geração térmica entre os períodos, a piora da hidrologia na comparação entre os períodos foi preponderante para que o PLD médio para o submercado SE/CO no 1T17 tivesse um aumento expressivo em relação ao PLD do mesmo período em 2016. As afluições deste submercado sofreram queda de 34,5 p.p. (69,2% no 1T17 vs. 103,7% no 1T16), o que é refletido na redução do nível dos reservatórios (41,5% no 1T17 vs. 58,3% no 1T16).

Estratégia de Comercialização de Energia

A Companhia definiu como estratégia de comercialização para a sua energia disponível a partir de janeiro de 2016 a formação de uma carteira diversificada de clientes livres, de forma a substituir totalmente o contrato bilateral com a Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (“AES Eletropaulo”), que venceu em dezembro de 2015.

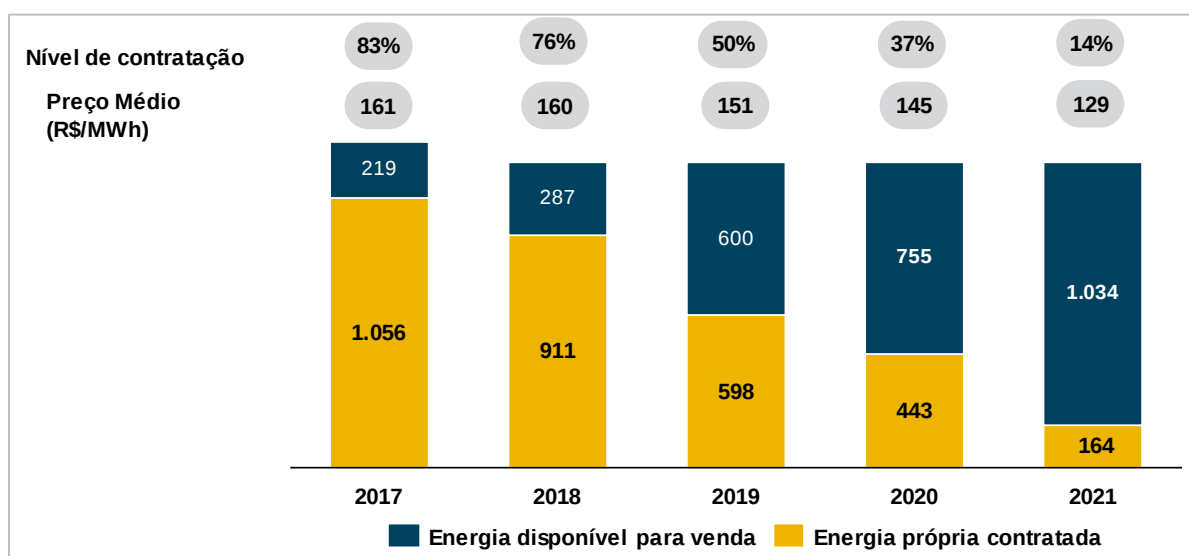
Em função do cenário hidrológico e da perspectiva de risco hidrológico, a Companhia optou por reservar uma parcela de sua energia própria, com o objetivo de reduzir possíveis riscos de exposição ao mercado de curto prazo devido ao rebaixamento no MRE esperado para o ano de 2017.

Seguindo esta estratégia, a Companhia optou por renegociar com algumas distribuidoras, que celebraram contratos no último Leilão A-1 de 2015, o início e/ou quantidade de suprimento de alguns CCEARs para os anos de 2016 a 2018. Em 25 de abril de 2017, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a rescisão do contrato de comercialização de energia elétrica celebrado no 15º Leilão de Energia Existente (A -1 de 2015) entre a AES Eletropaulo e a AES Tietê Energia, a partir de maio de 2017 até dezembro de 2018. Em decorrência do acordo, a Companhia assumirá o valor referente ao ônus tarifário pleno da AES Eletropaulo de R\$ 7,7 milhões. Esse ônus corresponde à diferença de preços entre o CCEAR firmado da Companhia de R\$ 142,00/MWh em julho de 2016, e o preço médio de compra de energia do Reajuste Tarifário da AES Eletropaulo vigente no instante da rescisão contratual, de R\$ 154,42/MWh, aplicado à energia contratada de 623.059 MWh entre maio de 2017 e dezembro de 2018.

Vale ressaltar a revisão da garantia física dos geradores, publicada no dia 04 de maio de 2017 e válida a partir do dia 01 de janeiro de 2018, conforme mencionado na seção “Regulação” deste release, teve impacto nos níveis de contratação da Companhia, demonstrados no gráfico a seguir.

Considerando os novos contratos celebrados no trimestre e a estratégia de descontração e a revisão da garantia física válida a partir de 2018, a energia disponível da Companhia está contratada em 83%, 76%, 50%, 37% e 14%, para os anos de 2017, 2018, 2019, 2020 e 2021, respectivamente.

Histórico e Evolução da carteira de clientes¹⁴ - MWm



PLATAFORMA COMERCIAL ORIENTADA AO CLIENTE

Em 2016 a AES Tietê Energia reestruturou sua plataforma comercial, em linha com a tendência de mercados internacionais mais maduros, passando a se apresentar para seus clientes como uma provedora de soluções integradas de energia. Nessa reestruturação, não apenas o portfólio de soluções propriamente dito foi ampliado, mas também todo o conjunto de processos, pessoas e sistemas dedicados ao relacionamento e interação com o cliente.

Na ampliação do portfólio de soluções, e levando em conta as atuais necessidades dos clientes, a AES Tietê Energia passou a atuar não apenas do lado da geração, mas também do lado da gestão do consumo.

Do lado da geração, além da presença já consolidada no mercado como provedora de energia para clientes livres, ela também passou a ofertar soluções para geração de energia renovável, tanto em plantas centralizadas (na modalidade de Autoprodução Eólica ou Solar), quando em plantas distribuídas solares (tanto no próprio local de consumo quanto na modalidade de autoconsumo remoto), cogeração a gás ou armazenamento através de baterias.

Do lado do consumo, a AES Tietê Energia passou a ofertar serviços em todas as etapas da cadeia de valor, desde consultoria, projeto e execução de projetos de subestações para a ligação dos empreendimentos, passando pela prestação de serviços de operação e manutenção de instalações elétricas, e principalmente elaboração de diagnósticos e implementação de projetos de eficiência, monitoramento e gestão energéticos.

¹⁴ Apenas energia convencional com exclusão de perdas e consumo interno; inclui contratos de compra de energia firmados no âmbito da estratégia de redução da exposição ao risco hidrológico e contratos de venda de energia firmados até 31 de março de 2017; exclui garantia física da usina de Limoeiro, que se tornou energia incentivada a partir de 2017; valores reais com base em março de 2017.

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

ENERGIA FATURADA

A energia total faturada pela AES Tietê Energia no 1T17 totalizou 3.357,4 GWh, redução de 17,3% quando comparada com o 1T16. A performance é explicada, principalmente, pelo menor volume de energia faturada no âmbito do MRE, que apresentou redução de 62,0%, ou 680,2 GWh, em função da menor geração verificada no período, e da redução de 4,8% do volume total de energia contratada (mercado livre e regulado) entre os trimestres, o que equivale a uma redução de 133,3 GWh. Esta queda foi parcialmente compensada pelo aumento de 56,3% de energia faturada no mercado spot, resultado da energia secundária verificada no SIN no 1T17.

Energia Faturada - GWh	1T16	1T17	Var (%)
Energia Faturada	4.062,1	3.357,4	-17,3%
Energia Contratada	2.771,1	2.637,8	-4,8%
Mercado Livre	2.573,0	2.475,4	-3,8%
Mercado Regulado	198,1	162,4	-18,0%
CCEE	1.291,0	719,6	-44,3%
Spot	193,1	301,8	56,3%
MRE	1.097,9	417,7	-62,0%

DESEMPENHO FINANCEIRO

RECEITA BRUTA

No 1T17, a receita operacional bruta da AES Tietê Energia totalizou R\$ 455,8 milhões, 5,3% superior àquela registrada no 1T16, de R\$ 432,8 milhões. O resultado é explicado principalmente, pelos seguintes fatores:

- (i) aumento de receita proveniente da venda no mercado *spot* no montante de R\$ 20,4 milhões, principalmente em função do maior preço médio do PLD no período (R\$ 156,26/MWh no 1T17 vs. R\$ 34,69/MWh no 1T16) e do maior volume de energia vendido (301,8 GWh no 1T17 vs. 193,1 GWh no 1T16). Tal aumento no volume pode ser explicado pela energia secundária verificada no trimestre de 10,0%;
- (ii) aumento de receita proveniente da venda no mercado livre, equivalente ao aumento de R\$ 13,7 milhões, em função do maior preço médio dos contratos negociados neste âmbito (R\$ 154,77/MWh no 1T17 vs. R\$ 143,57/MWh no 1T16); parcialmente compensado pela:
- (iii) redução de R\$ 9,5 milhões da receita proveniente da energia vendida no MRE na comparação entre os períodos, em função, principalmente, ao menor volume de geração averiguado no período.

