

AES Eletropaulo registra DEC 32% inferior ao 1T16. EBITDA 30% superior.

Comentários do Sr. Francisco Morandi

Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores

Iniciamos o ano de 2017 realizando ações adicionais no âmbito do nosso Plano de Criação de Valor. Nossos indicadores de qualidade apresentaram uma importante evolução ao longo de 2016 e agora no 1T17. O indicador DEC no acumulado dos últimos 12 meses apresentou uma queda de 32% no 1T17 em relação ao 1T16, enquanto sua parcela não-programada apresentou uma expressiva redução de 46%, equivalente a 8 horas, e o indicador FEC apresentou uma redução de 2% no trimestre, enquanto sua parcela não-programada diminuiu 9%. Esse resultado é fruto dos nossos investimentos em rede, equipes adicionais e automação de processos. O foco na melhoria dos serviços reflete nosso comprometimento com os objetivos de Recuperação de Valor da Companhia dos indicadores operacionais e satisfação dos clientes, pilares do nosso Plano de Criação de Valor.

Destaco também o nosso Programa de Produtividade, outro importante passo na criação de valor da Companhia. Este programa prevê a redução de nossos custos operacionais, em termos reais, excluindo fundo de pensão em R\$ 200 milhões em 2017 e R\$ 150 milhões em 2018, quando comparamos ao resultado de 2016, sendo R\$ 70 milhões no 2T17 e o restante no 2S17.

Conforme apresentado no 4T16, a nossa estratégia de criação de valor está centrada em cinco principais frentes: (i) recuperação dos indicadores de qualidade, (ii) gestão da receita, (iii) satisfação do cliente, (iv) gestão de contingência e antecipação de riscos e (v) governança corporativa. As ações internas já mapeadas por nós para as três primeiras frentes de trabalho, como a execução do nosso plano de recuperação dos indicadores de qualidade, melhorias de sistemas e processos de relacionamento com o cliente e revisão do processo de gestão de cobrança, com foco na otimização do combate à PCLD, fazem parte do nosso Programa de Produtividade.

Neste trimestre, gostaria também de destacar nossos esforços na frente de gestão da receita. Desenvolvemos uma plataforma de negociação online e também a criação de uma célula dedicada ao público de baixa renda, o qual representa 50% da nossa PCLD. O desempenho destes esforços pode ser notado na melhora da PCLD em 11% devido, principalmente, à implementação de ações de cobrança focadas em clientes com maior ticket médio, ao combate a perdas que gerou um aumento de 97% na identificação de irregularidades em relação ao 1T16 e no aumento de 34% na quantidade de ligações recuperadas com a adoção de tecnologias com monitoramento à distância.

Divulgamos, neste trimestre, o início das tratativas com a ANEEL para eventual celebração de um novo aditivo ao contrato de concessão e nossa proposta de Migração para Novo Mercado. Ao longo dos próximos trimestres, traremos mais informações sobre esses processos, que entendemos que poderão gerar valor para nossos clientes, comunidade e acionistas.

Ainda na frente de gestão de riscos, destaco que o trimestre também foi marcado pelas iniciativas para a redução da sobrecontratação da Companhia, como a renegociação bilateral com geradores de energia e participação nos leilões do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits. Projetamos para o ano de 2017 uma sobrecontratação de 105,9%. Alinhado a esse ponto, a ANEEL deliberou no dia 25 de abril o pleito da sobrecontratação involuntária das distribuidoras. A decisão, de caráter geral, foi negar o pleito, com a ressalva de que as situações particulares de reconhecimento como sobrecontratação involuntária devem ser avaliadas pela ANEEL mediante comprovação do máximo esforço na redução da posição contratual. Como ressaltamos nas outras divulgações, baseando-se em um parecer técnico elaborado por um escritório renomado de advocacia, entendemos que essa sobrecontratação é involuntária e, portanto, deve ser reconhecida como um Ativo Financeiro Setorial Líquido assegurando seu direito ao equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

No desempenho financeiro, o EBITDA reportado da Companhia no período totalizou R\$ 236,1 milhões, um aumento de 30,4% comparado ao 1T16, variação esta também justificada por maior despesa financeira, relacionada a atualização do ativo/passivo setorial líquido. Encerramos o trimestre com uma dívida líquida de R\$ 3,3 bilhões, uma redução de 14% em relação ao 1T16 e um nível de endividamento de 2,87x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, abaixo do limite previsto nos covenants das nossas dívidas (3,5x). Por fim, destaco os nossos investimentos, no montante de R\$ 216,9 milhões, principalmente em Serviço ao Consumidor e Expansão do Sistema e Confiabilidade Operacional, um volume 51,6% superior comparado ao 1T16, de R\$ 143,1 milhões.

