AES Tietê
Uma Empresa AES Brasil

Resultados 2T15

LUCRO LÍQUIDO DA AES TIETÊ ATINGE R$ 126 MILHÕES

Comentários do Sr. Francisco Morandi
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Os resultados do segundo trimestre de 2015 refletiram a estratégia de sazonalização adotada pela Companhia, assim como as condições hidrológicas adversas. A energia natural afluente do SIN no trimestre apresentou queda em relação ao mesmo período do ano anterior, continuando abaixo da média histórica, o que acarretou na redução do volume de energia gerada no sistema como um todo. Estes fatores resultaram na manutenção do despacho térmico elevado que, associado à retração da carga no 2T15 (vs. 1T15), levou à exposição da Companhia ao rebaixamento no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) para 18,9% no 2T15 (ante 6,2% no 2T14), acumulando 19,9% no primeiro semestre de 2015 (versus 5,0% no mesmo período do ano anterior).

Por outro lado, a redução de 44% do preço spot médio do SE/CO, que foi de R$ 682,20 no 2T14 para R$ 381,76 no 2T15, amenizou os impactos do rebaixamento nos resultados da Companhia.

Na esfera operacional, visando à contínua melhoria das condições operacionais e eficiência das usinas, o programa de manutenção e modernização recebeu investimentos de R$ 35,8 milhões no 2T15. Esses investimentos foram principalmente destinados às usinas de Água Vermelha, Bariri e Barra Bonita. Como reflexo desse programa de investimentos e boas práticas de gestão de ativos físicos, as indisponibilidades não programadas das usinas reduziram 18% no comparativo 2T15 vs. 2T14.

Quanto aos resultados financeiros do período, na comparação trimestral, os custos e despesas operacionais, descontando depreciação, sofreram aumento de 51%, em função do maior volume de energia comprada no mercado de curto prazo, reflexo do maior rebaixamento auferido no período. Entretanto, a AES Tietê manteve a trajetória de redução de seus custos gerenciáveis, atingindo 1,9% no segundo trimestre em comparação ao 2T14. Com este resultado, a Companhia se mantém focada na disciplina de execução e eficiência no uso de recursos e em linha com a projeção de custos gerenciáveis prevista para o ano de 2015, que prevê crescimento zero, em termos nominais, dos custos gerenciáveis do ano de 2015, quando comparado ao ano de 2014.

Assim, o Ebitda apurado no período foi positivo em R$ 268,5 milhões e a Companhia encerrou o 2T15 com lucro líquido de R$ 126,1 milhões. Com base neste lucro auferido, R$ 134,5 milhões serão distribuídos aos acionistas sob a forma de dividendos intermediários, correspondentes a 107% do lucro líquido auferido no 2T15 e 41% do lucro líquido auferido no 1S15 (R$ 326,4 milhões).

A estratégia de comercialização de energia da Companhia é revisada frequentemente com o objetivo de incorporar as perspectivas econômicas e do setor de energia. Assim, face às perspectivas para o ano de 2016, a Companhia está confortável em manter seu portfólio de comercialização para o ano de 2016 em 83%. No trimestre, a Companhia negociou cerca de 10 MWm a um preço médio de R$ 180/MWh por 3 anos. O portfólio de contratos totalizou 75% de energia disponível já contratada para 2017, 48% para 2018, 25% para 2019 e 11% para 2020.

Teleconferência de resultados

10/08/2015 - 10h00 (BR) / 09h00 (EST)

Código conferência: Tietê
Conexão: Brasil: +55 11 3193 1001
+55 11 2820 4001
- EUA: + 1 888 700 0802

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

Índice

Destaques do 2T15	02
Contexto Setorial	03
Parque Gerador	06
Desempenho do Setor	07
Desempenho Operacional	09
Desempenho Comercial	10
Desempenho Financeiro	14
Proventos	21
Desempenho Socioambiental	27
Desenvolvimento de Negócios	28
Engajamento de Públicos	30
Governança Corporativa	31
Contato RI - AES Tietê	32
Anexos	33
Glossário	35

R$ milhões	2T14*	2T15	Var (%)
Receita Bruta	747,0	707,6	-5,3%
Receita Líquida	694,4	667,0	-3,9%
Custos e Despesas Operacionais**	263,4	398,4	51,3%
EBITDA	431,0	268,5	-37,7%
Margem EBITDA - %	62,1%	40,3%	-21,8 p.p
Lucro Líquido	251,2	126,1	-49,8%
Margem Líquida - %	36,2%	18,9%	-17,3 p.p
Patrimônio Líquido	1.912,8	1.568,5	-18,0%
Dívida Líquida	667,0	1.121,9	68,2%
Geração de caixa operacional	605,9	340,1	-43,9%

* Ajustado pelo Excedente Financeiro no 2T14 sem impacto no Ebitda.; **não inclui depreciação

Índices	2T14	2T15	Var (%)
Lucro Líq** / PL (vezes)	0,6x	0,1x	-85,6%
Dívida Líquida/ PL (vezes)	0,3x	0,7x	105,1%
Dívida Líquida/ EBITDA** (vezes)	0,4x	2,0x	443,8%
EBITDA/ Desp.Financ. (vezes)	16,4x	4,2x	-74,4%

** últimos 12 meses

Dados Operacionais	2T14	2T15	Var (%)
Energia Gerada - GWh	1.517,4	1.312,3	-13,5%
Preço Contrato Bilateral*** (R$/MWh)	194,2	206,3	6,2%
Investimentos - R$ milhões	47.958,0	35.807,6	-25,3%
Colaboradores próprios	346	349	0,9%

*** Contrato com AES Eletropaulo

GETI3: R$ 17,27 GETI4: R$ 17,50 (06/08/15)	VALOR DE MERCADO: R$ 6.627 milhões	VALOR DE MERCADO: US$ 1.875 milhões

São Paulo, 07 de agosto de 2015 - *A AES Tietê S.A. (BM&FBovespa: GETI3 e GETI4; OTC: AESAY e AESYY) anunciou hoje os resultados referentes ao 2T15. As informações operacionais e financeiras da Companhia, exceto quando indicadas de outra forma, são apresentadas com base em números consolidados da AES Tietê S.A. e de sua controlada AES Rio PCH Ltda., de acordo com a legislação societária.*

DESTAQUES DO 2T15

Hidrologia

- ↑ Afluência no SE/CO de 93,3% da MLT[1] no 2T15 (vs. 85,2% em 2T14)
- ↓ Nível de reservatórios do SIN encerrou o 2T15 em 38,3% vs. 43,0% no 2T14
- ↓ Rebaixamento médio do MRE de 18,9% no 2T15 vs. 6,2% no 2T14
- ↓ Previsão de rebaixamento para 2015 entre 17% e 19% impactando o Ebitda em R$ 730-810 milhões

Operacional

- ↓ Energia gerada no trimestre equivalente a 46% da garantia física (vs. 58% no 2T14) em função da redução do despacho hidrelétrico pelo ONS para recomposição dos reservatórios
- ↑ Nível dos reservatórios da AES Tietê encerrou o 2T15 em 80,5%, superior em 46,5 p.p. ao 2T14 (34,0%)

Comercial

- ↑ Comercialização de energia de ~10MWm, com prazo e preço médios de 3 anos e ~R$ 180/MWh, respectivamente
- ↑ O portfólio de energia contratada totalizou 83%, 75%, e 48% da energia disponível da Companhia para 2016, 2017 e 2018, respectivamente

Financeiro

- ↓ Receita líquida de R$ 667 milhões no 2T15; 4% inferior ao 2T14[2], devido ao menor volume e preço médio da energia vendida no mercado spot, compensado pelo maior volume vendido para a AES Eletropaulo
- ↓ Custos e despesas operacionais[3] totalizaram R$ 398 milhões, 51% superior aos R$ 263 milhões[1] registrados no 2T14, em função do maior volume de energia comprada no mercado spot
- ↑ PMSO gerenciável totalizou R$ 42 milhões no 2T15, 2% inferior ao 2T14, e R$ 80 milhões no 1S15, 9% inferior ao 1S14, em linha com o guidance de redução dos custos gerenciáveis divulgado para o ano de 2015
- ↓ Ebitda de R$ 269 milhões no 2T15 vs. R$ 431 milhões no 2T14, com redução de 38%
- ↓ Lucro líquido de R$ 126 milhões no 2T15 vs. R$ 251 milhões no 2T14, com redução de 50%

Dividendos

- ↑ R$ 135 milhões de dividendos no 2T15; *dividend yield* de 2% e *payout* de 107% no 2T15

Socioambiental

- ↑ Nenhum acidente com colaboradores próprios no período e, desde 2009, não foram registrados acidentes com a população nos reservatórios das usinas
- ↑ A Taxa de Frequência (TF) de acidentes[4] com colaboradores contratados foi de 4,44x no 2T15, uma melhoria em relação ao 2T14 (10,97x), devido à intensificação das inspeções em campo e programas de educação

[1] Média de longo termo
[2] Ajustado pelo Excedente Financeiro no 2T14 no valor de R$ 63,6 milhões, sem impacto no Ebitda.
[3] Excluindo depreciação e amortização
[4] Quantidade de acidentes dividida pelo número de horas trabalhadas, multiplicado por um milhão

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. Segundo o Operador Nacional do Sistema (ONS), apenas 1,7% da capacidade de produção de energia elétrica do Brasil encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados, localizados principalmente na Região Amazônica. 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 gerado pelas usinas hidrelétricas depende do índice pluviométrico para acumulação de água em seus reservatórios. O SIN possibilita que toda 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 de energia gerada pelas usinas hidrelétricas no País é alocado para cada usina participante deste mecanismo, de forma proporcional aos seus respectivos níveis de garantia física[5] (ou energia assegurada). Essa alocação busca garantir que todas as usinas participantes do MRE atinjam seus níveis de energia assegurada, independentemente dos níveis reais de produção. Se, após a etapa acima ter sido cumprida, todos os membros do MRE atingirem seus níveis de garantias físicas e ainda houver saldo de energia produzida, o adicional da geração, designado "Energia Secundária", é alocado proporcionalmente entre os geradores.

Da mesma forma, quando a geração de energia for inferior à garantia física das usinas do SIN, tal déficit também é rateado, proporcionalmente, entre os participantes do MRE, através do *Generation Scaling Factor* (GSF), efeito este conhecido como "Rebaixamento" da garantia física no MRE, podendo resultar em exposições ao mercado de energia de curto prazo ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Nas duas situações acima também pode ocorrer da alocação de energia no MRE se dar em um submercado distinto daquele onde a energia é 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 positivas ou negativas, estão sujeitas a um mecanismo de alívio financeiro e podem ser reduzidas ou eliminadas, dependendo da contabilização de curto prazo do mês em que se configurem.

Além disso, 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) e, caso sejam descumpridos os requisitos de disponibilidade pelas usinas, a garantia física será ajustada podendo gerar exposições ao mercado de energia de curto prazo.

Os efeitos do MRA, de alocações do MRE, redução do GSF ou energia secundária são calculados e contabilizados por meio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

[5] A garantia física, calculada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pela Aneel para cada usina hidrelétrica, é definida como a quantidade de energia que uma usina tem o direito de comercializar por meio de contratos de longo prazo.

COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

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

Considerando o vencimento em dezembro de 2015 do contrato de energia com a AES Eletropaulo, a AES Tietê iniciou em 2012 sua estratégia de comercialização de energia para negociar a sua energia disponível no ACL. O acompanhamento dessa estratégia é detalhada na seção "Estratégia de Comercialização de Energia e Outros Contratos Bilaterais" deste release.

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), a venda da energia ocorre somente por meio de leilões de compra e venda de energia promovidos pela CCEE, sob a delegação da Aneel. Os contratos negociados nesse ambiente são denominados de 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 nestes ambientes são liquidados e contabilizados pela CCEE. Além disso, a CCEE contabiliza a energia produzida pelas usinas participantes do MRE e a garantia física disponibilizada à contratação e a eventual diferença é liquidada no mercado spot (ou mercado de curto prazo). O objetivo inicial dessa liquidação é atender ao MRE e as geradoras que não conseguiram produzir energia suficiente para suprir os seus contratos de energia. Em um segundo momento, caso haja excedente de geração, a energia gerada (energia secundária) pode ser liquidada no mercado spot ao PLD.

REGULAÇÃO

Revisão da Garantia Física dos Empreendimentos Hidrelétricos

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

De acordo com o Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, no seu artigo 2º, § 2º a garantia física de energia 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"), disciplinará a forma de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração, a ser efetuado pela Empresa de Pesquisa Energética ("EPE"), mediante 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, agências reguladoras do Poder Executivo e de instituições representativas do Setor Elétrico, com o objetivo de discutir a metodologia e os modelos necessários à revisão ordinária das garantias físicas dessas usinas.

Segundo cronograma disponibilizado pelo MME, no âmbito dessa Portaria, a expectativa é que toda a metodologia, simulações e definições das garantias físicas sejam determinadas até final de outubro de 2015.

Limites máximo e mínimo do PLD – Resolução Homologatória nº1.832/2014

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 CVU mais elevado de uma Usina Termelétrica em operação comercial, a gás natural, contratada por meio de CCEAR. Para o cálculo do PLD mínimo consideram-se as estimativas de custos de geração da UHE Itaipu e os custos necessários para manter e operar os empreendimentos hidrelétricos, os encargos e a CFURH.

Em 28 de novembro de 2014, após Audiência Pública, a Aneel publicou a Resolução Homologatória nº. 1.832/2014, que estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD, para o ano de 2015.

Para 2015, PLD mínimo foi estabelecido em R$ 30,26/MWh, com base nos custos de operação das usinas cotistas de R$ 24,58/MWh, adicionado à CFURH de R$ 5,68/MWh.

O PLD máximo, foi estabelecido em R$ 388,48/MWh com base no Custo Variável Unitário (CVU) da usina termelétrica Mário Lago, determinada como térmica de referência.

Impactos da retração de geração hidroelétrica no MRE - GSF

Conforme anteriormente referenciado, o despacho hidrelétrico é definido pelo ONS, cujo modelo de despacho tem como objetivo principal o atendimento da carga e minimização do custo total de operação do sistema.