Receita Bruta - R\$ milhões	1T16	1T17	Var (%)
Suprimento de Energia	432,8	455,8	5,3%
Energia Contratada	397,5	407,5	2,5%
Mercado Livre	369,4	383,1	3,7%
Mercado Regulado	28,1	24,4	-13,2%
CCEE	35,3	48,3	36,8%
Spot	20,8	41,3	98,0%
MRE	13,4	3,9	-70,7%
Outras (Administrativos)	1,0	3,1	204,8%
Outras receitas*	0,0	0,0	0,0%

* referem-se a aluguéis e faturamento de terceiros

DEDUÇÕES DA RECEITA

As deduções da receita da AES Tietê Energia foram de R\$ 52,7 milhões no 1T17 ante R\$ 49,7 milhões no 1T16, um aumento de 6,0% entre os períodos, conforme tabela a seguir.

Deduções da Receita - R\$ milhões	1T16	1T17	Var (%)
Deduções da Receita	-49,7	-52,7	6,0%
PIS/COFINS	-39,4	-41,1	4,2%
ICMS	-6,4	-7,7	20,8%
Pesquisa e Desenvolvimento	-3,8	-3,9	0,7%

A AES Tietê Energia registrou R\$ 41,1 milhões em deduções de receita com PIS/COFINS no 1T17, um aumento de 4,2% vs. o 1T16, explicado principalmente pelo aumento de 5,3% na receita proveniente da venda de energia.

No que se refere às deduções de receita com ICMS, o aumento de 20,8% está associado à maior venda de contratos bilaterais para consumidores finais de outros estados ao longo do 1T17 em comparação ao 1T16.

Em relação à Pesquisa e Desenvolvimento (“P&D”), de acordo com a Lei nº. 12.111/09, geradoras, transmissoras e distribuidoras devem investir anualmente ao menos 1% de sua receita operacional líquida em P&D. No 1T17 a Companhia registrou R\$ 3,9 milhões em deduções da receita relativas a P&D, um aumento de 0,7% em relação ao 1T16.

RECEITA LÍQUIDA

A receita operacional líquida da AES Tietê Energia totalizou R\$ 403,2 milhões no 1T17, montante 5,2% superior ao registrado no 1T16 (R\$ 383,2 milhões). Esse desempenho reflete, principalmente, o aumento da receita proveniente da venda de energia no mercado *spot* e através de contratos bilaterais, conforme mencionado nas seções anteriores.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 144,2 milhões no 1T17, redução de 29,4% na comparação com o 1T16 (R\$ 204,1 milhões). O resultado é explicado principalmente pelo menor custo com compra de energia, conforme será detalhado a seguir.

As despesas com PMSO (pessoal, material, serviços de terceiros e outros) reportadas apresentaram incremento de 8,7% no 1T17 em relação ao 1T16, como reflexo, principalmente, dos maiores custos com as rubricas de pessoal e outros, sendo esse influenciado por itens não recorrentes, como será abordado a seguir.

As principais variações das contas de custos e despesas operacionais estão detalhadas a seguir:

Custos e Despesas Operacionais - R\$ milhões	1T16	1T17	Var (%)
Custos e Despesas Operacionais Reportado*	204,1	144,2	-29,4%
Encargos e taxas setoriais	54,6	45,2	-17,3%
Energia comprada	98,0	43,1	-56,1%
Total de encargos e taxas setoriais + energia comprada	152,7	88,3	-42,2%
Pessoal	23,2	27,5	18,2%
Material e serviços de terceiros	23,3	19,3	-16,8%
Outros	4,9	9,1	83,8%
PMSO Reportado	51,4	55,9	8,7%

*não inclui depreciação

Custos com Energia Comprada, Taxas Setoriais e Encargos

Custos com Energia Comprada, Taxas Setoriais e Encargos - R\$ milhões	1T16	1T17	Var (%)
CFURH	23,0	13,7	-40,2%
Transmissão e Conexão	29,9	29,8	-0,5%
Taxa de Fiscalização	1,7	1,7	-2,9%
Energia Comprada / Liquidação CCEE	98,0	43,1	-56,1%
Total	152,7	88,3	-42,2%

Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos ("CFURH")

As despesas com a CFURH reduziram 40,2% na comparação do 1T17 com o 1T16 (R\$ 13,7 milhões vs. R\$ 23,0 milhões, respectivamente) em função:

- da redução de 14,7% no volume de energia gerada no período (3.122,3 GWh no 1T17 versus 3.660,8 GWh no 1T16);
- da redução na Tarifa Atualizada de Referência ("TAR"), que foi fixada em R\$ 72,20/MWh para o ano de 2017 vs. R\$ 93,35/MWh para o ano de 2016; e
- do reconhecimento de crédito de PIS / COFINS no 1T17 no montante de R\$ 1,8 milhão, o que não ocorreu no 1T16.

Transmissão e Conexão

Os custos com transmissão e conexão, líquidos de crédito de PIS/COFINS, totalizaram R\$ 29,8 milhões no 1T17, em linha com o valor verificado no 1T16 de R\$ 29,9 milhões. Desconsiderando os créditos de PIS/COFINS incidentes no 1T17, os custos com transmissão e conexão totalizariam R\$ 32,8 milhões no 1T17, um aumento de 9,6% em relação ao 1T16, reflexo, principalmente, do reajuste positivo da tarifa de uso do sistema de distribuição ("TUSD") e da tarifa de uso do sistema de transmissão ("TUST") em parte dos contratos das usinas hidrelétricas da Companhia ao longo de 2016/2017.

Taxas de Fiscalização

Os custos com Taxas de Fiscalização totalizaram R\$ 1,7 milhão no 1T17 e no 1T16. Valor semelhante ainda reflete a não alteração da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica ("TFSEE")¹⁵ entre os períodos.

Energia Comprada / Liquidação CCEE

O custo com energia comprada/liquidação CCEE teve uma redução de R\$ 55,0 milhões na comparação dos trimestres, passando de R\$ 98,0 milhões no 1T16 para R\$ 43,1 milhões no 1T17, conforme tabela a seguir:

Compra de Energia - R\$ milhões	1T16	1T17	Var (%)
Compra de Energia	98,0	43,1	-56,1%
CCEE	86,7	0,9	-99,0%
Spot	74,9	0,7	-99,0%
MRE	1,0	0,0	-100,0%
Outras (Administrativos)	10,8	0,1	-98,7%
Contratos Bilaterais	16,1	47,7	197,0%
Crédito de PIS/COFINS	-4,7	-5,5	15,6%

Esse resultado é influenciado, principalmente:

- (i) compra de energia no mercado *spot* no valor de R\$ 34,4 milhões no 1T16 (associado ao volume de 164,6 MWh) referente ao impacto de liquidações no ano de 2015;
- (ii) menor custo com exposição financeira à diferença de preços entre submercados no MRE e em contratos no valor de R\$ 34,0 milhões; parcialmente compensado pelo:
- (iii) aumento de R\$ 31,6 milhões na compra de energia destinada a contratos bilaterais, em função, principalmente, do maior volume na compra de energia deste mercado (296,1 MWh no 1T17 vs. 134,4 MWh) e maior preço médio líquido dos contratos (R\$ 161,00/MWh no 1T17 vs. R\$ 119,42/MWh no 1T16).

¹⁵ A TFSEE é cobrada por usina e equivale a 0,4% do valor do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, multiplicado pela sua potência instalada.

Custos e Despesas com Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros

Pessoal

Custos e Despesas com Pessoal - R\$ milhões	1T16	1T17	Var (%)
Pessoal e Encargos	22,7	26,4	16,2%
Entidade Previdência Privada	0,5	1,1	105,1%
TOTAL	23,2	27,5	18,2%

As despesas com pessoal totalizaram R\$ 27,5 milhões no 1T17, um acréscimo de 18,2% em relação ao 1T16 (R\$ 23,2 milhões). Estas variações ocorreram, principalmente pela:

- (i) incidência de 9,3% do acordo sindical ocorrido em junho de 2016, no valor de R\$ 1,4 milhão;
- (ii) realização de pagamento da participação de lucros e resultados da Companhia, incidindo em um aumento de R\$ 0,8 milhão;
- (iii) reestruturação do quadro de funcionários da Companhia que visa trazer maior agilidade no processo decisório e preparar a Companhia para a sua estratégia de crescimento e fornecimento de soluções integradas para seus clientes no valor de R\$ 0,7 milhão; e
- (iv) aumento de R\$ 0,6 milhão em assistência médica, em função, principalmente, da inflação médica acima de 15% ao longo de 2016.