RESULTADOS 1T17

Teleconferência de resultados

08.05.2017

11h00 (BRT) e 10h00 (EDT)

Código: AES Eletropaulo

Conexão:

- Brasil: +55 11 3193 1001

+55 11 2820 4001

- EUA: +1 888 700 0802

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

Índice

DESTAQUES	2
CONTEXTO SETORIAL	3
PERFIL	5
DESEMPENHO OPERACIONAL	7
DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	15
ENDIVIDAMENTO	24
INVESTIMENTOS	27
FLUXO DE CAIXA	29
MERCADO DE CAPITAIS	30
DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL	31
GOVERNANÇA CORPORATIVA	33
OUTROS EVENTOS	36
ANEXOS	41

R\$ milhões	1T16	1T17	Var (%)	Indicadores	1T16	1T17	Var (%)
Receita Líquida	2.880,3	2.875,8	-0,2%	Dívida Líquida ⁴ (R\$ milhões)	3.884,9	3.342,3	-14,0%
Despesas Operacionais ¹	2.557,3	2.419,6	-5,4%	Dívida Líquida ⁴ / PL	1,38x	1,23x	-10,9%
EBITDA	181,0	236,1	30,4%	Dívida Líquida ⁴ / EBITDA Ajustado ⁵ (LTM)	3,1x	2,87x	-7,4%
Margem EBITDA	6,3%	8,2%	1,92 p.p.	EBITDA Ajustado ⁵ / Desp. Fin. Sobre Empréstimos (LTM)	2,57x	2,27x	88,3%
EBITDA ajustado ²	217,0	334,1	54,0%	Dados Operacionais	1T16	1T17	Var (%)
Margem EBITDA Ajustado	7,5%	11,6%	4,08 p.p.	Mercado Total (GWh)	10.720,3	10.873,5	1,4%
Lucro (Prejuízo) Líquido	30,6	12,6	-58,9%	Tarifa Média (R\$/GWh) ⁶	157,82	168,51	6,8%
Patrimônio Líquido (PL)	2.822,2	2.707,6	-4,1%	Funcionários	7.293	7.188	-1,4%
Investimentos (Capex)	143,1	216,9	51,6%	Unidades Consumidoras / Funcionários	2.870,1	2.944,5	2,6%

1 - Não inclui Depreciação / Amortização e Custo de Construção; 2 - Ajustado por FCesp e Ativo Possivelmente Inexistente

4 - Não inclui o "corredor" contábil da Previdência Privada; 5 - Ajustado por FCesp; 6 - Tarifa Média (R\$/MWh); LTM = últimos 12 meses

ELPL4: R\$ 15,29 (05/05/2017)

VALOR DE MERCADO: R\$ 2.559 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 806 milhões

São Paulo, 05 de maio de 2017 - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (BOVESPA: ELPL3 e ELPL4; ADRs: EPUMY) anunciou hoje os resultados referentes ao 1º trimestre de 2017 ("1T17"). As informações operacionais e financeiras da Companhia, exceto quando indicadas de outra forma, são apresentadas com base em números da Controladora e em milhares de reais, de acordo com a legislação societária.

DESTAQUES 1T17

Estratégia de Recuperação de Valor

- Programa de Produtividade prevê uma redução das despesas operacionais (excluindo fundo de pensão) de R\$ 200 milhões para 2017, sendo R\$ 70 milhões no 2T17 e o remanescente no 2S17, e R\$ 150 milhões para 2018. Os valores são em termos reais e em comparação com as despesas operacionais de 2016;
- Investimentos totalizaram R\$ 216,9 milhões no 1T17, sendo R\$ 191,9 milhões de recursos próprios e R\$ 25,1 milhões de recursos de terceiros. Investimentos projetados para 2017 totalizam R\$ 942,0 milhões¹;
- Proposta de migração da Companhia para o Novo Mercado aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia em 23 de fevereiro de 2017.

Comercial

- Aumento de 1,4% do mercado total. Redução de 4,2% do mercado cativo, principalmente associada a migração de consumidores especiais no comparativo entre 1T17 e 1T16;
- Consumo da classe residencial² apresentou aumento de 2,4% em 1T17 vs. 1T16, influenciado pelas maiores temperaturas no período.