Os geradores hidroelétricos devem manter suas usinas disponíveis para despacho pelo ONS e não têm controle sobre o nível de energia gerada. Desta 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, geração de reserva (eólicas e biomassa principalmente), ou então fatores fora do controle dos geradores, tais como o despacho fora da ordem de mérito, 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. A expectativa é que este valor possa trazer um impacto econômico de até R$ 24 bilhões no ano de 2015 desconsiderando o efeito de liminares, em função da hidrologia adversa e retração do consumo.

As recentes liminares obtidas por agentes do setor elétrico limitaram ou neutralizaram o impactos 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 elétricas abarcadas pela associação, entre elas a AES Tietê, que impede que tal deslocamento hidrelétrico seja alocado aos geradores detentores da liminar nas próximas liquidações. Ressalta-se que os resultados registrados pela Companhia no 2T15, ainda possuem impacto negativo do GSF, que totalizou 19,9% no acumulado deste ano, em função da defasagem média de 60 dias na liquidação da CCEE, que será refletida apenas nos próximos meses.

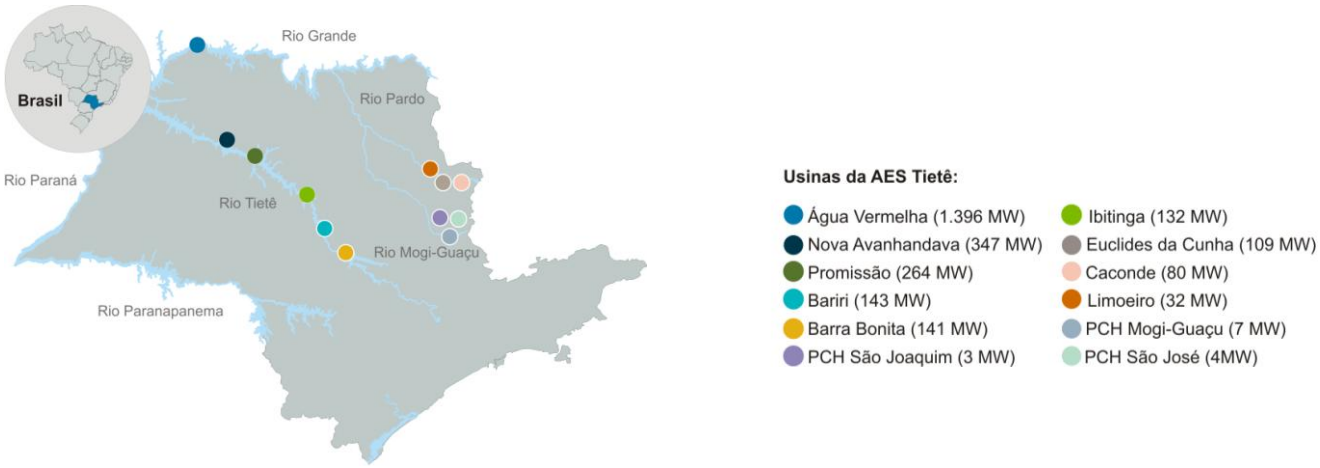
PERFIL

PARQUE GERADOR

Com um parque gerador formado por nove usinas hidrelétricas e três pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), a AES Tietê atua no Brasil desde 1999 na geração e na comercialização de energia elétrica. A Companhia tem capacidade instalada de 2.658 MW e garantia física de 1.278 MW.

As concessões das usinas hidrelétricas da AES Tietê 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.

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



Todas as 12 usinas da AES Tietê possuem licenças 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).

PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO SUSTENTÁVEL

Em virtude do cenário elétrico brasileiro, a AES Brasil, grupo do qual a Companhia faz parte, revisou o seu novo Planejamento Estratégico Sustentável, que agora está orientado por quatro direcionadores estratégicos entre 2015 e 2019: Satisfação do cliente, Desenvolvimento de negócios, Eficiência no uso de recursos e disciplina na execução e Engajamento de públicos de relacionamento. O acompanhamento da Plataforma de Sustentabilidade foi finalizado em 2014 e os aspectos sociais, ambientais e de governança foram incorporados a essa nova estratégia. A apresentação dessas informações, desde o 1T15, está baseada nos direcionadores estratégicos e refletem mais um avanço na aplicação de princípios para o Relato Integrado nas empresas AES Brasil.

SATISFAÇÃO DO CLIENTE

No novo Planejamento Estratégico Sustentável da AES Brasil, um dos compromissos é garantir excelência dos serviços prestados com ética e respeito ao cliente. A meta da AES Tietê, nesta esfera, é atingir um índice de satisfação do cliente de 90% até 2019.

Pesquisas periódicas são realizadas com os clientes de comercialização para avaliar a satisfação deles com os serviços da empresa. No primeiro semestre de 2015, a pesquisa foi realizada pela primeira vez por um instituto independente. O resultado geral foi de 85,7% de satisfação, a partir do desempenho nas dimensões Relacionamento, Imagem, Atendimento e Compra e Gestão.

Meta	2015
Atingir índice de 90% de satisfação do cliente até 2019	85,70%

DESEMPENHO DO SETOR

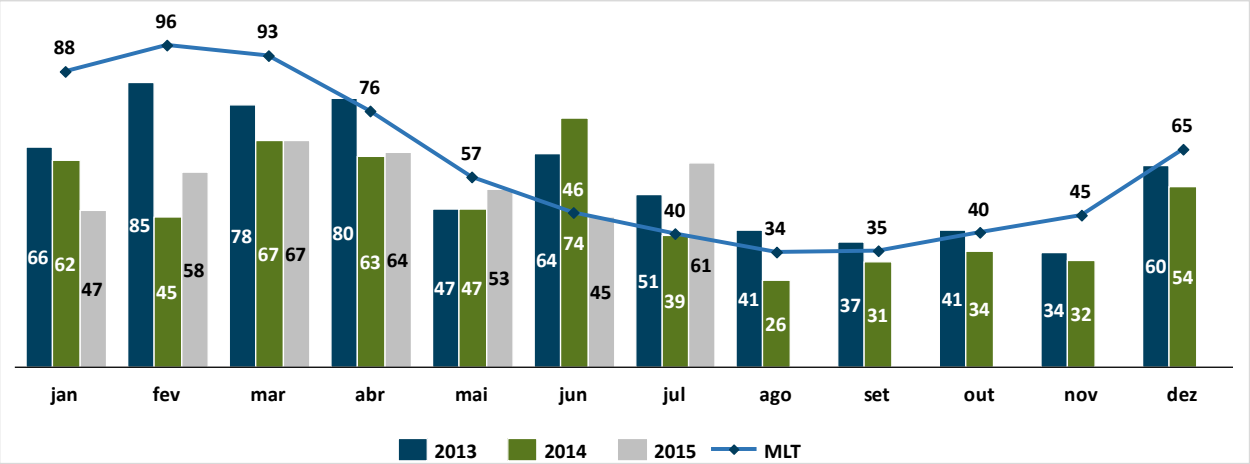
RESERVATÓRIOS, DESPACHO TÉRMICO, AFLUÊNCIA E CARGA

O período de chuvas no Brasil, em particular nos submercados Sudeste/Centro-Oeste ("SE/CO"), Norte e Nordeste, ocorre entre o final do mês de novembro até abril. Desde o ano de 2012, a hidrologia tem se mostrado crítica e aquém da média histórica, em particular durante o período úmido.

Conforme se pode verificar no gráfico a seguir, o nível de afluência registrado no SIN (também conhecido como Energia Natural Afluente - ENA) foi inferior à MLT média durante primeiro semestre de 2015.

Energia Natural Afluente[6] no SIN (GWm)

2013 x 2014 x 2015 x MLT[7]



Comparativo 2T15 x 2T14 e 1S15 x 1S14

No 2T15, a afluência registrada no SE/CO, que representa aproximadamente 70% do sistema, foi a única do País que apresentou melhoria, de 8,1 p.p., em relação à média de longo termo do período, quando comparada com a afluência do 2T14 (93,3% no 2T15 vs. 85,2% no 2T14).

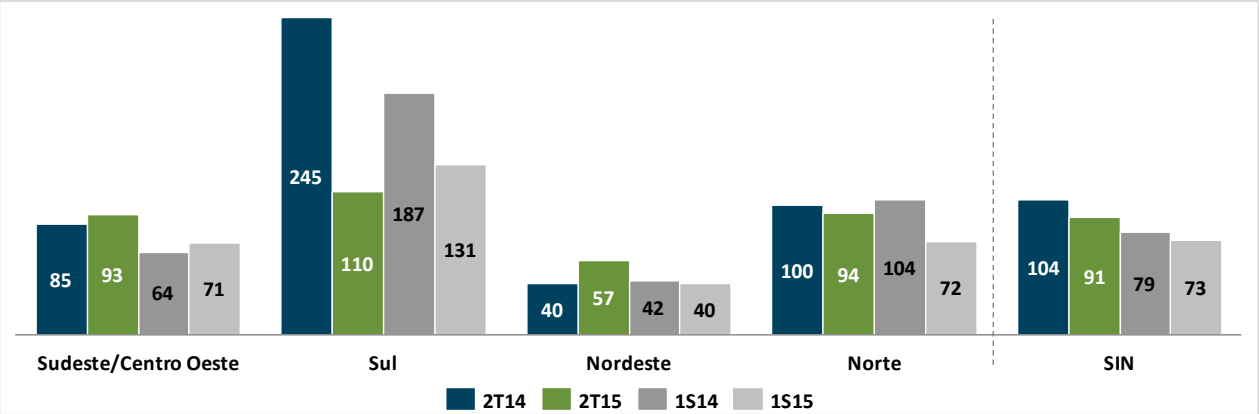
No acumulado do ano de 2015, a afluência no SE/CO ficou em 70,7% da MLT, um aumento de 7,1 p.p., em relação à média de longo termo do período, quando comparado ao 1S14 (70,7% da MLT em 1S15 vs. 63,6% da MLT em 1S14).

A afluência registrada no SIN ao longo do 2T15 foi abaixo da afluência média do 2T14, que totalizou 104,2% da MLT. Na comparação semestral, também houve uma redução de 6,6 p.p., em relação à média de longo termo do período, com o 1S15 em 72,7% contra 79,3% auferido no mesmo período do ano anterior.

O gráfico a seguir apresenta um comparativo da evolução da ENA em cada um dos submercados e para o SIN, nos segundos trimestres e semestres de 2014 e 2015, em relação à média de longo prazo ("MLT") verificada desde 1931.

[6] A Energia Natural Afluente, também conhecida como ENA, é um parâmetro utilizado para representar as afluências em um aproveitamento hidrelétrico.
[7] A MLT é para o ano de 2015 de acordo com o fechamento de junho de 2015 e é passível de alterações – Fonte: ONS

Energia Natural Afluente (% MLT)

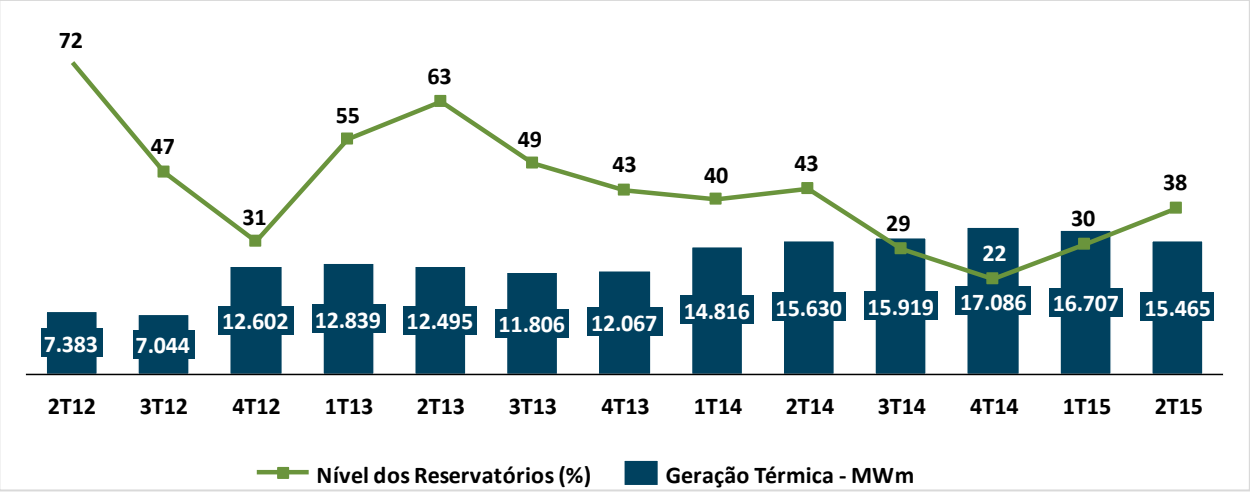


Despacho Térmico

Desde o final do ano de 2012, ONS tem optado por manter a política de maior despacho térmico para preservar os reservatórios, em vista da baixa afluência verificada, reduzindo a geração hidrelétrica. No entanto, em função da retração do consumo no ano de 2015 houve uma redução da geração térmica, que chegou ao patamar médio de 15,5 MWm em 2T15 ante 16,7 MWm em 1T15.

O gráfico a seguir ilustra a evolução do despacho térmico do SIN desde o segundo trimestre de 2012 até o segundo trimestre de 2015. É possível observar que apesar da elevação do nível de despacho térmico no SIN ao longo de 2014, o nível dos reservatórios, a partir do segundo trimestre de 2014, sofreu uma redução expressiva, relacionada à hidrologia crítica do período, conforme anteriormente mencionado.