Material e serviços de terceiros

Custos e Despesas com Material e Serviços de Terceiros - R\$ milhões	1T16	1T17	Var (%)
Material	1,9	2,3	19,9%
Serviços de Terceiros	21,3	17,0	-20,1%
TOTAL	23,3	19,3	-16,8%

Os custos com material e serviços de terceiros somaram R\$ 19,3 milhões no 1T17, uma redução de 16,8% em relação ao 1T16 (R\$ 23,3 milhões). Esta variação está principalmente relacionada:

- (i) realização do projeto de reestruturação societária que no 1T16 resultou em um impacto de R\$ 2,7 milhões em custos administrativos, o que não ocorreu no 1T17; e
- (ii) à manutenção e correção das grades da Usina Euclides da Cunha, que se romperam no início de 2016, no valor de R\$ 1,3 milhão.

Provisões Operacionais e Outras Despesas/Receitas Operacionais

Provisões Operacionais e Outras Despesas/Receitas Operacionais - R\$ milhões	1T16	1T17	Var (%)
Outras despesas (receitas) operacionais	4,5	4,9	8,8%
Provisões Operacionais	0,5	4,2	783,3%
TOTAL	4,9	9,1	83,8%

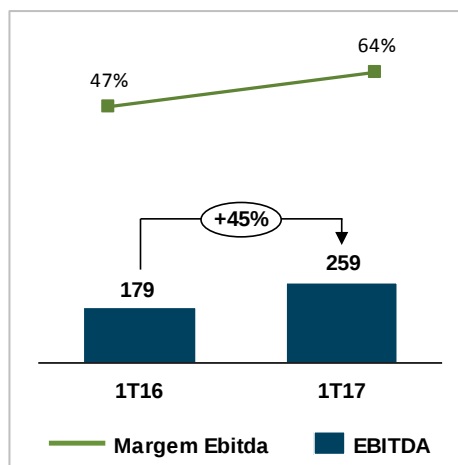
No 1T17, as provisões operacionais e outras despesas/receitas operacionais totalizaram uma despesa de R\$ 9,1 milhões, aumento de 83,8% ante uma despesa de R\$ 4,9 milhões no 1T16. Essa variação está principalmente relacionada ao reconhecimento da provisão para crédito de liquidação duvidosa (“PCLD”) no montante de R\$ 4,3 milhões em custos com PCLD referente à inadimplência de um cliente do mercado regulado.

EBITDA

A AES Tietê Energia registrou um EBITDA de R\$ 259,0 milhões no 1T17 ante um EBITDA de R\$ 179,1 milhões no 1T16, um aumento de 44,6%. Essa variação é explicada, principalmente pela:

- (i) efeito positivo de R\$ 56,5 milhões nos resultados das transações realizadas no mercado *spot*, em função, principalmente, do maior volume de energia vendida neste mercado (301,8 GWh no 1T17 vs. 193,1 GWh no 1T16), reflexo da energia secundária registrada no SIN no 1T17 vs. GSF verificado no 1T16, assim como maior preço do *spot* verificado no período (R\$ 156,26/MWh no 1T17 vs. R\$ 34,69/MWh);
- (ii) efeito positivo em R\$ 32,6 milhões relacionado à redução do custo com exposição financeira e diferença de preços entre submercados no 1T17 vs. 1T16; parcialmente compensado pelo:
- (iii) efeito negativo em R\$ 15,0 milhões proveniente das transações no mercado livre, em decorrência, principalmente, do:
 - a. do menor volume vendido no mercado livre (2.475,4 GWh no 1T17 vs. 2.573,0 GWh no 1T16) em função de sazonalização e redução do volume de energia vendido, como parte da estratégia redução de exposição ao risco hidrológico, parcialmente compensado pelo maior preço médio da energia vendida (R\$ 154,77/MWh no 1T17 vs. R\$ 143,57/MWh no 1T16) na comparação entre os períodos; e
 - b. aumento de volume com compra de energia com contratos bilaterais assim como aumento no preço médio (R\$ 161,00/MWh no 1T17 vs. R\$ 119,42/MWh no 1T16), principalmente em função da estratégia da redução da exposição da Companhia ao GSF.

EBITDA - R\$ milhões



RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido registrado pela Companhia no 1T17 foi uma despesa financeira de R\$ 31,7 milhões, comparado a uma despesa financeira de R\$ 23,4 milhões registrada no 1T16, representando uma redução de R\$ 8,3 milhões entre os períodos. A variação se deve, sobretudo, à menor renda de aplicações financeiras de R\$ 4,3 milhões e à redução de R\$ 3,4 milhões das variações cambiais sobre a provisão para o processo judicial que discute a obrigatoriedade de aquisição de energia de Itaipú pela AES Tietê Energia¹⁶.

Resultado Financeiro - R\$ milhões	1T16	1T17	Var (%)
Receitas Financeiras	24,0	19,5	-18,9%
Despesas Financeiras / Variações Cambiais	-47,5	-51,2	7,9%
Despesas Financeiras	-52,1	-52,4	0,7%
Variações Cambiais	4,6	1,2	-73,9%
Resultado Financeiro	-23,4	-31,7	35,5%

Receitas Financeiras

As receitas financeiras apresentaram queda de 18,9% no 1T17 em relação ao 1T16. Essa variação é explicada principalmente pela menor renda das aplicações financeiras no 1T17, que totalizou R\$ 20,0 milhões vs. R\$ 24,4 milhões no 1T16 reflexo da queda do CDI médio na comparação entre os períodos (12,7% no 1T17 vs. 14,1% no 1T16).

Despesas Financeiras e Variações Cambiais

As despesas financeiras e variações cambiais somaram R\$ 51,2 milhões no 1T17, montante superior em 7,9% comparado ao mesmo período do ano passado (R\$ 47,5 milhões). Tal variação é explicada, sobretudo:

¹⁶ Maiores informações acerca do ganho (perda) sobre o repasse de energia do Itaipú na Nota Explicativa 16.1 do ITR da Companhia.

- (i) pela redução do ganho com atualização cambial no valor de R\$ 3,4 milhão sobre a provisão para o processo judicial que discute a obrigatoriedade de aquisição de energia de Itaipú pela AES Tietê Energia, decorrente da menor valorização do Real frente ao Dólar na comparação dos períodos;
- (ii) pelo aumento das despesas relacionadas à atualização monetária do valor provisionado referente ao rebaixamento no valor de R\$ 2,7 milhões;
- (iii) pela redução dos juros capitalizados transferidos para o imobilizado/intangível em curso no valor de R\$ 2,1 milhões, parcialmente compensado pela:
- (iv) redução da atualização monetária relacionada à 3ª série da 4ª emissão de debêntures e à 5ª emissão de debêntures no valor de R\$ 3,8 milhões, relacionada a redução do IPCA no período.

LUCRO LÍQUIDO

No 1T17, a AES Tietê Energia apurou um lucro líquido de R\$ 126,0 milhões, resultado 69,2% superior ao obtido no 1T16 (R\$ 74,5 milhões). Contribuíram para tal desempenho os seguintes fatores:

- (i) impacto positivo em R\$ 53,0 milhões no EBITDA em decorrência, principalmente, do:
 - a. efeito positivo em R\$ 37,5 milhões proveniente das transações realizadas no mercado *spot*, reflexo da energia secundária no SIN no 1T17 e aumento do preço do *spot* no período;
 - b. efeito positivo em R\$ 21,6 milhões relacionado à redução do custo com exposição financeira e diferença de preços entre submercados; parcialmente compensado pelo:
 - c. impacto negativo em R\$ 10,0 milhões referente às transações no mercado livre.
- (ii) efeito positivo de R\$ 3,7 milhões em função da redução nos custos de depreciação e amortização no 1T17 ante o 1T16, reflexo dos créditos de PIS/COFINS incidentes no 1T17; parcialmente compensado pelo:
- (iii) efeito negativo do resultado financeiro em R\$ 5,5 milhões, conforme detalhado anteriormente.

REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas e o Estatuto Social, a Assembleia Geral Ordinária da Companhia decide sobre a destinação do resultado do exercício. Em havendo lucro disponível para a distribuição aos acionistas, a Companhia deve distribuir como dividendo obrigatório 25% do resultado do exercício. Além disso, o Estatuto Social da AES Tietê Energia possibilita que o Conselho de Administração delibere sobre a distribuição de dividendos intermediários semestralmente, ou em períodos inferiores, com base em balanço especialmente levantado para esse fim.