Financeiro

- Receita Líquida de R\$ 2.875,8 milhões no 1T17, estável no comparativo com o 1T16 (R\$ 2.880,3 milhões);
- OPEX reportado, excluindo depreciação e custo com construção, de R\$ 635,8 milhões no 1T17. Aumento de 8,0% em relação ao 1T16;
- EBITDA reportado apresentou crescimento de 30,4%, totalizando R\$ 236,1 milhões no 1T17 vs. R\$ 181,0 milhões no 1T16; EBITDA ajustado³ de R\$ 334,1 milhões no 1T17 vs. R\$ 260,2 milhões no 1T16;
- Lucro líquido reportado no 1T17 de R\$ 12,6 milhões, ante R\$ 30,6 milhões no 1T16;
- Saldo de CVA passiva em R\$ 520,4 milhões no 1T17, beneficiando o caixa da Companhia vs. CVA ativa de R\$ 575,4 milhões no 1T16;
- Redução na Dívida Líquida/EBITDA Ajustado para 2,87x, abaixo do limite estabelecido pelos *covenants* da Companhia de 3,50x, devido à redução de R\$ 542,6 milhões na dívida bruta na comparação trimestral, totalizando R\$ 3.313,6 milhões no 1T17.

Regulatório

- Nível de contratação do ano de 2017 de 105,9%, reflexo da participação do MCSD, negociações bilaterais e revisão do crescimento do mercado total para a faixa de 0,8% a 1,2%. Nível de sobrecontratação previsto para o ano de 2018 de 107,3%;
- Republicação⁴, em 28 de março de 2017, pela ANEEL, das tarifas de energia das distribuidoras, com o objetivo de excluir da cobertura tarifária relativa ao Encargo de Energia de Reserva ("EER") os custos correspondentes à contratação da usina de Angra III no ano de 2016;
- ANEEL deliberou, em 25 de abril de 2017, o pleito da sobrecontratação involuntária das distribuidoras. Conforme decisão, casos serão analisados individualmente no que tange ao máximo esforço na redução da contratação por cada distribuidora.

Reconhecimentos e Socioambiental

- O Projeto Recicle Mais, Pague Menos teve 682 novos clientes cadastrados no 1T17, contra 2.166 no 1T16, totalizando 50,9 mil clientes cadastrados no 1T17;
- 16,1 mil famílias tiveram suas instalações elétricas regularizadas no 1T17, um aumento de 27,8% em relação às 12,6 mil famílias que tiveram suas instalações regularizadas no 1T16.

¹ Recursos próprios e de terceiros.

² Inclui o consumo de serviços de condomínios na classe comercial.

³ EBITDA ajustado por fundo de pensão e ativo possivelmente inexistente.

⁴ Por meio da Resolução Homologatória nº 2.214/2017.

CONTEXTO SETORIAL

DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA NO BRASIL

A AES Eletropaulo é uma concessionária de serviços públicos de distribuição de energia elétrica sujeita à regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e do Ministério de Minas e Energia – MME. A Companhia também está sujeita aos termos do seu contrato de concessão, que foi celebrado com a ANEEL em 15 de junho de 1998, concedendo-lhe o direito de distribuir energia na sua área de concessão até 15 de junho de 2028.

A tarifa de energia elétrica (uso de rede e fornecimento), praticada pela Companhia na distribuição de energia a consumidores finais, é determinada de acordo com o seu contrato de concessão e com a regulamentação estabelecida pela ANEEL. Ambos estabelecem um teto para a tarifa e preveem ajustes anuais (reajuste tarifário), periódicos (a cada quatro anos) e extraordinários (quando há observância de um significativo desequilíbrio econômico-financeiro).

Nos ajustes das tarifas de energia elétrica, a ANEEL divide os custos de distribuição entre (i) custos não gerenciáveis pela distribuidora (chamados de Parcela A) e (ii) custos gerenciáveis pela distribuidora (chamados de Parcela B).

Na Parcela A estão inclusos, entre outros, o custo de energia comprada para revenda, os encargos setoriais, e os custos referentes aos encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Com a adoção do IFRS em 2011, as oscilações dos preços dos itens da Parcela A (CVA), definidos no momento do reajuste tarifário anual e/ou da revisão tarifária, passaram a impactar o resultado da AES Eletropaulo, uma vez que só eram reconhecidas e repassadas aos consumidores no evento tarifário seguinte. A partir de dezembro de 2014, em atendimento a Orientação Técnica OCPC 08 - Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica, e após a assinatura do 4º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, que garante à AES Eletropaulo indenização, quando da extinção da concessão, dos valores registrados na Conta de Compensação dos Valores de Itens de “Parcela A” – CVA, a Companhia passou a reconhecer no resultado os ativos e passivos.