Despacho Térmico do SIN (MWm)[8] e Nível dos Reservatórios (%)

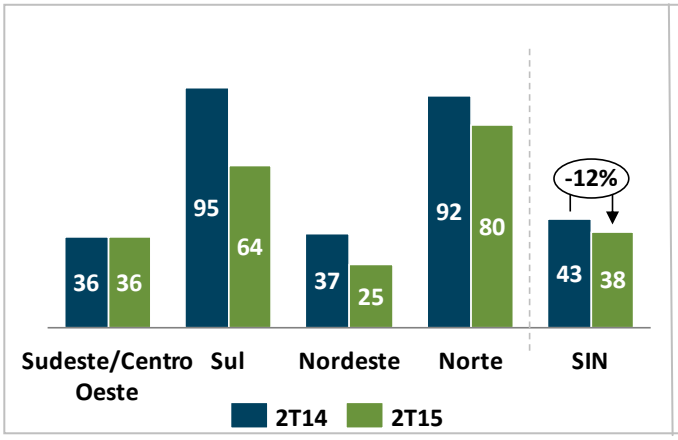


No gráfico a seguir, é possível observar uma redução de 2% na carga do 2T15 vs. 2T14, principalmente em função da redução da atividade industrial do país em 2015. No entanto, a redução da carga não foi suficiente para recuperar o nível dos reservatórios do 2T15, que sofreram uma redução de 12% quando

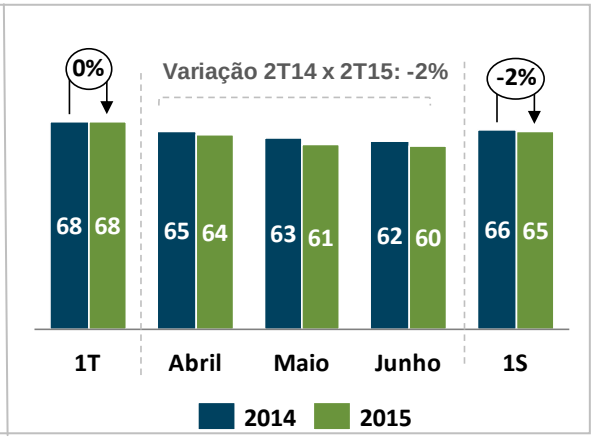
[8] Dados ONS

comparado com o 2T14, devido à redução do nível de afluência para o SIN no comparativo entre trimestres, conforme demonstrado anteriormente.

Nível dos Reservatórios no SIN (%)



Carga no SIN (GWm)[9]



Nível reservatórios usinas AES Tietê

O nível de armazenamento de energia equivalente nos reservatórios das usinas da AES Tietê encerrou o 2T15 em 80,5%, nível superior em 46,5 p.p. ao mesmo período de 2014, quando os reservatórios encerraram o mês de junho em 34,0%. Tal desempenho foi superior ao do submercado em que as usinas da Companhia estão localizadas (SE/CO), que encerrou o 2T15 em 36,1% de sua plena capacidade.

EFICIÊNCIA NO USO DE RECURSOS E DISCIPLINA NA EXECUÇÃO

DESEMPENHO OPERACIONAL, COMERCIAL, FINANCEIRO E SOCIOAMBIENTAL

Maximizar valor antecipando e reduzindo riscos e impactos econômicos, sociais e ambientais também é um dos compromissos das empresas do Grupo AES Brasil.

DESEMPENHO OPERACIONAL

ENERGIA GERADA

No Brasil, devido à predominância da fonte hidráulica na matriz energética (~62%[10]), 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-se algumas restrições operativas, para assim atender de forma confiável e econômica a demanda do mercado.

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

No 2T15, o volume total de energia gerada pelas usinas da AES Tietê atingiu 1.312,3 GWh, 13,5% inferior ao mesmo período de 2014. Os dados de geração do primeiro semestre de 2015 comparados

[9] Valores obtidos a partir da geração de energia de todas as usinas programadas e despachadas centralizadamente pelo ONS, somada à de usinas não monitoradas pelo ONS. Fonte: ONS

[10] Conforme Banco de Informações Gerenciais da ANEEL (Jul/15)

com o mesmo período de 2014 também demonstram uma redução no volume de geração (3.352,8 GWh no 1S15 ante 4.309,3 GWh no 1S14). A decisão do ONS de reduzir o despacho visando à preservação dos reservatórios, e consequentemente autorizar um maior despacho térmico no 1S15 vs. 1S14, resultou na redução da participação da geração hidrelétrica no submercado SE/CO.

Geração (Usinas) - GWh	2T14	2T15	Variação (%) 2T15 x 2T14	1S14	1S15	Variação (%) 1S15 x 1S14
Energia Gerada Bruta	**1.517,4**	**1.312,3**	**-13,5%**	**4.309,3**	**3.352,8**	**-22,2%**
Água Vermelha (Sen. José Ermírio de Moraes	767,5	548,1	-28,6%	2.487,5	1.508,2	-39,4%
Bariri (Álvaro de Souza Lima)	86,4	84,7	-2,0%	211,8	243,9	15,2%
Barra Bonita	65,4	72,6	10,9%	144,2	198,0	37,3%
Caconde	39,5	60,8	54,0%	110,6	84,8	-23,3%
Euclides da Cunha	58,9	71,4	21,3%	147,9	122,8	-17,0%
Ibitinga	111,6	99,6	-10,7%	268,5	292,9	9,1%
Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)	17,0	20,2	18,9%	41,3	32,2	-22,0%
Nova Avanhandava	217,4	204,2	-6,1%	533,0	507,8	-4,7%
Promissão (Mário Lopes Leão)	151,0	146,6	-2,9%	358,0	352,4	-1,6%
Mogi / S. Joaquim / S. José	2,7	4,1	52,8%	6,6	10,0	51,6%

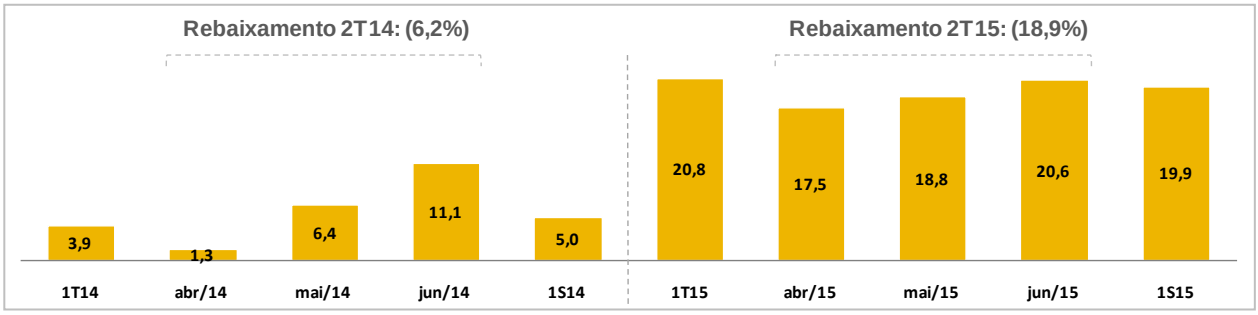
A geração total bruta das usinas da Companhia no 2T15 foi equivalente a 46% da sua garantia física bruta versus 61% no 1T15 versus 58% no 2T14. Essa variação reflete o menor despacho hidrelétrico das usinas pelo ONS, conforme mencionado anteriormente.

DESEMPENHO COMERCIAL

GARANTIA FÍSICA E SAZONALIZAÇÃO

O rebaixamento no MRE verificado no 2T15 de 18,9% foi superior ao registrado no 2T14, que totalizou 6,2%. Essa performance é explicada pela manutenção da hidrologia abaixo da média nos meses de abril, maio e junho de 2015 (ENA no SE/CO de 93% da MLT no 2T15 ante 85% no 2T14), redução da carga de 2% em relação ao 2T15 e ao elevado despacho térmico verificado no período (15,5 GWm no 2T15 e 15,6 GWm no 2T14). O gráfico abaixo apresenta os rebaixamentos contabilizados pela CCEE e no MRE nas liquidações financeiras por ela efetuadas no primeiro trimestre de 2014 e 2015[11].

Rebaixamento no MRE (%)



Sazonalização de Garantia Física para fins de Lastro e MRE

[11] Refere-se aos valores contabilizados na liquidação da CCEE. Valores contabilizados na Companhia sofrem influência do provisionamento, considerando que liquidação da CCEE de um determinado mês é disponibilizada, em média, em até 60 dias após o fechamento de determinado mês. Dessa forma, valores contabilizados no 2T15 na Companhia referem-se (i) as contabilizações verificadas na CCEE de abril e maio de 2015; (ii) provisionamento de junho de 2015; (iii) variações entre o provisionado em março de 2015 (contabilizado no 1T15) e o realizado para esse mês.

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 uma estratégia de sazonalização que visava minimizar sua exposição ao risco hidrológico.

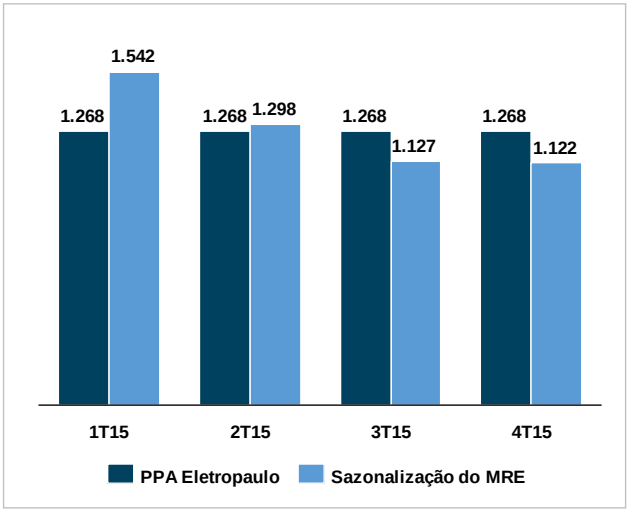
Em dezembro de 2014, a Companhia adotou a estratégia de declarar a sazonalização de sua Garantia Física seguindo o perfil do conjunto dos geradores do MRE, o que resultou na maior alocação de sua energia no primeiro semestre de 2015, concentrada no 1T15, em comparação com os respectivos períodos de 2014. Em relação à sazonalização do contrato com a AES Eletropaulo, após acordo entre as partes, adotou-se o perfil de sazonalização flat para o ano de 2015.

A variação entre o montante sazonalizado para fins de MRE (após a contabilização de perdas, consumo interno e indisponibilidades) e de lastro, bem como a eventual energia secundária ou um rebaixamento no MRE constituiu nos ganhos ou perdas com a venda de energia no mercado de curto prazo.

Para 2015, a Companhia adotou a estratégia de seguir a média do MRE, e o perfil de sazonalização do lastro, por sua vez, foi de sazonalização flat conforme gráfico a seguir:

Sazonalização de Garantia física Bruta para MRE e Lastro

(MW médios)



Projeção de rebaixamento médio no MRE para o ano de 2015

Conforme antecipado na divulgação dos resultados do ano de 2014, a Companhia espera que o ano de 2015 seja mais um ano desafiador para o setor elétrico, considerando a manutenção, durante o ano, do nível de afluência abaixo da média histórica e do despacho térmico em elevado patamar.

Caso esse cenário se concretize, a Companhia espera que a manutenção ou até mesmo elevação do despacho das usinas térmicas, resultando em risco de exposição da Companhia ao mercado de curto prazo para cumprimento de suas obrigações contratuais. Considerando que ao final do período úmido a afluência foi abaixo da média histórica, há expectativa de que os níveis de garantia física, para efeitos de alocação do MRE, continuem rebaixados até que o nível dos reservatórios seja recuperado, em função principalmente do elevado despacho termelétrico e da expectativa de redução do consumo.

Tendo em vista as perspectivas hidrológicas, a retração da carga, conforme anteriormente mencionado, e o desempenho da economia para o ano de 2015, a Companhia revisou suas estimativas para o 2S15 e prevê a manutenção do déficit de geração no MRE, na faixa de 17% a 19%, em função da manutenção do despacho térmico na faixa de 15GWm a 16GWm, do intercâmbio entre subsistemas, da manutenção da geração intermitente e da expectativa de retração da carga em relação a 2014, na faixa de 1,5% a 2,0%. Tal nível de rebaixamento associado a redução prevista do preço spot médio para

R$ 371/MWh durante o ano de 2015 poderá resultar em um impacto negativo líquido no EBITDA da Companhia de R$ 730 milhões a R$ 810 milhões.

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, e dão origem ao excedente financeiro e às exposições financeiras verificadas pela CCEE.

Considerando o perfil importador do submercado SE/CO, ao longo do ano de 2015, o mesmo foi marcado por uma exposição financeira negativa que atingiu os agentes do MRE localizados nesse submercado e acarretou o aumento dos custos com compra de energia no submercado SE/CO. Esse resultado no MRE não pode ser gerenciado pela Companhia, e para neutralizá-lo, a regulamentação da CCEE prevê o alívio da exposição financeira, como é detalhado a seguir.

Excedente financeiro, Exposição financeira e Alívio da Exposição Financeira

O excedente financeiro se verifica quando o PLD do submercado em que a energia é gerada é inferior ao PLD do submercado que a importa. Essa diferença gera um saldo positivo no balanço de pagamentos e recebimentos quando da liquidação financeira das operações do mercado de curto prazo, cujo saldo equivale numericamente ao intercâmbio de energia realizado, valorado pela diferença do PLD entre os submercados. Se não existe diferença do PLD entre os submercados importador e exportador, não há excedente financeiro.

A diferença de PLD entre os submercados, ao longo de 2015, gerou na CCEE a contabilização de um excedente financeiro no SIN de R$ 45,8 milhões nas liquidações de março a maio de 2015, suficiente para cobrir as exposições negativas a submercado no período, não gerando impactos no resultado do período. A tabela a seguir identifica a alocação da Exposição financeira e do alívio desta exposição ao longo do 1T15 e 2T15.

R$ milhões	1T15	2T15
Exposição financeira	-	45,8
Alívio da exposição financeira	-	45,8
Exposição remanescente	**-**	**-**

FONTES DE RECEITA

AES Eletropaulo

A quantidade de energia contratada com a AES Eletropaulo é de 1.268 MWm. Esse é o montante total de energia que deve ser entregue a cada ano até o término do contrato em 31 de dezembro de 2015.