Conforme apurado no balanço patrimonial da Companhia levantado em 31 de março de 2017, o lucro líquido do período foi de R\$ 126,0 milhões. Neste montante adiciona-se a realização de ajuste patrimonial de R\$ 14,3 milhões e subtrai-se o montante destinado a reserva legal no valor de R\$ 7,0 milhões. Desta forma, a administração da AES Tietê Energia aprovou a distribuição de R\$ 133,3 milhões como dividendos intermediários relativos ao 1T17, correspondente a R\$ 0,06776505911 por ação ordinária e preferencial e R\$ 0,33882529555 por unit em atendimento às disposições da Lei no 6.404/1976.

A data base para o direito ao recebimento de dividendo (record date) será no dia 10 de maio de 2017 e as ações de emissão da Companhia passarão a ser negociadas “ex-dividendos” a partir do dia 11 de maio de 2017. 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 25 de maio de 2017.

Dividendos AES Tietê Energia 1T17 - R\$ milhões	
Lucro do Período - 31 de Março de 2017	126,0
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	14,3
Constituição de reserva legal	(7,0)
Base para pagamento de dividendos	133,3
Dividendos intermediários distribuídos	133,3
Saldo remanescente	-

ENDIVIDAMENTO

Dívidas - R\$ milhões	Montante - R\$ milhões*	Vencimento	Custo Nominal
2ª Emissão de Debêntures	519,4	mai/19	CDI + 0,79% a.a.
3ª Emissão de Debêntures	297,9	mar/20	108,20% CDI
4ª Emissão de Debêntures - 2ª série	153,8	dez/18	CDI + 2,15% a.a.
4ª Emissão de Debêntures - 3ª série	324,0	dez/20	IPCA + 8,43% a.a.
5ª Emissão de Debêntures	179,3	dez/23	IPCA + 6,54% a.a.

*Considera principal e juros

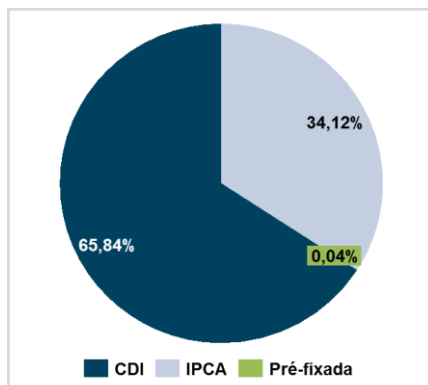
A dívida bruta da AES Tietê Energia totalizava R\$ 1.475,0 milhões em 31 de março de 2017, valor 3,7% superior à posição da dívida bruta em 31 de março de 2016 (R\$ 1.422,6 milhões). Essa variação está associada à 5ª emissão de debêntures em 15 de novembro de 2016 no valor de R\$ 180 milhões, adicionado à liquidação da 1ª série da 4ª emissão de debêntures no dia 15 de dezembro de 2016, com amortização no valor de R\$ 143,5 milhões.

No encerramento do 1T17, as disponibilidades somavam R\$ 732,0 milhões, montante em linha com o valor registrado no mesmo período de 2016 (R\$ 734,2 milhões).

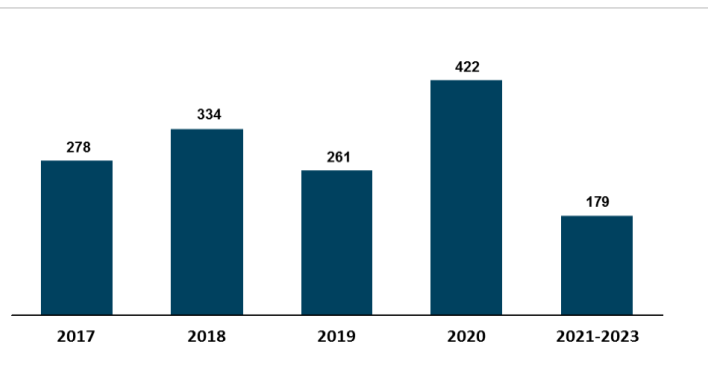
Dessa forma, a dívida líquida em 31 março de 2017 era de R\$ 742,9 milhões, montante 7,9% superior em relação à posição em 31 de março de 2016 (R\$ 688,3 milhões) em função, principalmente, da 5ª emissão de debêntures, compensado parcialmente pela liquidação da 1ª série da 4ª emissão de debêntures.

Os gráficos a seguir apresentam a composição dos indexadores do endividamento da Companhia em 31 de março de 2017, bem como cronograma de amortização até 2023.

Dívida Bruta por Indexador¹⁷



Cronograma de amortização da dívida¹⁸ - R\$ milhões



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

Escala	Ratings	
	Moody's	
	Nacional	Aa1
	Internacional	Ba2

Covenants

Os *covenants* das dívidas da Companhia consideram o índice Dívida Líquida pelo EBITDA Ajustado¹⁹, que não pode ser superior a 3,5x, com exceção da 5ª emissão de debêntures, que prevê que em caso de Aquisição de Ativos pela emissora, o índice assume como limite 3,85x durante o período de 36 meses ou até a data de vencimento, o que ocorrer primeiro. O índice Dívida Líquida pelo EBITDA Ajustado encerrou o trimestre dentro do limite estabelecido, em 0,8x.

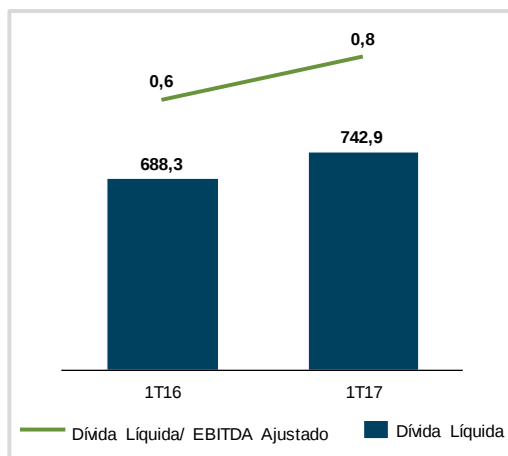
Todas as emissões, com exceção da 5ª emissão de debêntures, também consideram um *covenant* de cobertura de juros (EBITDA Ajustado pelas Despesas Financeiras), que não pode ser inferior a 1,75x. Ao final do 1T17, esse indicador estava em 4,6x vs. 5,3x no final do 1T16.

¹⁷ Valores relativos ao principal, juros acruados e custos a amortizar.

¹⁸ Fluxo composto por amortização de principal, juros acumulados e saldo de diferidos, conforme "Nota Explicativa 13" das Demonstrações Financeiras da Companhia. Vale ressaltar que o valor de 2018 exposto no gráfico considera dívida classificadas no ativo circulante.

¹⁹ EBITDA Ajustado significa (i) do resultado operacional conforme apresentado no demonstrativo contábil consolidado da Emissora na linha "Resultado Operacional" (excluindo as receitas e despesas financeiras), (ii) todos os montantes de depreciação e amortização, e (iii) todos os montantes relativos a despesas com entidade de previdência privada.

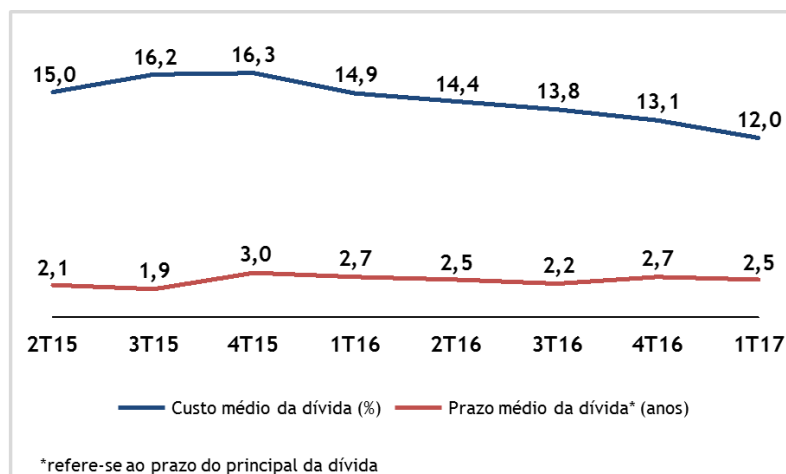
Dívida Líquida - R\$ milhões



O custo médio da dívida da Companhia em 31 de março de 2017 era de 12,0% ao ano, em comparação a 14,9% no mesmo período de 2016, conforme tabela abaixo. Essa variação decorre, principalmente, da redução da curva de CDI e IPCA durante o período.

O prazo médio da dívida consolidada no 1T17 foi de 2,5 anos, inferior ao mesmo período de 2016, que era de 2,7 anos.