Os custos da Parcela B compreendem, entre outros, o retorno sobre os investimentos relacionados à concessão, considerados na Base de Remuneração Regulatória (BRR) da Companhia, os custos de depreciação regulatória, e os custos de operação e manutenção do sistema de distribuição.

Na revisão tarifária, todos os custos da Parcela B são recalculados, sendo o Fator X calculado para compartilhar ganhos de produtividade da distribuidora e para determinar a trajetória dos custos operacionais regulatórios. Com a homologação do 4º ciclo de revisão tarifária, o Fator X de partida foi baseado no componente de produtividade – XPd, e no componente de trajetória de custos operacionais – XT. O componente de qualidade – XQ é estabelecido e revisado no decorrer do ciclo, nos reajustes tarifários anuais, quando os custos da Parcela A são repassados aos clientes e os custos da Parcela B corrigidos de acordo com o índice IGP-M ajustado pelo Fator XQ.

A data de aniversário dos reajustes anuais e revisões tarifárias da AES Eletropaulo é 4 de julho.

EVENTOS REGULATÓRIOS

Reajuste Tarifário Anual

Conforme informado ao mercado por meio de Fato Relevante divulgado em 28 de junho de 2016, a Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), em Reunião Pública de Diretoria realizada nesta mesma data, homologou o resultado do reajuste tarifário anual de 2016.

A ANEEL aprovou um índice de reajuste tarifário à Companhia de -1,29%, composto por reajuste econômico de -3,48% e financeiro de +2,19%, resultando em um efeito médio de -8,10% a ser percebido pelos consumidores.

A Parcela A foi reajustada em -6,87%, representando -5,61% no reajuste econômico, afetado principalmente pela compra de energia (-3,88%) e encargos setoriais (-1,73%).









A Parcela B foi reajustada em +11,58%, representando uma participação de +2,13% no reajuste econômico. Tal reajuste é composto pelo IGP-M de 11,42% no período de 12 meses findos em junho de 2016 acrescido pelo Fator X de 0,16%. Este último é composto pelos ganhos de produtividade de 1,13% e do componente de trajetória de custos operacionais de -2,37%, previamente definidos na 4RTP, além do componente de qualidade de serviço de 1,08%.

O índice de reajuste tarifário foi de -8,10% (efeito médio a ser percebido pelo consumidor) aplicado em sua tarifa a partir de 4 de julho de 2016, sendo composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário		
Parcela A	Encargos Setoriais	-1,73%
	Energia Comprada	-3,88%
	Encargos de Transmissão	0,01%
	Parcela A	-5,61%
Parcela B		2,13%
Reajuste Econômico		-3,48%
CVA Total		7,47%
Outros Itens Financeiros da Parcela A		-5,28%
Reajuste Financeiro		2,19%
Reajuste Total		-1,29%
Componentes Financeiros do Processo Anterior		6,81%
Efeito para o Consumidor		-8,10%

Bandeiras Tarifárias

A partir de 2015, passou a vigorar o sistema de Bandeiras Tarifárias, cujo objetivo é sinalizar ao consumidor os custos reais da geração de energia elétrica. Composto por três bandeiras (verde, amarela e vermelha), tal sistema estabelece adicionais às tarifas de modo a refletir a variação dos custos da geração de energia, de acordo com o Custo Variável Unitário ("CVU") da última usina a ser despachada no sistema, conforme demonstrado na imagem a seguir.

Método vigente a partir de Fev/16 até Fev/17			Método vigente a partir de Fev/17		
Bandeira	Variação	Tarifa	Bandeira	Variação	Tarifa
Verde	 n/a	Sem aumento	Verde	 n/a	Sem aumento
Amarelo	 CVU última usina despachada > R\$211/MWh	Aumento de R\$15/MWh	Amarelo	 CVU última usina despachada > R\$211/MWh	Aumento de R\$ 20/MWh
Vermelho (patamar 1)	 CVU última usina despachada: PLD entre R\$ 422,56 e R\$ 610/MWh	Aumento de R\$30/MWh	Vermelho (patamar 1)	 CVU última usina despachada: PLD entre R\$ 422,56 e R\$ 610/MWh	Aumento de R\$ 30/MWh
Vermelho (patamar 2)	 CVU última usina despachada > R\$610/MWh	Aumento de R\$45/MWh	Vermelho (patamar 2)	 CVU última usina despachada > R\$610/MWh	Aumento de R\$ 35/MWh

Em 2016, o ano iniciou com Bandeira Tarifária Vermelha (Patamar 2) à um custo de R\$ 45/MWh. Em março de 2016 a Bandeira Tarifária foi reduzida para Amarela, onde passou a um custo de R\$ 15/MWh e de abril até dezembro deste mesmo ano permaneceu em Verde, refletindo condições favoráveis de hidrologia e

redução do despacho térmico, exceto em novembro de 2016, quando ficou em Amarela devido a condições de geração menos favoráveis neste mês.