O contrato admite sazonalidade, ou seja, o volume de energia entregue à AES Eletropaulo varia ao longo do ano, de acordo com a demanda do mercado por ela atendido e com a alocação de energia dos demais contratos por ela celebrados.

O preço praticado no contrato foi fixado em 2000, data em que ele foi homologado pela Aneel, que estabeleceu o Valor Normativo (VN) como parâmetro de preço para contratações bilaterais. Desde então o preço do contrato é reajustado anualmente pela variação do IGP-M. Conforme preço atualizado em 04 de julho de 2014, o preço do contrato passou de 194,19/MWh para R$ 206,31/MWh, com base no IGP-M acumulado do período de 6,2%.

Em 04 de julho de 2015, houve nova atualização do preço do contrato com a AES Eletropaulo para os próximos 12 meses, passando o valor para R$ 217,85/MWh, com base no IGP-M acumulado no período de 5,6%.

CCEE (MRE, *Spot* e Administrativas) e Outros

A tarifa aplicada à energia faturada no MRE (TEO) é ajustada anualmente pela Aneel, em janeiro, pela variação do IPCA e é determinada de forma a reembolsar os custos variáveis de operação e manutenção das usinas. A tarifa vigente para o ano de 2015 é de R$ 11,25/MWh, enquanto que em 2014 e em 2013, a tarifa aplicada foi de R$ 10,54/MWh e R$ 10,01/MWh, respectivamente.

O preço da energia faturada no mercado de curto prazo, denominado de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), varia de acordo com as condições eletro-energéticas e de oferta e demanda de energia. A partir de setembro de 2013, o PLD passou a incorporar o mecanismo de aversão ao risco, chamado CVaR, que tende a antecipar o despacho térmico de forma a manter a operação do sistema mais conservadora. Antes da Resolução n°. 03 do Conselho Nacional de Política Energética (Resolução CNPE 03), que determinou esse novo modelo de formação do PLD, as despesas com o acionamento das usinas térmicas eram cobradas por meio do ESS (Encargo de Serviços do Sistema).

No 2T15, o PLD médio da região Sudeste/Centro-oeste totalizou R$ 381,76/MWh, valor 44,0% inferior ao registrado no mesmo período de 2014 (R$ 682,20/MWh), em função da mudança na metodologia do cálculo do PLD mínimo e máximo, conforme supracitado.

Estratégia de Comercialização de Energia e Outros Contratos Bilaterais

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 AES Eletropaulo que vence em dezembro de 2015.

Em função do cenário atual e da perspectiva de incremento do risco hidrológico para 2015 e 2016, a Companhia optou por reservar uma parcela maior de sua energia própria disponível a partir de 2016, com o objetivo de reduzir possíveis riscos de exposição ao mercado de curto prazo e rebaixamento no MRE.

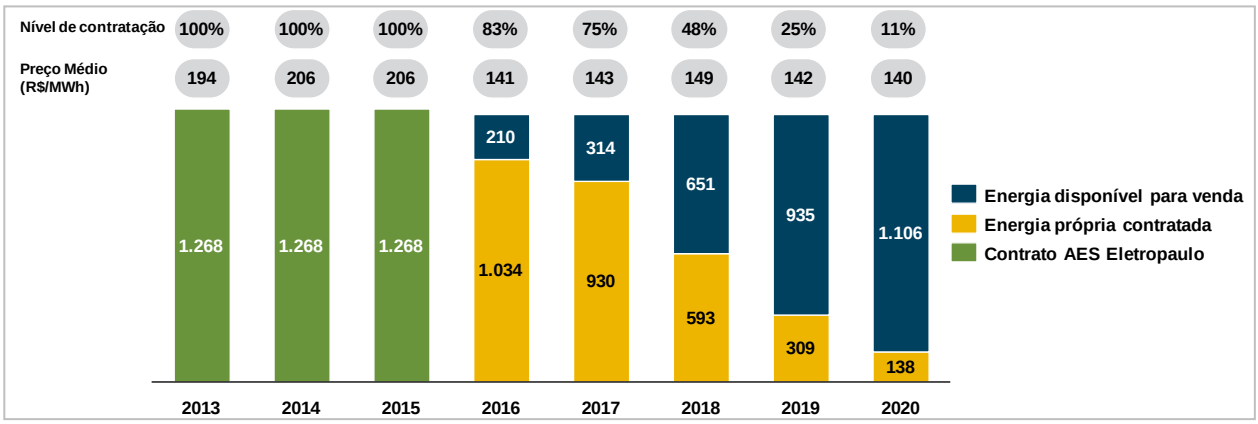
Adicionalmente, em função da retração econômica esperada, a Companhia tem observado uma retração no consumo de energia que, somado com a reavaliação das estratégias de contratação de energia no longo prazo, está reduzindo a liquidez de energia do mercado livre de energia.

No entanto, apesar deste cenário, a Companhia comercializou um total de ~10MWm, com prazo e preço médios de 3 anos e ~R$ 180/MWh, respectivamente.

O portfólio atual da Companhia totaliza 1.034 MWm de energia própria vendida para entrega em 2016, ou 83% da energia assegurada líquida, 930 MWm para entrega em 2017 (75%), 593 MWm para entrega em 2018 (48%), 309MWm para entrega em 2019 (25%) e 138MWm para entrega em 2020 (11%).

Histórico e Evolução da carteira de clientes[12]

(MW médios)



[12] Apenas energia convencional e exclui perdas e consumo interno; preços na data base de junho/2015

ENERGIA FATURADA

A energia faturada pela AES Tietê aumentou 9,9% na comparação entre o 2T15 e o 2T14. No 1S15, a energia faturada apresentou um aumento de 5,4%, em comparação com o 1S14. As variações são detalhadas a seguir:

Energia Faturada (Consolidado) - GWh	2T14	2T15	Variação (%)	1S14	1S15	Variação (%)
Energia Faturada	**3.224,6**	**3.542,6**	**9,9%**	**6.808,1**	**7.175,4**	**5,4%**
Contrato Bilateral AES Eletropaulo	2.353,9	2.769,3	17,6%	4.683,0	5.509,5	17,6%
CCEE	366,8	340,4	-7,2%	1.083,2	749,6	-30,8%
Spot	353,2	309,1	-12,5%	893,8	582,7	-34,8%
MRE	13,6	31,3	129,9%	189,4	166,9	-11,8%
Outros Contratos Bilaterais	503,9	432,9	-14,1%	1.041,9	916,3	-12,1%

No 2T15, as vendas para a AES Eletropaulo totalizaram 2.769,3 GWh, 17,6% superior ao volume vendido no 2T14. Esse incremento é explicado pela sazonalidade do contrato, que varia a cada ano, como consta na seção "Fontes de Receita – AES Eletropaulo". No semestre, as vendas somaram 5.509,5 GWh, representando um aumento de 17,6%, igualmente justificada pela sazonalidade do contrato.

O volume de energia faturada por meio da CCEE no 1T15 reduziu 7,2% e no 1S15 reduziu 30,8% quando comparado ao 1T14 e 1S14, respectivamente. Tal variação é explicada pela redução das vendas no mercado de curto prazo (-12,5% no 2T15 vs. 2T14 e -34,8% no 1S15 vs. 1S14) em função da estratégia de sazonalização adotada para o ano.

Em relação ao resultado com energia faturada por meio de outros contratos bilaterais, houve uma redução de 14,1% no 2T15 vs. 2T14 e de 12,1% na comparação semestral.

DESEMPENHO FINANCEIRO

RECEITA BRUTA

No 2T15, a receita operacional bruta da AES Tietê totalizou R$ 707,6 milhões, 5,3% inferior àquela registrada no 2T14, de R$ 747,0 milhões[13]. O resultado é explicado pelos seguintes fatores:

(i) incremento de 25,0% na receita de energia vendida à AES Eletropaulo, associado tanto ao aumento de 17,6% no volume de energia comercializada, dada a sazonalidade desse contrato (2.769,3 GWh no 2T15 ante 2.353,9 GWh no 2T14) quanto ao reajuste desse contrato a partir de julho de 2014 (R$ 206,3/MWh no 2T15 ante R$ 194,2/MWh no 2T14); compensado pela:

(ii) redução de R$ 145,2 milhões na receita bruta de energia vendida no mercado de curto prazo, o que corresponde a uma queda de 66,2% devido ao menor PLD auferido no submercado SE/CO (R$ 381,76/MWh no 2T15 versus R$ 682,20/MWh no 2T14) e menor volume (309,1 GWh no 2T15 ante 353,2 GWh no 2T14).

No 1S15, a receita operacional bruta da AES Tietê totalizou R$ 1.441,1 milhões, 7,7% inferior àquela registrada no 1S14, de R$ 1.561,0 milhões[10]. O resultado é explicado pelos seguintes fatores:

(i) pela redução de 34,8% no volume de energia vendida no mercado de curto prazo (582,7 GWh no 1S15 ante 893,8 GWh no 1S14);

(ii) menor preço da energia no mercado de curto prazo no submercado Sudeste/Centro Oeste (R$ 385,10/MWh no 1S15 versus R$ 676,01/MWh no 1S14); parcialmente compensado pelo:

(iii) aumento de 17,6% no volume de energia vendida para a AES Eletropaulo, dada a sazonalidade de entrega de energia desse contrato em 2015 quando comparada ao ano de 2014, e aumento de 6,2% no preço, em função do reajuste do contrato realizado no mês de Julho/2014. No 1S15

[13] Ajustado pelo Excedente Financeiro no 2T14 no valor de R$ 68,8 milhões, sem impacto no Ebitda.

foram distribuídos 5.509,5 GWh à AES Eletropaulo, enquanto no 1S14 foram distribuídos 4.683,0 GWh.

Receita Bruta (Consolidado) - R$ milhões	2T14	2T15	Variação (%)	1S14	1S15	Variação (%)
Suprimento de Energia	**747,0**	**707,6**	**-5,3%**	**1.561,0**	**1.441,1**	**-7,7%**
Contrato Bilateral AES Eletropaulo	457,1	571,3	25,0%	909,4	1.136,7	**25,0%**
CCEE	233,2	86,0	-63,1%	534,4	198,8	**-62,8%**
Spot	219,4	74,2	-66,2%	516,4	183,9	**-64,4%**
MRE	0,5	0,7	43,9%	3,5	3,6	**1,0%**
Outras (Administrativos)	13,4	11,1	-17,0%	14,5	11,3	**-21,7%**
Alugueis	0,2	0,2	11,2%	0,2	0,2	**15,4%**
Outros Contratos Bilaterais	56,7	50,3	-11,3%	116,3	105,7	**-9,1%**
Créditos de Carbono	0,0	0,0	-	1,0	0,0	**-100,0%**

DEDUÇÕES DA RECEITA

PIS e COFINS são impostos que incidem sobre a receita da AES Tietê. A alíquota aplicada ao contrato bilateral com a AES Eletropaulo é de 3,65% (regime cumulativo). Para as demais fontes de receita da Companhia, a alíquota é de 9,25% (regime não cumulativo).

A AES Tietê registrou R$ 40,6 milhões em deduções de receita no 2T15 ante R$ 52,7[14] milhões no 2T14, uma redução de 22,9%. Esse desempenho é explicado pelo incremento das vendas para a AES Eletropaulo no 2T15, cuja alíquota de tributação de PIS/COFINS é reduzida, e pela menor participação das receitas registradas com as operações na CCEE, que incluem vendas no mercado de curto prazo e no MRE, assim como outras receitas administrativas associadas ao processo de liquidação da CCEE, nas quais a alíquota de tributação é superior.

No 1S15 as deduções alcançaram R$ 84,2 milhões, ante R$ 110,4 milhões registrados no 1S14, o que representa uma redução de 23,8%. Esse desempenho é explicado, principalmente, pela redução de incremento de 64,4% na receita de energia vendida no mercado de curto prazo, além da redução nas outras receitas administrativas associadas ao processo de liquidação da CCEE.

RECEITA LÍQUIDA

A receita operacional líquida da AES Tietê totalizou R$ 667,0 milhões no 2T15, montante 3,9% inferior ao registrado no 2T14[15]. Esse desempenho reflete principalmente o menor volume e preço de energia vendida no mercado spot, parcialmente compensado pelo maior volume de energia vendida para a AES Eletropaulo.

No 1S15, a receita operacional líquida registrou redução de 6,5%, chegando a R$ 1.357,0 milhões, em função do menor volume de energia vendida no mercado de curto prazo.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R$ 398,4 milhões no 2T15, o que representa um incremento R$ 135,0 milhões na comparação com o 2T14. O resultado é explicado principalmente pelo maior custo com compra de energia, especificamente no mercado de curto prazo, em função da sazonalização da garantia física adotada e do maior GSF auferido no período (18,9% no 2T15 vs. 6,2% no 2T14).

[14] Ajustado pelo Excedente Financeiro no valor de R$ R$ 5,2 milhões, sem impacto no EBITDA. Desconsiderado esse efeito, as deduções totalizam R$ 57,9 milhões no 2T14.

[15] Ajustado pelo Excedente Financeiro no 2T14 no valor de R$ 68,8 milhões, sem impacto no Ebitda

As despesas com PMSO reportado apresentaram incremento de 7,3% no 2T15 em relação ao 2T14, como reflexo principalmente dos maiores custos com pessoal e outras despesas, parcialmente compensado pela redução de custos de materiais e serviços de terceiros.

Na comparação do acumulado, os custos e despesas operacionais do 1S15, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R$ 696,5 milhões, um aumento de 63,5% em relação ao valor registrado no 1S14 (ou R$ 426,1 milhões).

As despesas com PMSO reportado apresentaram uma redução de R$ 7,5 milhões no 1S15 em relação ao 1S14, influenciada principalmente pela redução nas despesas com serviços de terceiros.

Programa de redução de custos gerenciáveis – 2015

No último trimestre de 2014, a Companhia divulgou que manterá o programa de redução de custos gerenciáveis e trabalhará, em 2015, com crescimento zero, em termos nominais, dos custos gerenciáveis apresentados no ano anterior. A Companhia manterá a projeção de redução divulgada, com base nas principais iniciativas desse programa de revisão de custos, que continuarão centradas em: (i) melhorias nos processos de operação e manutenção das usinas e eclusas, (ii) na internalização do processo de gestão de seus reservatórios e (iii) na reavaliação dos custos administrativos, por meio da redução dos serviços de terceiros.