Custo e prazo médio da dívida



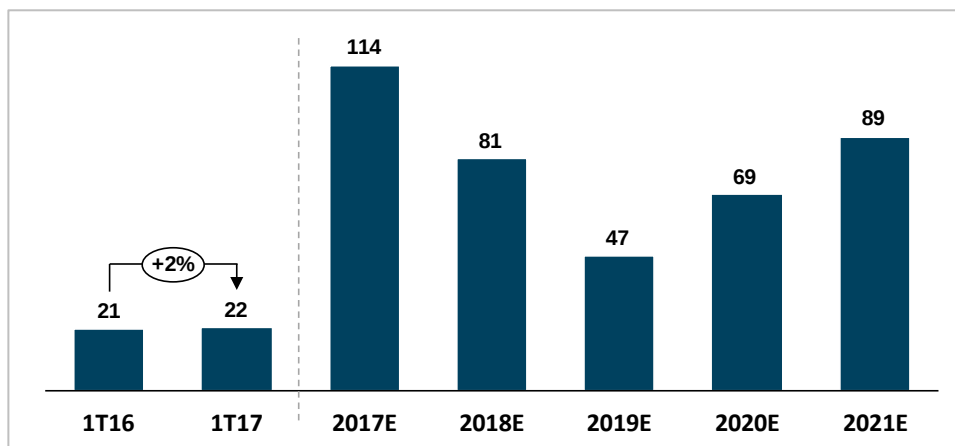
INVESTIMENTOS

Os investimentos da AES Tietê Energia somaram R\$ 22,0 milhões no 1T17, valor em linha com o montante investido no 1T16 (R\$ 21,5 milhões). Em ambos os períodos os principais investimentos foram referentes às grandes manutenções da usina de Água Vermelha em 2016, e das usinas de Água Vermelha e de Barra Bonita em 2017. As modernizações e manutenções nas plantas da Companhia garantem suas condições operacionais e asseguram a disponibilidade de geração de energia, resultando em ganhos de produtividade e eficiência.

No total do primeiro trimestre de 2017 destacam-se:

- (i) R\$ 6,0 milhões destinados à modernização e manutenção preventiva da usina de Água Vermelha; e
- (ii) R\$ 10,9 milhões destinados à modernização e manutenção preventiva da usina de Barra Bonita.

Histórico e projeção de Investimentos²⁰ - R\$ milhões



Plano de Investimento

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

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

* valores nominais

²⁰ Valores nominais.

FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

Fluxo de Caixa - R\$ milhões	1T16	1T17	Var
Saldo inicial de caixa	739,3	577,7	-161,6
Geração Operacional de Caixa	330,5	241,8	-88,6
Investimentos	-39,5	-22,0	17,5
Despesas Financeiras Líquidas	0,7	-7,7	-8,4
Amortização Líquida	-0,1	-0,1	0,0
IR/CSLL	-296,0	-48,3	247,8
Caixa Livre	-4,5	163,8	168,3
Dividendos e JSCP	(0,0)	-8,8	-8,8
Saldo final de caixa*	734,8	732,7	-2,1

* Não considera caixa restrito e/ou bloqueado

O fluxo de caixa livre foi positivo em R\$ 163,8 milhões no 1T17, montante R\$ 168,3 milhões superior ao registrado no 1T16. Esse desempenho se deve principalmente:

- (i) melhora de R\$ 247,8 milhões das despesas com IR/CSLL, em função do menor resultado do ano de 2016 quando comparado a 2015, e o pagamento de juros sobre capital próprio em 2016, que impactaram o recolhimento de IR/CSLL, respectivamente, no 1T17 e 1T16. Este efeito foi parcialmente compensado pela:
- (ii) redução na geração operacional de caixa de R\$ 88,6 milhões, justificada, principalmente, pelo efeito, no caixa do 1T16, até fev/16, do faturamento referente ao mês de dez/15 do contrato de compra e venda de energia entre a Companhia e a AES Eletropaulo encerrado em 31 de dezembro de 2015.

Como resultado dos elementos acima mencionados o saldo final de caixa deste trimestre atingiu R\$ 732,7 milhões no 1T17 vs. R\$ 734,8 milhões no 1T16.

ESTRUTURA ACIONÁRIA

Acionista	ON	%	PN	%	Total	% Total
AES Holdings Brasil (AES Corp)	477.289.199	61,6%	471.926	0,0%	477.761.125	24,3%
BNDESPar	111.477.600	14,4%	445.910.403	37,4%	557.388.003	28,3%
Eletrobrás	31.228.340	4,0%	124.913.360	10,5%	156.141.700	7,9%
Outros	155.179.445	20,0%	620.914.639	52,1%	776.094.084	39,5%
Total	775.174.584	100,0%	1.192.210.328	100,0%	1.967.384.912	100,0%

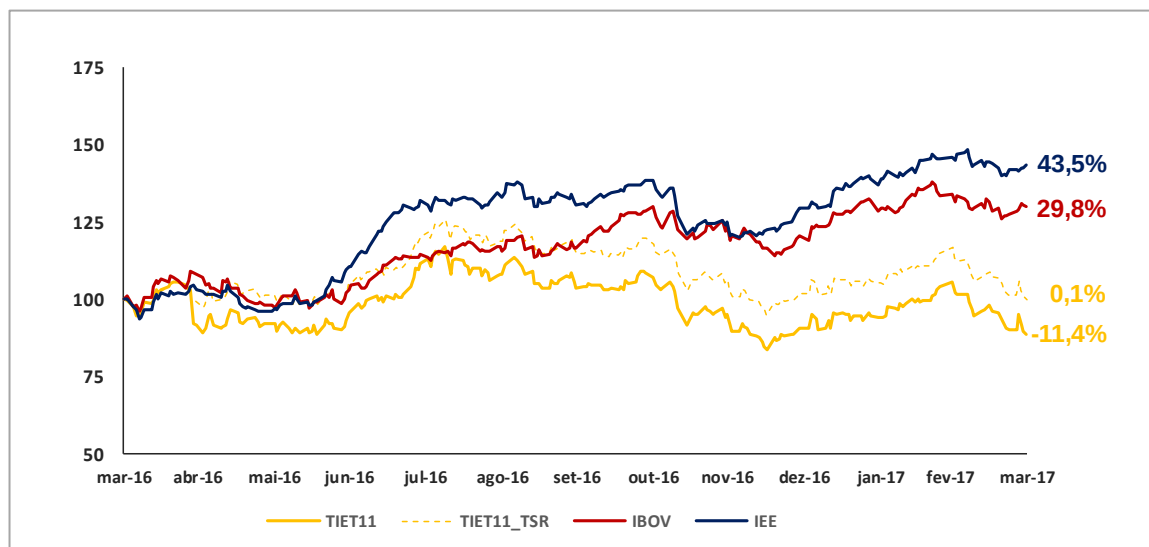
Em 31/03/2017

MERCADO DE CAPITAIS

As units e ações da AES Tietê Energia são negociadas no Nível 2 de Governança Corporativa da BM&FBovespa sob os códigos TIET11 ("Unit"), TIET3 ("Ordinárias") e TIET4 ("Preferenciais"). As units da AES Tietê Energia integram o Índice Brasil 100 ("IBrX 100"), Índice de Energia Elétrica ("IEE") e o Índice de Sustentabilidade Empresarial ("ISE") da BM&FBovespa.

No 1T17, as units da Companhia tiveram desvalorização de 11,4%, quando comparado ao 1T16, encerrando o 1T17 cotadas a R\$ 13,70. Em relação aos indicadores de mercado, no mesmo período, o IEE valorizou 43,5% e o Ibovespa 29,8%, encerrando o 1T17 em 39.971 pontos e 64.984 pontos, respectivamente. Ao longo de 1T17, o volume médio diário negociado foi de 964 mil units frente a 1.489 mil units no 1T16. O gráfico abaixo demonstra o desempenho das units:

AES Tietê Energia x Ibovespa x IEE x TSR*
Base 100 - 31/03/2016



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

DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

SEGURANÇA E MEIO AMBIENTE

Um dos principais desempenhos socioambientais da AES Tietê Energia está relacionado com a segurança de colaboradores próprios, contratados e população.

Não foi registrado nenhum acidente com afastamento com colaboradores próprios no 1T17. Como parte do Programa de Segurança da AES Tietê Energia, a Companhia intensificou a realização dos Diálogos de Segurança nas áreas operacionais e iniciou treinamentos de atenção concentrada que visa desenvolver habilidades para manter o foco na realização da atividade, evitando assim distração que pode resultar em acidentes.

Importante destacar que, desde 2009 não foram registrados acidentes com a população nos reservatórios das usinas.