R$ mil	2T14	2T15	Var (%)	1S14	1S15	Var (%)
Custos e Despesas Operacionais Reportado	**263.406**	**398.440**	**51,3%**	**426.084**	**696.488**	**63,5%**
Encargos e taxas setoriais	33.839	36.013	6,4%	75.665	77.570	2,5%
Energia comprada	189.017	318.907	68,7%	258.690	534.682	106,7%
Total de encargos e taxas setoriais + energia comprada	**222.856**	**354.920**	**59,3%**	**334.355**	**612.252**	**83,1%**
Pessoal	19.311	20.438	5,8%	37.943	38.671	1,9%
Material e serviços de terceiros	19.320	17.732	-8,2%	47.410	33.474	-29,4%
Outros	1.919	5.350	178,7%	6.376	12.091	89,6%
PMSO Reportado	**40.550**	**43.520**	**7,3%**	**91.729**	**84.236**	**-8,2%**
Entidade Previdência Privada	597	604	1,2%	1.185	1.214	2,4%
Provisões Operacionais	1.258	1.002	-20,4%	1.430	4.408	208,3%
Recuperação Seguros	(3.490)	-	n.d	(3.490)	-	-100,0%
Normalização Manutenção bienais eclusas	(302)	-	-100,0%	5.432	-	-100,0%
Outros não gerenciáveis*	(244)	(1)	-99,7%	(257)	(912)	255,5%
PMSO Gerenciável	**42.732**	**41.915**	**-1,9%**	**87.429**	**79.526**	**-9,0%**

* ganhos e receitas com alienação de ativos

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

Custos com Energia Comprada, Taxas Setoriais e Encargos

R$ mil	2T14	2T15	Var (%)	1S14	1S15	Var (%)
Comp. Financ. Utiliz. Rec.Híd.	8.595	7.265	-15,5%	25.603	18.757	-26,7%
Transmissão e Conexão	23.654	26.832	13,4%	46.876	54.977	17,3%
Taxa de Fiscalização / Demais Encargos	1.590	1.916	20,5%	3.186	3.836	20,4%
Energia Comprada / Liquidação CCEE	189.017	318.907	68,7%	258.690	534.682	106,7%
TOTAL - Custos operacionais e compra Energia	**222.856**	**354.920**	**59,3%**	**334.355**	**612.252**	**83,1%**

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

As despesas com a CFURH reduziram 15,5% na comparação do 2T15 com o 2T14, em função do menor volume de energia gerada no período (1.312,3 GWh no 2T15 versus 1.517,4 GWh no 2T14).

O menor volume de energia gerada no 1S15 ante 1S14 (3.352,8 GWh vs. 4.309,3 GWh, respectivamente) foi o fator principal que resultou na redução de 26,7% das despesas com a CFURH no período,

compensado pelo reajuste de 6,75% na Tarifa Atualizada de Referência ("TAR"), que foi fixada em R$ 85,26/MWh desde janeiro de 2015.

Transmissão e Conexão

Os custos com transmissão e conexão totalizaram R$ 26,8 milhões no 2T15, um aumento de 13,4% em comparação ao 2T14, reflexo do reajuste da tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST-rb) dos contratos de conexão das usinas hidrelétricas (TUSDg) da Companhia, em particular nas usinas de Água Vermelha (15%), Limoeiro (13%), Caconde (13%), e Euclides da Cunha (13%).

O reajuste da usina de Água Vermelha e das demais usinas da Companhia, em particular as usinas de Barra Bonita, Ibitinga, Promissão e Bariri, cuja TUSDg sofreu reajuste médio de 9,9%, justificam o aumento dos custos com transmissão e conexão de 17,3% no 1S15 ante o 1S14.

Taxas de Fiscalização/ Demais Encargos

Os custos com Taxas de Fiscalização/ Demais Encargos, que incluem Taxa de Fiscalização da Aneel e Demais Taxas e Encargos com a CCEE e ONS, totalizaram R$ 1,9 milhão no 2T15, 20,3% superior ao valor registrado no 2T14. Essa performance reflete o aumento de 23,0% na Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica ("TFSEE")[16] para o ano de 2015, em comparação com a TFSEE proposta pela Aneel para o ano de 2014.

Seguindo o aumento da TFSEE, os custos com Taxas de Fiscalização/ Demais Encargos totalizaram R$ 3,8 milhões no 1S15, valor 20,4% inferior ao mesmo período do ano anterior.

Energia Comprada /Liquidação CCEE

O custo com energia comprada/liquidação CCEE teve um incremento de R$ 129,9 milhões na comparação dos trimestres, passando de R$ 189,0 milhões no 2T1414 para R$ 318,9 milhões no 2T15. Esse resultado é influenciado, principalmente:

(i) R$ 140,3 milhões referente ao maior volume com compra de energia no mercado de curto prazo (785,0 GWh no 2T15 ante 208,2 GWh no 2T14), associada à sazonalização da garantia física adotada pela Companhia, menor PLD médio no submercado SE/CO (R$ 381,76/MWh no 2T15 versus R$ 682,20/MWh no 2T14 e rebaixamento médio no MRE verificado no 2T15 (18,9%) ante o rebaixamento verificado no 2T14 (6,2%); parcialmente compensado por:

(ii) R$ 7,5 milhões dado o menor volume com compra de energia referente a outros contratos bilaterais (490,3 GWh no 2T15 ante 598,6 GWh no 2T14).

O custo com compra de energia para revenda/liquidação CCEE teve um aumento de R$ 276,0 milhões na comparação do acumulado dos anos, passando de R$ 258,7 no 1S14[17] para R$ 534,7 milhões no 1S15. Esse resultado é influenciado, principalmente:

(i) maior volume com compra de energia no mercado de curto prazo (1.232,0 GWh no 1S15 ante 268,2 GWh no 1S14), associada a sazonalização da garantia física adotada pela Companhia e o rebaixamento médio no MRE verificado no 1S15 (19,9%) ante o rebaixamento verificado no 1S14 (5,0%); compensado por:

(ii) menor volume de energia comprada para revenda de forma a atender Outros Bilaterais (965,6 GWh no 1S1S versus 1.103,1 GWh no 1S14); e,

[16] 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.
[17] Ajustado pelo Excedente Financeiro no 2T14 no valor de R$ 63,6 milhões, sem impacto no Ebitda.

(iii) menor PLD médio no submercado SE/CO (R$ 385,10/MWh no 1S15 versus R$ 676,01/MWh no 1S14);

Custos e Despesas com Pessoal, Material, Serviços e Outros (PMSO Reportado)

Pessoal

R$ mil	2T14	2T15	Var (%)	1S14	1S15	Var (%)
Pessoal e Encargos	18.714	19.834	6,0%	36.758	37.457	1,9%
Entidade Previdência Privada	597	604	1,2%	1.185	1.214	2,4%
TOTAL	**19.311**	**20.438**	**5,8%**	**37.943**	**38.671**	**1,9%**

As despesas com pessoal totalizaram R$ 20,4 milhões no 2T15, um acréscimo de 5,8% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Esse aumento é resultado principalmente do maior headcount e crescimento de salários e participação nos lucros no período, além do reajuste do cálculo de periculosidade devido à nova legislação trabalhista.

Na comparação do acumulado do ano, as despesas com pessoal totalizaram R$ 38,7 milhões, um acréscimo de 1,9%, principalmente em função dos fatores acima referenciados.

Material e serviços de terceiros

Na comparação entre o 2T15 e o 2T14, os custos com material e serviços de terceiros somaram R$ 17,7 milhões no 2T15, uma redução de 8,2% em relação ao 2T14. Essa variação está principalmente relacionada à redução de R$ 2,1 milhões referente aos custos de manutenções nas eclusas da Companhia, que ocorreram no 2T14, e que ainda foram realizadas durante o ano de 2015.

Na comparação do acumulado do ano, os custos com material e serviços de terceiros somaram R$ 33,5 milhões no 1S1S, uma redução de 29,4% em relação ao 1S14. Essa variação está principalmente relacionada:

(i) à redução de R$ 12,1 milhões referente a realização das manutenções bienais nas eclusas que ocorreram no ano de 2014, e que passarão a ser realizadas anualmente, equalizando os valores a partir do ano de 2015; e,

(ii) à redução no escopo dos serviços de medição nas barragens das usinas para verificar sua estabilidade, no valor de R$ 1,9 milhão.

Provisões Operacionais e Outras Despesas/ Receitas Operacionais

R$ mil	2T14	2T15	Var (%)	1S14	1S15	Var (%)
Outras despesas (receitas) operacionais	661	4.697	610,3%	4.946	8.032	62,4%
Provisões Operacionais	1.258	653	-48,1%	1.430	4.059	183,8%
TOTAL	**1.919**	**5.350**	**178,7%**	**6.376**	**12.091**	**89,6%**

No 2T15, as provisões operacionais e outras despesas/ receitas operacionais totalizaram uma despesa de R$ 5,3 milhões, ante uma despesa de R$ 1,9 milhão no 2T14. Essa variação está principalmente relacionada ao recebimento de uma indenização no valor de R$ 3,5 milhões em 2014, relativa a um sinistro ocorrido em 2012 na usina de Limoeiro.

No acumulado do ano, as provisões operacionais e outras despesas/ receitas operacionais totalizaram uma despesa de R$ 12,1 milhões, ante uma despesa de R$ 6,4 milhões no 1S14. Essa variação está principalmente relacionada a:

(i) provisão para redução ao provável valor de recuperação de um terreno de uma das subsidiárias da Companhia, no valor de R$ 3,0 milhões;

(ii) recebimento de uma indenização no valor de R$ 3,5 milhões em 2014, relativo a um sinistro ocorrido em 2012 na usina de Limoeiro; parcialmente compensada por:

(iii) receita registrada com venda de imóvel, no valor de R$ 0,7 milhão.

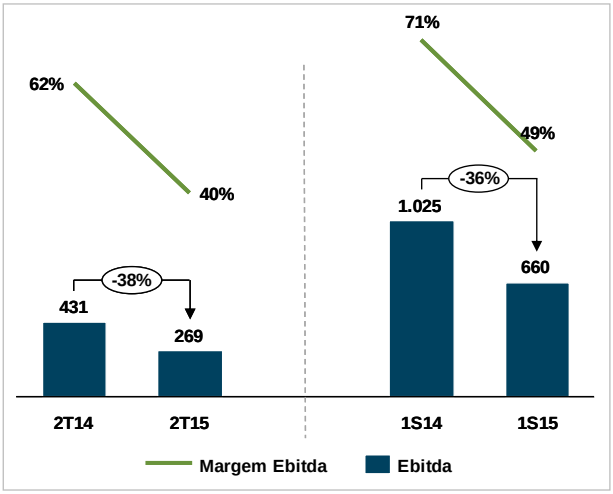
EBITDA

A AES Tietê registrou Ebitda de 268,5 milhões no 2T15 ante um Ebitda do ano anterior de R$ 431,0 milhões. Essa variação é explicada, principalmente, pelos seguintes fatores:

(i) efeito positivo de R$ 113,9 milhões devido ao maior volume de energia vendida para a AES Eletropaulo no 2T15 a um maior preço; compensado pelo:

(ii) efeito negativo de R$ 270,8 milhões, em função do maior volume de energia comprada no mercado de curto prazo, dado o rebaixamento no MRE verificado no 2T15 de 18,9% (ante um rebaixamento de 6,2% no 2T14) e estratégia de sazonalização adotada no ano de 2015.

Ebitda (R$ milhões)



O Ebitda da AES Tietê no 1S15 totalizou R$ 660,5 milhões (com margem de 48,7%) apresentando uma redução de 35,5% em relação ao verificado no 1S14 (R$ 1.024,5 milhões). O desempenho é explicado, principalmente, pelo decréscimo da receita líquida da Companhia resultado do:

(i) efeito negativo de R$ 578,4 milhões devido ao maior volume de energia comprada no mercado de curto prazo, dado o rebaixamento no MRE verificado no 1S15 de 19,9%, ante um rebaixamento de 5,0% no 1S14;

(ii) maior compra de energia no MRE, considerando a redução do despacho hidrelétrico das usinas da Companhia, resultando em impacto negativo de R$ 7,8 milhões; compensado pelo:

(iii) efeito positivo de R$ 220,1 milhões devido ao maior volume de energia vendida para a AES Eletropaulo no 1S15 quando comparado ao 1S14, a um maior preço.

RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido registrado pela Companhia no 2T15 foi uma despesa de R$ 34,6 milhões, comparado a uma despesa de R$ 10,2 milhões registrada no 2T14. A variação se deve, sobretudo, pelo aumento do saldo da dívida líquida em 68% e incremento dos encargos financeiros da Companhia face ao aumento do CDI médio do período (13,12% no 2T15 ante 10,79% no 2T14).

O aumento dos encargos financeiros da Companhia no semestre (CDI médio de 12,62% no 1S15 ante 10,55% no 1S14), no reflexo do maior saldo de dívida líquida, atualização monetária e variação cambial foram fatores preponderantes para que o resultado financeiro líquida da Companhia atingisse uma despesa de R$ 78,5 milhões no 1S15, frente uma despesa de R$ 20,7 milhões no 1S14.

R$ mil	2T14	2T15	Var (%)	1S14	1S15	Var (%)
Receitas Financeiras	**12.264**	**5.116**	**-58,3%**	**23.848**	**16.208**	**-32,0%**
Despesas Financeiras	**(22.487)**	**(39.671)**	**76,4%**	**(44.500)**	**(94.728)**	**112,9%**
Despesas Financeiras	(24.250)	(40.983)	69,0%	(47.308)	(88.794)	87,7%
Variações Cambiais	1.763	1.312	-25,6%	2.808	(5.934)	-311,3%
Resultado Financeiro	**(10.223)**	**(34.555)**	**238,0%**	**(20.652)**	**(78.520)**	**280,2%**

Receitas Financeiras

As receitas financeiras apresentaram redução de 58,3% no 2T15 em relação ao 2T14. Essa variação é explicada, principalmente, pelo menor saldo de aplicações financeiras no período (R$ 308,3 milhões no 2T15 vs. R$ 588,9 milhões no 2T14).

No acumulado do ano de 2015 as receitas financeiras da Companhia decresceram 32,0% na comparação com o 1S14, também reflexo da redução do saldo das aplicações no período (R$ 315,5 milhões no 1S15 vs. R$ 561,3 milhões no 1S14).

Despesas Financeiras e Variações Cambiais

As despesas financeiras e variações cambiais somaram R$ 39,7 milhões no 2T15, montante 76,4% superior ao registrado no 2T14 (R$ 22,5 milhões). Tal variação é explicada, sobretudo:

(i) pelo aumento de 45,0% nos encargos financeiros das dívidas da Companhia (R$ 43,8 milhões no 2T15 versus R$ 30,2 milhões no 2T14) devido ao maior saldo da dívida bruta (R$ 1.349,6 milhões no 2T15 versus R$ 1.118,8 milhões no 2T14) e aumento do CDI médio no período; e,

(ii) pela redução de R$ 2,8 milhões no saldo de juros capitalizados decorrente da menor base de ativos imobilizados em curso.

As despesas financeiras e variações cambiais somaram R$ 94,7 milhões no 1S15, montante superior em R$ 50,2 milhões ao registrado no 1S14. Tal variação é explicada, sobretudo, pelo:

(i) pelo aumento dos encargos financeiros das dívidas da Companhia no valor de R$ 32,3 milhões influenciado, principalmente, pela elevação do CDI médio no período e também pelo maior saldo da dívida bruta do 1S15 quando comparado com o 1S14;

(ii) redução de R$ 7,1 milhões no saldo de juros capitalizados decorrente da menor base de ativos imobilizados em curso; e,

(iii) pela atualização monetária e variação cambial de R$ 8,7 milhões em processo judicial que discute a aquisição obrigatória pela AES Tietê de energia oriunda de Itaipu.

LUCRO LÍQUIDO

A AES Tietê apurou no 2T15 um lucro líquido de R$ 126,1 milhões, resultado 49,8% inferior ao obtido no 2T14 (R$ 251,2 milhões). Contribuíram para tal desempenho os seguintes fatores:

(i) maior volume e preço de energia vendida para a AES Eletropaulo, totalizando um impacto positivo de R$ 73,6 milhões; compensado pelo:

(ii) maior volume de energia comprada no mercado de curto prazo em função do maior rebaixamento do MRE, que totalizou um impacto negativo de R$ 178,5 milhões; e,

(iii) aumento das despesas financeiras e variações monetárias em R$ 16,0 milhões, reflexo do aumento dos encargos financeiros da Companhia, refletindo o maior saldo da dívida líquida no período.

No acumulado do ano, o lucro líquido auferido pela AES Tietê foi de R$ 326,4 milhões, resultado 46,4% inferior ao obtido no 1S14 (R$ 609,1 milhões). Contribuíram para tal desempenho os seguintes fatores:

(i) maior volume e preço de energia vendida para a AES Eletropaulo, totalizando um impacto positivo de R$ 142,0 milhões; compensado pelo:

(ii) maior volume de energia comprada no mercado de curto prazo em função do maior rebaixamento do MRE, que totalizou um impacto negativo de R$ 381,1 milhões; e,

(iii) aumento das despesas financeiras e variações monetárias em R$ 38,0 milhões, reflexo do aumento dos encargos financeiros da Companhia, refletindo o maio saldo da dívida líquida no período.

PROVENTOS

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 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.

As ações preferenciais da AES Tietê têm como atributo a distribuição de dividendos 10% maiores do que os atribuídos às ações ordinárias.

Desde 2006 a AES Tietê tem como prática distribuir a totalidade de seu lucro líquido na forma de proventos. A Companhia também adota como prática a distribuição trimestral de dividendos, sendo que tais distribuições são previamente avaliadas e recomendadas pela Diretoria, opinadas pelo Conselho Fiscal, aprovadas pelo Conselho de Administração sendo ratificadas pela Assembleia Geral Ordinária.

A Administração da AES Tietê aprovou a distribuição de R$ 134,8 milhões como dividendos intermediários relativos ao 2T15, sendo R$ 0,337431392 por ação ordinária e 0,371174531 por ação preferencial. O montante dos dividendos distribuídos é equivalente a 107% do lucro líquido auferido do trimestre e 41% do semestre. O valor a ser distribuído corresponde ao lucro líquido acumulado do 1S15, ajustado pela: (i) realização do ajuste de avaliação patrimonial de R$ 31,7 milhões; (ii) lucro destinado no 1T15 de R$ 122,4 milhões; (iii) absorção do prejuízo de R$ 82,9 milhões, referente ao resultado de 2014; e a (iv) constituição de reserva legal obrigatória (no valor de 5% do lucro líquido auferido do período, ajustado pela reserva de avaliação patrimonial) de R$ 17,9 milhões.

A tabela abaixo apresenta a proposta de distribuição de dividendos trimestrais da Companhia.

Dividendos AES Tietê 1S15 (R$ milhões)	
Lucro do Exercício acumulado - 30 de junho de 2015	**326,4**
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	31,7
Lucro destinado no 1º trimestre de 2015	-122,4
Absorção do prejuízo acumulado de 2014	-82,9
Base para distribuição de dividendos	**152,8**
Constituição de reserva legal (5%)	-17,9
Dividendos intermediários - 2T15	134,8

Considerando o preço médio ponderado das ações ordinárias (R$ 15,34) e preferenciais (R$ 17,55) no 2T15, o dividend yield do período é de 2,2% e 2,1% respectivamente, para as ações ordinárias e preferenciais.

ENDIVIDAMENTO

Em 30 de junho de 2015, a dívida bruta da AES Tietê totalizava R$ 1.349,6 milhões, 20,6% superior à posição da dívida bruta na mesma data de 2014 (R$ 1.118,8 milhões). Essa variação é devida a 2ª emissão de notas promissórias pela Companhia, no valor de R$ 500 milhões, e também à liquidação da 1ª emissão de debêntures, ocorrida no dia 01 de abril de 2015, com o pagamento da última amortização no valor de R$ 300 milhões.

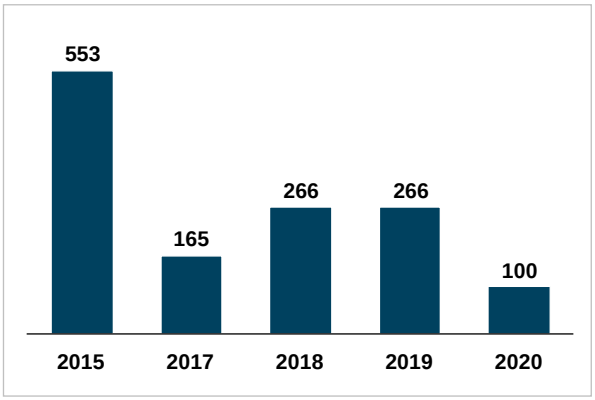
em R$ milhões

Dívidas	Montante	Vencimento	Custo Nominal
2° Emissão de Debêntures	504,9	mai/19	CDI + 0,79% aa
3° Emissão de Debêntures	310,0	mar/20	108,20% CDI
2° Emissão de Notas Promissórias	534,0	dez/15	CDI + 1,20% aa

No encerramento do 2T15, as disponibilidades somavam R$ 227,7 milhões, montante R$ 223,3 milhões inferior ao registrado no mesmo período de 2014. Assim, a dívida líquida ao final do 2T15 era de R$ 1.121,9 milhões, montante 68,0% superior em relação à posição final do 2T14.

Cronograma de amortização da dívida

(Principal e Juros em R$ milhões)



Covenants

Os covenants das dívidas da Companhia consideram o índice Dívida Líquida pelo Ebitda Ajustado, que não pode ser igual ou superior a 3,5x. O índice Dívida Líquida pelo Ebitda Ajustado encerrou o trimestre dentro do limite estabelecido, em 2,0x.

Ressalta-se que o incremento no índice de endividamento da Companhia no comparativo entre o 2T15 e o 2T14 é reflexo da:

(i) redução do Ebitda Ajustado da Companhia no 2T15, em função do aumento do rebaixamento do MRE e estratégia de sazonalização distinta adotada pela Companhia em 2015 frente ao ano de 2014;

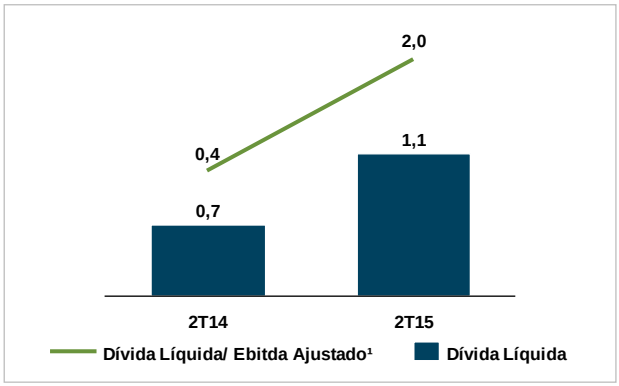
(ii) redução do caixa da Companhia entre o 2T15 e o 2T14, em função da posição compradora da AES Tietê no mercado spot; e,

(iii) aumento do endividamento da Companhia no período, em função da 2° emissão de notas promissórias, destinada ao para pagamento da última parcela da 1° emissão de debêntures, realizada em abril de 2015, e reforço de capital de giro e investimentos.

Todas as emissões também consideram um covenant de cobertura de juros (Ebitda Ajustado pelas Despesas Financeiras), que não pode ser inferior a 1,75x. Ao final do 2T15, esse indicador estava em 4,2x.

Dívida Líquida

(R$ bilhões)

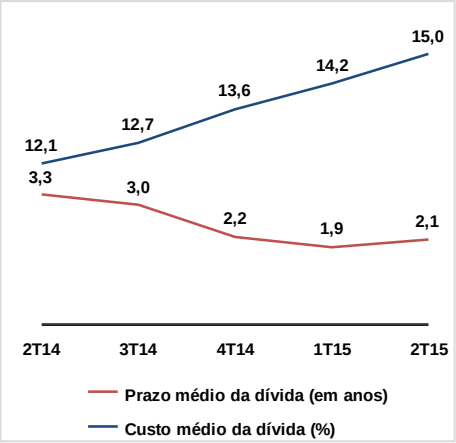


* ajustado pelas Despesas Financeiras

O custo médio da dívida da Companhia em junho de 2015 era de 15,0% ao ano, em comparação a 12,1% no mesmo período de 2014. Esse aumento decorre, principalmente, do aumento do CDI médio no período (13,12% no 2T15 ante 10,79% no 2T14). Adicionada a essa alta, tivemos a 2ª emissão de notas promissórias no período, remunerada a CDI + 1,20% a.a..

O prazo médio da dívida consolidada no 2T15 foi de 2,1 anos, inferior ao mesmo período de 2014, que era de 3,3 anos.

Custo e prazo médio da dívida



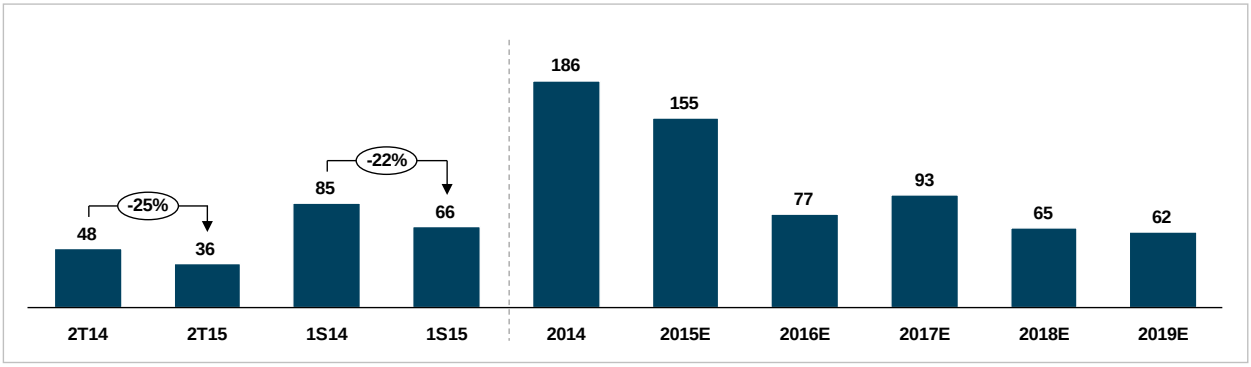
INVESTIMENTOS

Os investimentos da AES Tietê somaram R$ 35,8 milhões no 2T15, valor 25,3% abaixo do montante investido no 2T14. Desse total, R$ 28,2 milhões foram destinados à modernização e manutenção preventiva das usinas, com destaque para Água Vermelha (R$ 11,7 milhões), Barra Bonita (R$ 6,0 milhão), Bariri (R$ 5,7 milhão) e R$ 5,4 milhões referentes a juros capitalizados, decorrente da base de ativos imobilizados em andamento, considerando o plano de manutenção e modernização das usinas para o período.

No acumulado do ano de 2015, a AES Tietê investiu R$ 66,1 milhões, montante 22,4% inferior ao valor investido no mesmo período de 2014 (R$ 85,2 milhões), destinados principalmente à modernização e manutenção preventiva das usinas de Água Vermelha, Barra Bonita e Bariri para manutenção das suas condições operacionais e assegurar a disponibilidade de geração de energia.