Metas	Indicadores	1T16	1T17
Zero acidente fatal com colaboradores próprios e contratados	Nº acidentes fatais	0	0
Registrar taxa abaixo de 0,01 para acidentes com afastamento, em 2017	<i>LTI Rate*- próprios</i>	0	0
	<i>LTI Rate*- contratados</i>	0	0,72
Registrar taxa abaixo de 0,64 para acidentes sem afastamento, em 2017	<i>Recordable Rate**- próprios</i>	0	0
	<i>Recordable Rate**- contratados</i>	0	0,72
Zero acidentes com a população	Nº de acidentes fatais	0	0
	Nº de acidentes totais	0	0

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

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

O acompanhamento das taxas segue os critérios pelo Occupational Safety & Health Administration (OSHA), agência do Departamento de Trabalho dos Estados Unidos. Até o 4T15, o reporte era realizado de acordo com os critérios da NBR 14.280.

Quanto ao desempenho ambiental, foram evitadas 101 tCO₂e no 1T17 devido, principalmente, à redução do consumo próprio de energia das usinas.

Meta	Indicador de Desempenho	1T16	1T17
Evitar as emissões de CO ₂ e a partir da redução de 170 MWh de energia elétrica referente ao consumo próprio	MWh de consumo próprio de energia elétrica*	2.862	1.639

*O acompanhamento das emissões de gases de efeito estufa pelo consumo próprio de energia das usinas restringe-se ao consumo dos alimentadores que estão ligados às subestações, apenas. Em consonância com a metodologia utilizada pelo Governo Federal para o cálculo do fator de emissão da matriz elétrica nacional, considera-se a energia proveniente do SIN (Sistema Interligado Nacional). Até a divulgação deste release, o fator de emissão da matriz elétrica brasileira referente ao primeiro trimestre de 2017 não foi publicado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. A média dos fatores dos meses de janeiro, fevereiro e março de 2016 foi utilizada nas estimativas de gases de efeito estufa.

COLABORADORES

Um dos objetivos traçados pelo Planejamento Estratégico Sustentável da AES Brasil é ser reconhecido como um dos melhores lugares para se trabalhar. O foco da Companhia é garantir que os seus 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. A Companhia foi reconhecida em 2016 entre as 150 Melhores Empresas para Trabalhar pelo Guia Você S/A.

Um dos principais indicadores é a rotatividade voluntária que fechou em 1,52%, para o 1T17, frente a 0,86% para o 1T16.

Indicador de Desempenho	1T16	1T17
Rotatividade Voluntária	0,86%	1,52%

COMUNIDADE / INSTITUTO AES

O Instituto AES consolida a atuação social voluntária das empresas do grupo AES Brasil visando dar maior capilaridade e impacto aos projetos já existentes, e criar novas possibilidades de impacto social. Os pilares de atuação do Instituto AES são (i) formação do cidadão; (ii) inovação para o desenvolvimento social; (iii) empreendedorismo consciente; e (iv) voluntariado. A missão do Instituto está alinhada à estratégia de negócios, à inovação e ao crescimento da AES Brasil, e os projetos são desenvolvidos em rede, incluindo os beneficiários, as comunidades e os parceiros. Com isso, os recursos próprios e incentivados investidos em projetos sociais são alocados com mais assertividade em relação ao potencial de impacto socioambiental.

No 1T17 foi iniciada a implantação de 4 projetos educacionais e culturais em 10 municípios no entorno das usinas hidrelétricas da AES Tietê Energia, com recursos aportados da AES Tietê Energia no final de 2016 por meio da Lei Rouanet, totalizando R\$ 1,5 milhão. Além disso, doações aos Fundos Municipais dos Direitos da Criança e do Adolescente e aos Fundos do Idoso de oito cidades, somando R\$ 887 mil, beneficiarão mais de 20 entidades sociais em 2017.

DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIOS

ESTRATÉGIA DE CRESCIMENTO

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

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

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

Acordo de Aquisição - Complexo Eólico Alto Sertão II

Em 13 de janeiro de 2017 a AES Tietê Energia acordou com a Renova Energia S.A. uma proposta para a aquisição do conjunto de parques eólicos que constituem o Complexo Alto Sertão II, por um valor total, ainda sujeito a alterações, de R\$ 650,0 milhões.

Em 18 de abril de 2017, a AES Tietê celebrou com a Renova Energia um Contrato de Compra e Venda de Ações pela totalidade das ações da Nova Energia Holding S.A., detentora, por meio da Renova Eólica, do Complexo Alto Sertão II. O valor da aquisição é de R\$ 600 milhões e tem por base a estimativa da AES Tietê para 31 de dezembro de 2016, feita a partir das demonstrações financeiras de 30 de setembro de 2016. O valor da aquisição está sujeito a determinados ajustes usuais neste tipo de transação incluindo ajuste de capital de giro. Com a aquisição, a AES Tietê deve assumir uma dívida de R\$ 1.150 milhões, com base em 31 de dezembro de 2016.

Adicionalmente ao valor da aquisição, o preço de aquisição poderá sofrer um acréscimo de até R\$ 100,0 milhões, por meio do mecanismo de *earn-out*, mediante a performance do Complexo Alto Sertão II a ser apurado após o período de 5 anos a partir da data do fechamento da operação.

O fechamento da operação estará sujeito, ainda, ao cumprimento de condições precedentes comuns para este tipo de operação, inclusive a obtenção da aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”), estimada para ocorrer no terceiro trimestre de 2017, e a obtenção da aprovação pelos acionistas da AES Tietê na Assembleia Geral Extraordinária convocada para o dia 29 de maio de 2017, conforme edital divulgado ao mercado.

O Complexo Eólico Alto Sertão II está localizado no Estado da Bahia, possui capacidade instalada total de 386,1 MW, e energia contratada por 20 anos, por meio do leilão de energia de reserva e leilão de energia nova realizados em 2010 e 2011, cujos contratos expiram em 2033 e 2035, respectivamente.

A consumação da Potencial Aquisição ainda dependerá, dentre outros fatores, da negociação satisfatória dos documentos definitivos entre as partes envolvidas, da conclusão satisfatória pela Companhia da auditoria legal, técnica e contábil em andamento, das aprovações societárias necessárias, e da aprovação prévia dos credores do Complexo Eólico Alto Sertão II.

A aquisição contribui para a estratégia de crescimento da AES Tietê Energia de, até 2020, compor 50% de seu EBITDA com fontes não hidráulicas com contratos regulados de compra e venda de energia elétrica de longo prazo.

Novas Energias - Geração Distribuída e Armazenamento de Energia

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

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

Em 2016 a AES Tietê Energia passou a oferecer soluções energéticas integradas - combinando soluções de comercialização de energia com geração distribuída e autoprodução de energia. Ao longo do ano, a Companhia celebrou mais dois contratos de geração distribuída solar totalizando 36,3 kWp, que entraram em operação em 2017. No total, a Companhia possui mais de 42,4 kWp em operação.

A AES Tietê Energia também trabalha em estudos para a instalação de sua primeira “fazenda solar” para geração distribuída através do modelo de autoconsumo remoto.

Armazenamento de energia, por meio de baterias (“*Energy Storage*”)²¹, é outra importante linha de negócio oferecida pela AES Tietê Energia. A AES Corp é líder mundial em *Energy Storage*, e no Brasil a AES Tietê Energia é pioneira em oferecer esta solução para o mercado. Em 30 de junho de 2016, a Companhia realizou seminário internacional de *Energy Storage* em São Paulo, com o objetivo de manter constante diálogo com entidades do setor elétrico para apresentar a tecnologia, suas aplicações e benefícios, bem como contribuir para o aprimoramento do modelo regulatório, visando fomentar o crescimento de soluções de armazenamento.

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

A usina hidrelétrica de Bariri será a primeira usina nacional a ser integrada a um sistema de baterias para armazenar sua geração. O projeto piloto, com capacidade de 166,4 kW em baterias de íons de lítio, será instalado no início do 2º semestre de 2017 para demonstrar a clientes e órgãos reguladores como os equipamentos funcionam na prática. Com isso, o Brasil passará a fazer parte do mapa mundial do armazenamento de energia.

²¹ A AES possui 10 anos de experiência nesta tecnologia. Com 436 MW de sistemas de armazenamento em operação, construção ou fase final de desenvolvimento, a AES possui o maior parque de armazenamento de energia com baterias com mais de 3 milhões de MWh de serviços prestados e já está na 4ª geração da sua solução, o ADVANCION.

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

Obrigação de Expansão

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

Contudo, foram estabelecidas novas condições regulatórias, posteriores à privatização, em especial a criação de um novo modelo do setor elétrico, por meio da publicação da Lei nº 10.848/2004, que dificultaram o cumprimento da Obrigação de Expansão, tal como originalmente concebida.