Histórico e projeção de Investimentos

(R$ milhões)



FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

FLUXO DE CAIXA - R$ Milhões	2T14	2T15	1S14	1S15
Saldo inicial de caixa	**617,9**	**280,4**	**456,7**	**501,4**
Geração Operacional de Caixa	605,9	340,1	1.056,3	441,5
Investimentos	(31,0)	(25,6)	(90,8)	(62,7)
Despesas Financeiras Líquidas	(36,4)	(38,4)	(42,1)	(56,7)
Amortização Líquida	(180,0)	(180,0)	(1,0)	(300,1)
Imposto de Renda	(25,4)	(26,4)	(425,0)	(173,5)
Caixa Livre	**333,1**	**69,6**	**497,4**	**(151,4)**
Dividendos e JSCP	(499,2)	(122,5)	(502,3)	(122,5)
Saldo final de caixa	**451,8**	**227,5**	**451,8**	**227,5**

O fluxo de caixa livre foi positivo em R$ 69,6 milhões no 2T15, montante R$ 263,4 milhões inferior ao registrado no 2T14. Esse desempenho se deve:

(i) à redução de R$ 265,8 milhões na geração de caixa operacional, dado o rebaixamento da garantia física dos geradores pertencentes ao MRE no período e a sazonalização adotada pela Companhia no ano de 2015 quando comparada ao ano de 2014; compensado por:

(ii) menor volume de investimentos (R$ 25,6 milhões no 2T15 versus R$ 31,0 milhões no 2T14) para manutenção e modernização das usinas da AES Tietê.

Como resultado, o saldo do caixa totalizou R$ 227,5 milhões no 2T15 versus R$ 451,8 milhões no 2T14.

No acumulado do ano de 2015, o fluxo de caixa livre foi negativo em R$ 151,4 milhões, montante R$ 648,8 milhões inferior ao registrado no 1S14. Esse desempenho se deve:

(i) à redução de R$ 614,8 milhões na geração de caixa operacional, principalmente em função do rebaixamento da garantia física dos geradores pertencentes ao MRE no período;

(ii) à variação negativa das amortizações líquidas de cerca de R$ 300 milhões, em função da liquidação da 1ª emissão de debêntures da Companhia ocorrida no 2T15; compensado por:

(iii) menor despesa com imposto de renda em R$ 251,6 milhões , em função do resultado menor no 1S15 versus 1S14.

Como resultado, o saldo do caixa totalizou R$ 227,5 milhões no 1S15 versus R$ 451,8 milhões no 1S14.

MERCADO DE CAPITAIS

As ações da AES Tietê são negociadas no mercado tradicional da BM&FBovespa sob os códigos GETI3 (ordinárias) e GETI4 (preferenciais). Além disso, a Companhia também possui ADR's Nível I negociadas no mercado de balcão norte-americano sob os códigos AESAY (ordinárias) e AESYY (preferenciais).

As ações da AES Tietê integram o Índice de Energia Elétrica (IEE), que tem como objetivo medir o desempenho do setor elétrico, além do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBovespa, que reúne as empresas que apresentam os melhores desempenhos sob o aspecto da sustentabilidade. A AES Tietê integra esse índice desde 2007, o que reflete o reconhecimento do seu comprometimento com a responsabilidade social e sustentabilidade empresarial. As ações preferenciais da Companhia integram o Índice Brasil (IBrX) que mede o desempenho das ações mais negociadas na bolsa. As ações da Companhia também integram o Índice de Dividendos (IDIV), responsável por medir o comportamento das ações de empresas que se destacaram em termo de remuneração dos investidores.

DESEMPENHO DAS AÇÕES

As ações preferenciais e ordinárias da AES Tietê encerraram o mês de junho cotadas a R$ 17,50 e R$ 16,60, respectivamente. No trimestre, as ações preferenciais tiveram valorização de 13,3% comparado com o 1T15 e as ordinárias valorizaram 1,7%. O desempenho positivo em relação ao último trimestre sé deve principalmente ao anúncio da reestruturação societária da Companhia no mês de junho. O TSR (índice que indica o total de retorno ao acionista das ações preferenciais) apresentou desvalorização de 2,7%. No mesmo período, o Ibovespa registrou ganhos de 1,5% e o IEE registrou ganhos de 7,1%.

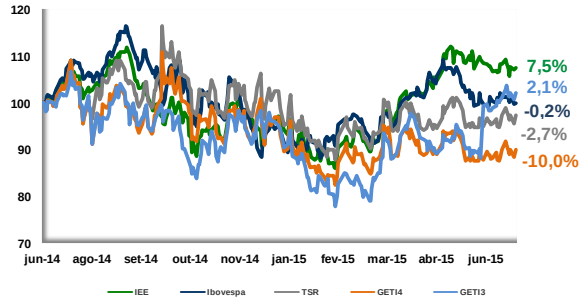
Os papéis da Companhia foram negociados em 100% dos pregões da BM&FBovespa durante o 2T15. Os dados de liquidez mostram a realização de 74,0 mil negócios envolvendo ações ordinárias no período (volume 25,8% superior ao registrado no 1T15), movimentando aproximadamente 29,0 milhões de ações; e 163,0 mil negócios envolvendo ações preferenciais no período (volume 2,4% superior ao registrado no 1T15), movimentando aproximadamente 45,3 milhões de ações.

Nos últimos 12 meses, as ações preferenciais e ordinárias da AES Tietê registraram queda de 3,4% e aumento de 8,1%, respectivamente. O desempenho do papel no período refletiu principalmente as condições hidrológicas desfavoráveis que impactaram o preço de energia do mercado de curto prazo. Além disto, a preocupação acerca da conjuntura econômica nacional e o cenário político nacional também tiveram influência no desempenho da bolsa brasileira. No mesmo período, o índice TSR da Companhia teve queda de 2,7%, o índice Bovespa apresentou desvalorização de 0,2% e o IEE apresentou crescimento de 10,7%.

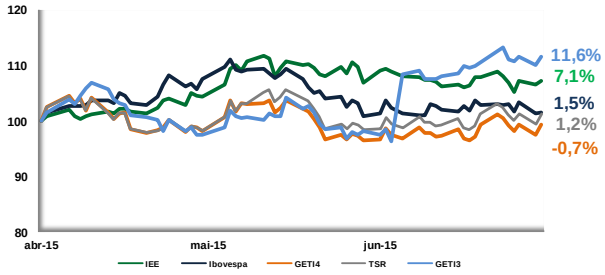
AES Tietê x Ibovespa x IEE x TSR[1]

Base 100

12 Meses[2]



Trimestre[3]



1 – *Total Shareholder Return* – Retorno total ao acionista (considera a variação das cotações e os dividendos declarados no período)
2 – Base 100: 30/06/2014
3 – Base 100: 01/04/2015

As ações negociadas no mercado de balcão norte-americano (ADR's) sob os códigos AESAY (ordinárias) e AESYY (preferenciais) encerraram o mês de junho cotadas a US$ 5,21 e US$ 5,45 respectivamente. No trimestre, as ADR's ordinárias registraram aumento de 16,8% e as ADR's preferenciais registraram aumento de 2,8%, seguindo a tendência de valorização das ações da Companhia no mercado local. No mesmo período, a NYSE registrou uma queda de 0,9%.

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

Acionista	ON	%	PN	%	Total	%
Cia Brasiliana de Energia	140.882.909	71,3%	59.447.111	32,3%	200.330.020	52,5%
Centrais Elétricas Bras. S.A - Eletrobrás	150.534	0,1%	30.107.688	16,4%	30.258.222	7,9%
Outros (Free Float)	56.427.768	28,6%	94.237.480	51,3%	150.665.248	39,5%
Ações em Tesouraria	-	0,0%	3	0,0%	3	0,0%
Total	**197.461.211**	**100,0%**	**183.792.282**	**100,0%**	**381.253.493**	**100,0%**

em 30/06/2015

DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

SEGURANÇA E MEIO AMBIENTE

Um dos principais desempenhos socioambientais da AES Tietê está relacionado com a segurança de colaboradores próprios, contratados e população. Não foi registrado nenhum acidente com a população no entorno das usinas no 2T15.

O aumento na taxa de frequência (TF) de acidentes com colaboradores próprios de 0,00 no 2T14 para 3,18x no 2T15 se deve a uma ocorrência que gerou uma lesão mínima ao colaborador.

A taxa de frequência (TF) com colaboradores contratados foi de 4,44x no 2T15, uma melhoria em relação ao 2T14 (10,97x), devido à intensificação das inspeções de campo. Atualmente, 100% dos colaboradores próprios e contratados passam por inspeções a cada 30 dias. Preleções semanais também abordam diferentes temas relacionados à prevenção de acidentes.

Quanto ao desempenho ambiental, um dos principais indicadores de acompanhamento é o que mede o índice de reciclagem, recuperação e reutilização de resíduos. No 2T15, esse índice foi de 98%, dentro da meta definida até 2019.

A redução do consumo próprio de energia elétrica da AES Tietê contribuiu para evitar 104 tCO_2 e de emissões[18] no período.

Meta	Indicador de desempenho	2013	2014	2T14	2T15
Zero acidente fatal com colaboradores próprios e contratados	Número de acidentes fatais	-	-	-	-
Reduzir em 10% as taxas de frequência e de gravidade com colaboradores próprios e contratados em 2015	TF próprios	-	-	-	3,18
	TF contratados	5,05	9,62	10,97	4,44
	TG próprios	-	-	-	-
	TG contratados	-	-	-	-
Zero acidente fatal com a população	Número de acidentes fatais	-	-	-	-
	Numero de acidentes totais	-	-	-	-
Reciclar, reaproveitar ou reutilizar 98% dos resíduos até 2019	Índice da soma de resíduos reciclados, recuperados e reutilizados/ Total de resíduos gerenciáveis gerados	95%	98%	99%	98%
Reduzir as enissões de CO2 e a partir da redução de 2,7 mil MWh de energia elétrica referente ao consumo próprio até 2019	MWh de consumo próprio de energia elétrica*	7.532	12.975	2.812	2.002

* 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).

[18] Com base no fator de emissão médio de abril e maio, pois até a data deste release, o fator de junho não havia sido publicado.

DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIOS

CRESCIMENTO

Um dos compromissos da AES Tietê, no novo Planejamento Estratégico Sustentável, é crescer com soluções sustentáveis de energia.

OBRIGAÇÃO DE EXPANSÃO

O Edital de Privatização da AES Tietê 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, por intermédio 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, posteriormente 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 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 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 (sessenta) dias para a Companhia apresentar seu plano para o cumprimento da Obrigação de Expansão. A AES Tietê apresentou como plano de expansão da sua capacidade o projeto "Termo São Paulo", com capacidade líquida de 503 MW.

Em dezembro de 2012, foi anexada ao processo a manifestação do Estado de São Paulo sobre o projeto apresentado pela AES Tietê, no qual se alega basicamente que: (i) o plano apresentado é consistente; (ii) não existe 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; (iv) mesmo que o gás seja fornecido pela Petrobrás, não há garantia de vitória no leilão (para a construção da usina) e tal fato (não vencer o leilão) não pode ser interpretado como uma justificativa para o não cumprimento da Obrigação de Expansão. O juízo de 1ª instância determinou que a AES Tietê 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: (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, 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 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 juízo 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 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 trabalha atualmente no desenvolvimento do plano de expansão a ser apresentado ao Estado de São Paulo.

Em abril de 2015, após o juiz solicitar a 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 avançaram positivamente.

Em junho de 2015, o Juízo de primeira instância agendou para 14 de julho de 2015 uma audiência para tentativa de conciliação entre as partes. No entanto, tendo em vista que a AES Tietê e Estado informaram ao Juiz que continuam em tratativas em busca de uma solução para o caso, o mesmo concedeu, na audiência de 14 de julho, o prazo de mais trinta dias para que um possível acordo seja concluído.

Caso não seja realizado acordo até o dia 14 de agosto, o processo judicial terá seu regular prosseguimento.

Esforços em andamento para cumprimento da Obrigação de Expansão

Para cumprir com o requerimento de expansão, a Companhia segue desenvolvendo o projeto Termo São Paulo, que consiste na construção de uma termelétrica a gás natural, com capacidade líquida de geração de aproximadamente 503 MW, com licenciamento ambiental prévio vigente.

Além do projeto Termo São Paulo, a Companhia adquiriu a 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. A Companhia acredita que exista potencial de sinergia e redução de custos caso os dois projetos sejam executados simultaneamente.

Adicionalmente, conforme será abordado a seguir, a Companhia também trabalha no desenvolvimento de uma parque solar de 150MW no Estado de São Paulo, que poderá contribuir para o cumprimento dessa Obrigação de Expansão.

Além disso, a AES Tietê vem trabalhando no desenvolvimento de um plano de expansão mais amplo através de outros projetos de geração de energia no Estado de São Paulo.

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.

OUTRAS INICIATIVAS

A Companhia trabalha com outras iniciativas para expandir e diversificar a sua capacidade instalada. Recentemente, a Companhia registrou um projeto solar fotovoltaico de capacidade instalada de 30MW denominado Água Vermelha I (AGVI), localizada no município de Iturama, no Estado de Minas Gerais.

O projeto localiza-se na área da UHE Água Vermelha e participou do Leilão de Energia Reserva realizado no dia 31 de outubro de 2014, não obtendo sucesso devido à dificuldade de conseguir firmar contratos firmes com fornecedores de equipamentos produzidos nacionalmente e com isso obter financiamento a custos reduzidos. O projeto encontra-se novamente inscrito para participação no leilão de Energia de Reserva a ser realizado em 14 de agosto de 2015.

Em complemento a AGV I, a Companhia desenvolve um parque solar fotovoltaico de capacidade de 150MW denominado Água Vermelha II, no Estado de São Paulo, projeto este inscrito no 2º leilão de Energia Renovável.

A Companhia segue trabalhando ativamente na expansão do projeto com as centrais solares Água Vermelha II e II que juntas terão capacidade instalada superior a 180MW. Esses projetos estão alinhados com a estratégia da Companhia de desenvolver oportunidades adjacentes aos seus negócios, criando valor por meio de sinergias operacionais e economia de escala.