Com o novo modelo do setor, a AES Tietê Energia passou a sujeitar-se às restrições para a comercialização de energia elétrica. A Companhia foi impedida de negociar contratos diretamente com as distribuidoras e essas, por sua vez, foram obrigadas a adquirir energia em leilões de energia nova, dificultando o cumprimento da Obrigação de Expansão por meio de novos empreendimentos construídos no Estado de São Paulo. Há ainda dificuldades regionais, tais como o baixo volume de recursos hídricos viáveis ainda inexplorados no estado e o potencial eólico e solar com menores fatores de capacidade em comparação com projetos em outros estados do país, o que dificulta a competitividade de projetos de geração de energia no Estado de São Paulo no atual modelo dos leilões.

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

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

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

Em agosto de 2013, as partes foram intimadas sobre a designação de uma audiência de conciliação para outubro de 2013. A audiência de conciliação foi realizada, tendo o juiz responsável pelo caso determinado a suspensão do processo até dezembro de 2013 para que as partes estudassem alternativas para expandir a capacidade de geração da AES Tietê Energia, que não o plano de expansão anteriormente apresentado em juízo pela Companhia, qual seja, o projeto Termo São Paulo.

Entre outubro e dezembro de 2013, a AES Tietê Energia e o Estado de São Paulo se reuniram algumas vezes para discutir o potencial energético de diferentes fontes e estudar alternativas à Obrigação de Expansão.

Em março de 2014, foi publicada uma determinação do juiz para que as partes informassem se chegaram a uma composição, tendo tanto a Companhia, quanto o Estado de São Paulo, apresentado pedido de suspensão do processo por 60 dias, a fim de dar continuidade às negociações.

Em maio de 2014, a AES Tietê Energia apresentou um novo pedido de suspensão do processo, tendo em vista as negociações com o Estado de São Paulo. Esse novo pedido foi apresentado antes de uma decisão relativa à suspensão de 60 dias anteriormente requerida por ambas as partes. Em agosto 2014 este novo pedido de suspensão foi aprovado e a AES Tietê Energia trabalha atualmente no desenvolvimento do plano de expansão a ser apresentado ao Estado de São Paulo.

Em abril de 2015, após o juiz solicitar à Companhia e ao Estado de São Paulo a apresentação de uma manifestação acerca da conclusão do período de suspensão, a Companhia apresentou novo pedido de suspensão do processo por 90 dias, considerando que as negociações com o Estado de São Paulo haviam avançado positivamente.

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

Em agosto de 2015, a AES Tietê Energia apresentou petição informando que não foi obtido acordo e requerendo a produção de provas, especialmente pericial.

Em fevereiro de 2017, o juiz determinou a realização da produção de prova pericial, nas especialidades de Economia e Engenharia, bem como rejeitou o argumento da AES Tietê Energia relativo à prescrição da propositura da ação ajuizada pelo Estado de São Paulo.

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

Em março de 2017, foi proferida decisão no recurso de agravo interposto pela AES Tietê Energia, suspendendo a decisão que rejeitou o argumento relativo à prescrição. Com esta decisão, até que o mérito do recurso de agravo da AES Tietê Energia seja julgado, a perícia e o andamento do processo na primeira instância estarão suspensos. Vale ressaltar que, contribuíram para o cumprimento da Obrigação de Expansão, a PCH São Joaquim (3 MW), finalizada em julho de 2011, e a PCH São José (4 MW), finalizada em março de 2012, além de dois contratos de longo prazo de compra de energia provenientes de biomassa de cana-de-açúcar, que totalizam 10 MW médios.

Projetos em desenvolvimento no Estado de São Paulo

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

Desde 2012, a Companhia possui uma opção de compra de um projeto de usina termelétrica, com capacidade líquida de 579 MW, a ser instalada no interior do Estado de São Paulo. Com isso, foi garantida exclusividade para avaliação do projeto nos próximos anos e a possibilidade de adequá-lo aos padrões de desenvolvimento de negócios da AES Tietê Energia. Porém, o principal entrave de ambos os projetos, que é o contrato de fornecimento de gás, continua sem solução até a presente data.

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

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

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

GOVERNANÇA CORPORATIVA

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

No âmbito interno, a AES Tietê Energia é administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria. O Conselho de Administração é responsável pelo planejamento e pelas questões estratégicas da empresa. Atualmente, o Conselho de Administração é composto por onze membros efetivos e respectivos suplentes. Dentre os seus membros, sete efetivos e respectivos suplentes foram indicados pelo acionista controlador, um efetivo e respectivo suplente pela BNDES Participações S.A. - BNDESPAR nos termos do Acordo de Acionistas da Companhia, um é membro efetivo e independente indicado pelo controlador, um membro efetivo e respectivo suplente é indicado pelos acionistas minoritários e também considerado conselheiro independente e o último membro efetivo e respectivo suplente foi eleito pelos colaboradores da Companhia conforme disposição do seu estatuto social. O mandato dos atuais membros do Conselho de Administração se encerrará na data da realização da Assembleia Geral que examinará as contas da administração da Companhia referentes ao exercício social que findará em 31 de dezembro de 2017.

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

Atualmente, a Companhia possui um Conselho Fiscal, que tem como principal função fiscalizar os atos dos administradores e verificar o cumprimento dos seus deveres legais e estatutários. Além disto, o Conselho Fiscal também é responsável por examinar trimestralmente o balancete e as demonstrações contábeis elaboradas pela Companhia, opinar sobre o relatório anual da administração e as propostas dos órgãos da administração a serem submetidos em assembleia geral. O Conselho Fiscal da Companhia é atualmente composto por cinco membros efetivos e respectivos suplentes, dos quais: dois efetivos e respectivos suplentes foram indicados pelo acionista controlador, um efetivo e respectivo suplente foi indicado pela BNDESPAR nos termos do Acordo de Acionistas da Companhia, e dois efetivos e respectivos suplentes foram indicados pelos acionistas minoritários preferencialistas da Companhia.

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

TRANSPARÊNCIA E ÉTICA

O Programa de Ética e *Compliance* da AES Brasil foi criado a partir do compromisso da empresa com a transparência e com a asseguuração da conduta ética em todos os seus negócios. As iniciativas desenvolvidas no âmbito do programa visam resguardar os mais elevados níveis de integridade e de valores éticos junto a todos os públicos de relacionamento do Grupo.

O programa conta com diversas iniciativas de comunicação e treinamento como, por exemplo, treinamento bienal do Guia de Valores da AES (reciclagem), o Boletim *AES Helpline* (enviado para todos os colaboradores do Grupo), o “Dia Mundial da Ética” (evento voltado para a liderança que promove atividades e discussões sobre os Valores da AES), e o evento “Multiplicadores de Ética” (ação que ocorre semestralmente em que os líderes discutem com seus subordinados dilemas éticos).

Além disso, a AES Brasil conta com o *AES Helpline*, um canal confidencial para reporte de relatos e questionamentos sobre dilemas éticos, aberto para todas as nossas partes interessadas (funcionários, terceirizados, fornecedores, prestadores de serviço e clientes), disponível 24 horas por dia, 7 dias por semana, em idioma local. O contato com o *AES Helpline* pode ser feito de forma identificada ou anônima. O sigilo é mantido e todas as informações são tratadas com confidencialidade.

COMPLIANCE CONTRATUAL

A AES Tietê Energia está comprometida em manter os mais altos padrões éticos em todas as suas transações comerciais. Os colaboradores da AES Tietê Energia, parceiros de negócios, prestadores de serviços, fornecedores e terceiros que realizam trabalhos junto à AES Tietê Energia devem aderir a todas as leis e regulamentos aplicáveis e demonstrar comportamento ético em suas relações e decisões de negócios. O Programa de *Compliance* da AES Tietê Energia visa a “conhecer o seu parceiro de negócios”, o qual exige que a AES Tietê Energia conduza o processo de *due diligence* em seus potenciais parceiros antes de firmar ou renovar um acordo de negócios, visando a assegurar que tais padrões éticos e legais sejam devidamente respeitados em todas as suas transações comerciais.

Declarações contidas neste documento relativas a perspectivas dos negócios da AES Tietê Energia, projeções de resultados operacionais e financeiros e ao potencial de crescimento da Empresa, constituem-se em meras previsões e foram baseadas nas expectativas da administração em relação ao futuro da Companhia. Essas expectativas são altamente dependentes de mudanças no mercado, do desempenho econômico do Brasil, do setor elétrico e do mercado internacional, estando, portanto, sujeitas a mudanças.

EQUIPE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

CONTATOS

Gerência de Relações com Investidores		
Tel.: (11) 2195-7048 / ri.aestiete@aes.com		
Gerente de RI	E-mail	Telefone
Isabela Klemes Taveira	isabela.taveira@aes.com	(11) 2195-2212
Analistas de RI	E-mail	Telefone
Erika Lima	erika.regina@aes.com	(11) 2195-4881
Gabriela Rigo Bussotti	gabriela.bussotti@aes.com	(11) 2195-7433
Ivan Martins Vaz	ivan.martins@aes.com	(11) 2195-2827

ANEXOS

DADOS CONSOLIDADOS- R\$ mil

CONSOLIDADO		
ATIVO	31.12.2016	31.03.2017
ATIVO CIRCULANTE	776.479	952.494
DISPONIBILIDADES	577.617	732.047
Caixa e bancos	72.086	80.187
Aplicações financeiras	505.531	651.860
CRÉDITOS	151.817	184.769
Revendedores	146.897	180.112
Outras contas a receber	4.920	4.657
OUTROS	47.045	35.678
Tributos e contribuições sociais	23.378	23.428
Tributos a recuperar	20.968	426
Outros créditos	2.016	4.997
Despesas pagas antecipadamente	683	6.827
ATIVO NÃO CIRCULANTE	3.323.100	3.302.182
Revendedores	13.075	13.075
Tributos e contribuições sociais diferidos	159.665	154.979
Outros tributos compensáveis	698	663
Cauções e depósitos vinculados	4.465	4.289
Outros créditos	39	702
Imobilizado	3.089.307	3.074.642
Intangível	55.851	53.832
TOTAL DO ATIVO	4.099.579	4.254.676

CONSOLIDADO		
PASSIVO	31.12.2016	31.03.2017
PASSIVO CIRCULANTE	827.945	932.437
FINANCIAMENTOS	255.776	376.773
Arrendamento Financeiro	315	313
Debêntures	255.461	376.460
FORNECEDORES	411.782	405.316
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	63.404	53.614
DIVIDENDOS PROPOSTOS E DECLARADOS	52.569	52.551
PROVISÃO PARA LITÍGIOS E CONTINGÊNCIAS	1.571	931
OUTROS	42.843	43.252
PASSIVO NÃO CIRCULANTE	1.693.535	1.616.429
FINANCIAMENTOS	1.190.794	1.098.185
Arrendamento Financeiro	333	267
Debêntures	1.190.461	1.097.918
PROVISÕES PARA LITÍGIOS E CONTINGÊNCIAS	72.019	72.033
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS	393.757	408.249
OUTROS	36.965	37.962
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.578.099	1.705.810
Capital Social	416.646	416.646
Reservas de Capital	198.072	198.119
Reservas de Lucro - Legal	73.425	73.425
Ajuste de avaliação patrimonial	858.717	844.380
Dividendos adicionais propostos	34.528	34.528
Outros resultados abrangentes	(3.289)	(1.625)
Lucros acumulados	-	140.337
TOTAL DO PASSIVO	4.099.579	4.254.676

Demonstração dos Resultados	1T16	1T17	Var (%)
Receita Operacional Bruta	432.815	455.824	5,3%
Suprimento e Transporte de Energia	432.792	455.797	5,3%
Outras Receitas	23	27	17,4%
Deduções da Receita Operacional	(49.663)	(52.658)	6,0%
Receita Operacional Líquida	383.152	403.166	5,2%
Custos do Serviço de Energia Elétrica	(246.845)	(181.288)	-26,6%
Pessoal	(22.707)	(26.386)	16,2%
Entidade de Previdência Privada	(526)	(1.079)	105,1%
Material	(1.924)	(2.307)	19,9%
Serviços de Terceiros	(21.327)	(17.033)	-20,1%
Compensação Financeira para Utilização de Recursos Hídricos	(22.955)	(13.737)	-40,2%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(98.039)	(43.068)	-56,1%
Transmissão e Conexão	(29.914)	(29.758)	-0,5%
Taxa de Fiscalização/Encargos	(1.745)	(1.695)	-2,9%
Depreciação e Amortização	(42.763)	(37.136)	-13,2%
Provisões Operacionais	(479)	(4.231)	783,3%
Outras despesas (receitas) operacionais	(4.466)	(4.858)	8,8%
Resultado do Serviço	136.307	221.878	62,8%
EBITDA	179.070	259.014	44,6%
Receita (Despesa) Financeira	(23.416)	(31.728)	35,5%
Receitas Financeiras	24.048	19.500	-18,9%
Despesas Financeiras	(52.055)	(52.425)	0,7%
Variações Monetárias/cambiais - líquidas	4.591	1.197	-73,9%
Resultado Antes dos Tributos	112.891	190.150	68,4%
Provisão para IR e Contribuição Social	(30.786)	(45.829)	48,9%
Impostos Diferidos	(7.643)	(18.321)	139,7%
Lucro Líquido do Exercício	74.462	126.000	69,2%

GLOSSÁRIO

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

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

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) - Autarquia sob regime especial, que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil, zelando pela qualidade do serviço prestado, pelo trato isonômico dispensado aos usuários e pelo controle da razoabilidade das tarifas cobradas aos consumidores, preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria.

Capacidade instalada dos sistemas interligados – É o somatório das potências nominais das centrais geradoras e instalações de importação de energia em cada um dos sistemas interligados das regiões Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Neste último caso não é considerada a potência nominal relativa à Itaipu Binacional.

Capacidade instalada nacional – É a soma das capacidades instaladas dos sistemas interligados, acrescida das capacidades instaladas dos sistemas isolados.

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

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) - Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos. Atua sob autorização do Poder Concedente e da regulação e fiscalização da ANEEL, com a finalidade de viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes da CCEE, restritos ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

CDI (Certificado de Depósito Interbancário) - Taxa de referência no mercado de juros, originada da média negociada entre instituições financeiras.

CETESB (Companhia Ambiental do Estado de São Paulo) – Agência do governo responsável pelo controle, fiscalização, e licenciamento de atividades geradoras de poluição, com a preocupação de preservar e recuperar a qualidade das águas, do ar e do solo.

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

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 Afluentes) - 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 hidrelétricas durante um determinado período de tempo, admitindo a ocorrência de todo possível risco, como a variabilidade hidrológica.

GSF (Generation Scaling Factor/Fator de Ajuste da Garantia Física) – O percentual de energia que todos os participantes do MRE estão gerando em relação ao total da sua Garantia Física.

IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis) – Agência do governo responsável pela preservação, controle, 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 BMF&BOVESPA que tem como objetivo medir o desempenho do setor de energia elétrica.

IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) – Medido mensalmente pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), o índice de inflação mensal calcula a variação dos preços no comércio, refletindo o custo de vida para famílias com renda mensal de 1 a 40 salários mínimos.

IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado) – Índice de inflação mensal, medido pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), que calcula a variação de preços no mercado de atacado, consumo, e construção civil, considerando inclusive produtos importados. O indicador apura as variações de preços de matérias-primas agrícolas e industriais no atacado e de bens e serviços finais no consumo.

ISE (Índice de Sustentabilidade Empresarial) – Ferramenta para análise comparativa do desempenho das empresas listadas na BMF&BOVESPA sob o aspecto da sustentabilidade corporativa. Busca criar um ambiente de investimento compatível com as demandas de desenvolvimento sustentável da sociedade contemporânea e estimular a responsabilidade ética das corporações.

Mercado de curto prazo – Mercado que admite transações em que a entrega da mercadoria ocorre a curto prazo e o pagamento é feito à vista. É comum recorrer a este mercado para a obtenção de energia elétrica com urgência, normalmente devido à escassez do recurso, o que torna os preços elevados.

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

MRA (Mecanismo de Redução de Energia Assegurada) – Avalia se as usinas participantes do MRE cumpriram os requisitos de disponibilidade estabelecidos pelo ONS. A avaliação é feita por meio de uma comparação entre os parâmetros verificados de interrupções programadas e forçadas em relação aos parâmetros de referência estabelecidos pela ANEEL. Quando os valores verificados superam os valores de referência, há redução da Garantia Física da usina apenas para fins de aplicação do MRE, não reduzindo o recurso da usina que pode ser comercializado.

MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) – É direcionado a um pleno aproveitamento do parque produtivo, resultando num processo de transferência de energia entre geradores.

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

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

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

PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) – Empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 KW e igual ou inferior a 30.000 KW

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 hidrelétricas, composto por usinas geradoras das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte do país. A operação no sistema é baseada na interdependência, integrando recursos hidrelétricos de geração e transmissão de energia para atender o mercado. A interligação viabiliza a troca de energia entre regiões com diferentes variações climáticas e hidrológicas, que tendem a ocasionar excedente ou escassez de produção. O sistema também prevê a redução de custos operativos e a minimização da produção térmica.

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

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

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

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

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

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