REESTRUTURAÇÃO SOCIETÁRIA

No dia 03 de junho de 2015 a AES Tietê, em conjunto com a Companhia Brasiliana de Energia, publicou Fato Relevante na CVM (Comissão de Valores Mobiliários) informando o mercado sobre uma proposta de reorganização societária envolvendo as Companhias, cujos efeitos estão sujeitos a condições suspensivas. É estimado que a conclusão da reestruturação societária fosse concluída entre o final de 2015 e início de 2016. Demais informações da reorganização serão divulgadas a medida que forem definidas, de acordo com o disposto na legislação e regulamentação aplicáveis.

ENGAJAMENTO DE PÚBLICOS DE RELACIONAMENTO

COLABORADORES, FORNECEDORES E COMUNIDADES

A AES Brasil tem como compromisso promover avanços no setor, educar a população para o consumo consciente e desenvolver colaboradores, parceiros e comunidades.

Um dos objetivos da AES Tietê é a retenção de seus colaboradores, que contribui para a meta de manter em 90% de satisfação no ambiente de trabalho até 2019, patamar atingido em 2014. Para tanto, um dos principais indicadores é a rotatividade, que apresentou aumento no 2T15 em relação ao mesmo período em 2014, alcançando 1,15%, frente a 0,57% no 2T14.

No compromisso de desenvolver seus fornecedores, a AES Tietê monitora o desempenho das empresas por meio do Índice de Desenvolvimento de Fornecedores (IDF)[19]. No 2T15, 65,24%% dos fornecedores apresentaram IDF igual ou acima de 75 (sendo que 100 é a pontuação máxima), frente a 64,11% no 2T14. O IDF estabelece a obrigatoriedade da implementação de planos de ação/recuperação para os fornecedores cujo resultado da avaliação atingiu nota inferior a 70 pontos. Um comitê de avaliação toma decisões sobre planos de ação que devem ser implementados junto aos fornecedores que apresentam uma recorrência de má avaliação. Os fornecedores recebem o resultado das avaliações aberto por critério, acompanhados dos planos na íntegra.

Nas comunidades onde atua, cerca de 1.970 crianças e jovens foram atendidos pelas Casas de Cultura e Cidadania nos municípios de Lins, Barra Bonita, Caconde e São José do Rio Pardo e participaram de ações de educação para o consumo consciente no 2T15. Esse número é inferior ao de 2T14 (2.485), devido à redução do número de vagas oferecidas pelas Casas de Cultura e Cidadania na área de concessão da AES Tietê em função da redução dos incentivos fiscais, decorrentes do resultado da companhia ao final de 2014.

[19] O cálculo do IDF é feito por meio de uma média ponderada considerando as notas atribuídas aos índices que medem a *performance* dos fornecedores e seus respectivos pesos.

Meta	Indicador de desempenho	1T14	2T14	1T15	2T15
Manter índice de 90% de satisfação no ambiente de trabalho até 2019	Rotatividade	0,87%	0,57%	0,57%	1,15%
Ter 85% dos fornecedores com IDF igual ou acima de 75 até 2019	% fornecedores com IDF igual ou acima de 75	71,91%	64,11%	68,36%	65,24%
Educar 2 mil pessoas e influenciar a mudança de hábito para o consumo consciente de 70% em 2015	Número de pessoas que participaram de ações de educação para o consumo consciente	2.485	2.485	1.970	1.970

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 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 dezenove membros, sendo dez membros efetivos e nove membros suplentes. Dentre os seus membros, sete foram indicados pelo acionista controlador, um foi indicado pela BNDES Participações S.A. – BNDESPAR ("BNDESPAR"), um foi indicado pelos empregados, e um é membro independente. 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 2016.

A Diretoria é composta atualmente por seis membros, incluindo o Diretor Presidente. 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 analisar trimestralmente o balanço 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: três foram indicados pela BNDESPAR e um pelos acionistas minoritários preferencialistas e um pelos acionistas minoritários titulares de ações ordinárias.

Além de ter sua gestão administrativa fiscalizada pelo Conselho Fiscal, para atendimento a Lei Sarbanes-Oxley, a AES Tietê avalia anualmente seu ambiente de controle interno com o objetivo de garantir acuracidade e transparência em suas demonstrações financeiras.

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 asseguração da conduta ética em todos os seus negócios, bem como visando atender às legislações nacionais e estrangeiras aplicáveis. 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 de educação e treinamento conta com diversas iniciativas relacionadas aos temas de Ética, Compliance, Valores Corporativos e Anticorrupção, entre outros, para colaboradores de todos os níveis hierárquicos das empresas.

Além disso, a AES Brasil conta com o AES Helpline, um canal de comunicação aberto a todos os públicos de relacionamento do Grupo e disponível 24 horas por dia e 365 dias do ano para receber e tratar alegações de desvio ético ou dúvidas relacionadas aos Valores da empresa.

COMPLIANCE CONTRATUAL

A AES Tietê está comprometida em conduzir negócios éticos com seus parceiros comerciais. Como parte do Programa de Ética e Compliance, antes de a empresa se engajar em qualquer transação comercial, a due diligence de compliance é conduzida para avaliar riscos de novos negócios com potenciais parceiros, prestadores de serviços ou fornecedores. Para tanto, a companhia realiza o mapeamento desses riscos de acordo com a legislação anticorrupção norte americana Foreign Corrupt Practices Act (FCPA), a Lei Anticorrupção Brasileira e as demais determinações e vedações do quadro legal brasileiro.

Declarações contidas neste documento relativas a perspectivas dos negócios da AES Tietê, 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		
Gerente de RI	**E-mail**	**Telefone**
Isabela Klemes Taveira	isabela.taveira@aes.com	(11) 2195-2212
Analista de RI	**E-mail**	**Telefone**
Gabriela Rigo Bussotti	gabriela.bussotti@aes.com	(11) 2195-7433
ri.aestiete.com.br ri.aestiete@aes.com		

ANEXOS – DADOS CONSOLIDADOS – R$ mil

CONSOLIDADO		
ATIVO	31.03.2015	30.06.2015
ATIVO CIRCULANTE	**793.659**	**645.646**
DISPONIBILIDADES	280.401	227.661
Caixa e bancos	578	834
Aplicações financeiras	279.823	226.827
CRÉDITOS	290.583	285.045
Revendedores	34.841	30.269
Outras contas a receber	253.317	253.399
Devedores diversos	2.425	1.377
OUTROS	222.675	132.940
Tributos e contribuições sociais	16.692	43.826
Tributos a recuperar	76.461	86.834
Outros créditos	129.131	1.584
Despesas pagas antecipadamente	391	696
ATIVO NÃO CIRCULANTE	**3.294.215**	**3.285.086**
Tributos e contribuições sociais diferidos	77.691	75.530
Outros tributos compensáveis	791	789
Cauções e depósitos vinculados	4.121	4.157
Outros créditos	58	39
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-
Imobilizado	3.138.003	3.130.814
Intangível	73.551	73.757
TOTAL DO ATIVO	**4.087.874**	**3.930.732**

CONSOLIDADO		
PASSIVO	31.03.2015	30.06.2015
PASSIVO CIRCULANTE	**1.144.800**	**987.104**
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	858.365	552.789
Empréstimos e financiamentos	799.299	499.409
Encargos de dívidas	59.066	53.380
FORNECEDORES	123.861	201.162
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	117.475	190.326
DIVIDENDOS PROPOSTOS E DECLARADOS	2.118	2.197
PROVISÕES	19.815	18.385
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	8.454	6.623
Provisão para litígios e contingências	11.361	11.762
OUTRAS CONTAS A PAGAR	23.166	22.245
PASSIVO NÃO CIRCULANTE	**1.378.241**	**1.375.119**
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	796.746	797.064
PROVISÕES PARA LÍTIGIOS E CONTIGÊNCIAS	66.096	66.381
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS	504.225	494.716
PROVISÃO PARA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO	11.002	13.490
OUTROS	172	3.468
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**1.564.833**	**1.568.509**
Capital Social	207.227	207.227
Reservas de Capital	254.213	254.211
Reservas de Lucro - Legal	-	-
Ajuste de avaliação patrimonial	970.166	954.316
Divdiendos adicional propostos	-	-
Lucros acumulados	133.227	152.755
TOTAL DO PASSIVO	**4.087.874**	**3.930.732**

Demonstração dos Resultados	2T14	2T15	Var (%) 2T15 x 2T14	1S14	1S15	Var (%) 1S15 x 1S14
Receita Operacional Bruta*	747.036	707.568	-5,3%	1.561.043	1.441.119	-7,7%
Suprimento e Transporte de Energia	746.857	707.369	-5,3%	1.560.855	1.440.902	-7,7%
Outras Receitas	179	199	11,2%	188	217	15,4%
Deduções da Receita Operacional	(52.654)	(40.608)	-22,9%	(110.442)	(84.157)	-23,8%
Receita Operacional Líquida*	**694.382**	**666.960**	**-3,9%**	**1.450.601**	**1.356.962**	**-6,5%**
Custos do Serviço de Energia Elétrica*	(304.118)	(440.729)	44,9%	(507.021)	(781.535)	54,1%
Pessoal	(18.714)	(19.834)	6,0%	(36.758)	(37.457)	1,9%
Entidade de Previdência Privada	(597)	(604)	1,2%	(1.185)	(1.214)	2,4%
Material	(1.277)	(1.441)	12,8%	(2.657)	(2.707)	1,9%
Servicos de Terceiros	(18.043)	(16.291)	-9,7%	(44.753)	(30.767)	-31,3%
Compensação Financeira para Utilização de Recursos Hídricos	(8.595)	(7.265)	-15,5%	(25.603)	(18.757)	-26,7%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(189.017)	(318.907)	68,7%	(258.690)	(534.682)	106,7%
Transmissão e Conexão	(23.654)	(26.832)	13,4%	(46.876)	(54.977)	17,3%
Taxa de Fiscalização/Encargos	(1.251)	(1.539)	23,0%	(2.502)	(3.078)	23,0%
Depreciação e Amortização	(40.712)	(42.289)	3,9%	(80.937)	(85.047)	5,1%
Provisões Operacionais	(1.258)	(653)	-48,1%	(1.430)	(4.059)	183,8%
Outras despesas (receitas) operacionais	(1.000)	(5.074)	407,4%	(5.630)	(8.790)	56,1%
Resultado do Serviço	**390.264**	**226.231**	**-42,0%**	**943.580**	**575.427**	**-39,0%**
EBITDA	**430.976**	**268.520**	**-37,7%**	**1.024.517**	**660.474**	**-35,5%**
Receita (Despesa) Financeira	(10.223)	(34.555)	238,0%	(20.652)	(78.520)	280,2%
Receitas Financeiras	12.264	5.116	-58,3%	23.848	16.208	-32,0%
Despesas Financeiras	(24.250)	(40.983)	69,0%	(47.308)	(88.794)	87,7%
Variações Monetárias/cambiais - líquidas	1.763	1.312	-25,6%	2.808	(5.934)	-311,3%
Resultado Antes dos Tributos	**380.041**	**191.676**	**-49,6%**	**922.928**	**496.907**	**-46,2%**
Provisão para IR e Contribuição Social	(136.290)	(72.930)	-46,5%	(324.182)	(181.187)	-44,1%
Impostos Diferidos	7.438	7.350	-1,2%	10.363	10.681	3,1%
Lucro Líquido do Exercício	**251.189**	**126.096**	**-49,8%**	**609.109**	**326.401**	**-46,4%**

* Ajustado pelo Excedente Financeiro no 2T14, sem impacto no Ebitda.

GLOSSÁRIO

ADR (American Depositary Receipt) – Recibos de ações de fora dos Estados Unidos negociados na Bolsa de Nova York. Como ações de companhias estrangeiras não podem ser negociadas diretamente no mercado americano, os papéis ficam sob custódia de uma instituição financeira, e seus recibos circulam na Bolsa de Nova York. Acabam acompanhando a variação das ações em seu país de origem e do câmbio entre os dois mercados.

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.

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.

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 (Valor Condicionado a um Dado Risco) – Metodologia que considera os cenários hidrológicos mais desfavoráveis na definição da política de operação do sistema. A aplicação da metodologia embute o custo do despacho termelétrico no Preço de Liquidação das Diferenças, usado nas operações do mercado de curto prazo.

EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation & Amortization Expenses) - Resultados financeiros da empresa antes de serem subtraídos os juros, impostos, depreciação e despesas de amortização.

EIA (Estudo de Impacto Ambiental)/RIMA (Relatório de Impacto Ambiental) – Instrumentos da Política Nacional do Meio Ambiente responsáveis pela emissão de licenças ambientais para atividades consideradas potenciais de degradação e poluição devido à utilização de recursos naturais.

ENA (Energia Natural Afluente) - Medida em MW médios, é uma forma de apresentar a situação da vazão de um rio em um dado momento. Usualmente é calculada em percentual para mostrar se está acima ou abaixo da média histórica de longo termo (média mensal do histórico de 1931 a 2011).

Energia Secundária – Energia resultante do processamento de energia primária (que é natural e renova a si mesma) nos centros de transformação.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética) - Empresa pública federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Órgão responsável pelo planejamento energético nacional, englobando geração, transmissão, distribuição, petróleo e gás.

ESS (Encargos de Serviços do Sistema) – Encargo setorial que representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do SIN para o atendimento do consumo da energia elétrica do Brasil.

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.

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.

LP (Licença Ambiental Prévia) – Procedimento administrativo realizado pelo órgão ambiental competente, que pode ser federal, estadual ou municipal, para licenciar a instalação, ampliação, modificação e operação de atividades e empreendimentos que utilizam recursos naturais, que sejam potencialmente poluidores ou que possam causar degradação ambiental.

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.

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) - Pessoa jurídica de direito privado autorizada a executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados.

PCLD (Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa) – A provisão é realizada para cobrir perdas possíveis na cobrança das duplicatas a receber ou em outros créditos existentes na empresa. É constituída sempre que houver alguma evidência ou expectativa de perdas na realização destes créditos.

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, com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 Km.

Sazonalização – A sazonalização admite que o volume de energia entregue à AES Eletropaulo 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.

SGA (Sistema de Gestão Ambiental) – Busca identificar, controlar, e melhorar constantemente impactos ambientais.

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.

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

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

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