Em 14 de fevereiro de 2017, a Diretoria da ANEEL definiu os novos valores dos adicionais das bandeiras a serem cobrados a partir de fevereiro de 2017, por meio da Resolução Homologatória ANEEL nº 2.203/2017. De acordo com tal decisão os adicionais foram definidos em:

- (i) Bandeira verde: a tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- (ii) Bandeira amarela: acréscimo de R\$ 20/MWh;
- (iii) Bandeira vermelha: Patamar 1: acréscimo de R\$ 30/MWh
Patamar 2: acréscimo de R\$ 35/MWh

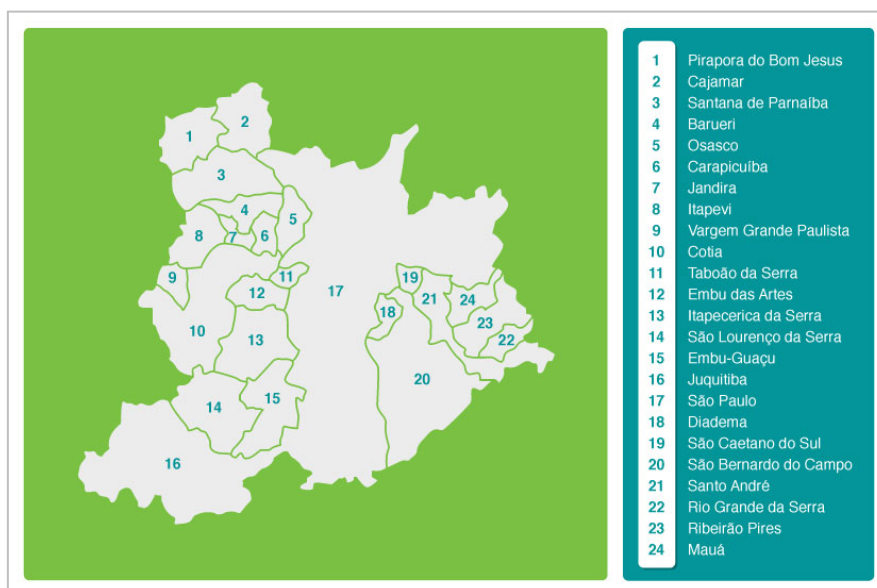
Nos meses de janeiro de 2017 a fevereiro de 2017, as condições da hidrologia mantiveram-se favoráveis e, portanto, houve a manutenção da Bandeira Verde, sem custo adicional aos consumidores de energia elétrica. Em março de 2017, no entanto, esteve em vigor a Bandeira Amarela, com acréscimo de R\$ 20/MWh, e nos meses de abril e maio de 2017 entrou em vigor a Bandeira Tarifária Vermelha – patamar 1, com acréscimo de custo de R\$ 30/MWh, indicando condições hidrológicas menos favoráveis.

Cabe destacar que os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são revertidos à CCRBT (Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária) administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Os recursos disponíveis nesta conta são repassados às distribuidoras considerando (i) os valores efetivamente realizados das variações relativas aos custos de geração e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo; e (ii) a cobertura tarifária vigente de cada distribuidora.

PERFIL

ÁREA DE CONCESSÃO

Municípios da área de concessão da AES Eletropaulo



A AES Eletropaulo é a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil em volume de energia vendida⁵. Está presente em 24 cidades da Região Metropolitana de São Paulo, incluindo a Capital, principal centro econômico-financeiro do Brasil.

Sua área de concessão - 4.526 km² - concentra o maior PIB nacional e a mais alta densidade demográfica do país - 1.550 unidades consumidoras por km², o que corresponde a 34,0% do total de energia elétrica consumida no Estado de São Paulo e 9,3% do total do Brasil⁶.

Para cumprir com excelência o desafio de atender aproximadamente 18 milhões de pessoas todos os dias, a AES Eletropaulo é incansável em atender sempre melhor e mais rápido e está sempre preocupada em ouvir e entender seus clientes, mantendo um diálogo aberto, além de ser consciente da importância do seu papel no desenvolvimento do país e da sua relação de equilíbrio com o meio ambiente do qual depende.

PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO SUSTENTÁVEL

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

FOCO NO CLIENTE

A AES Eletropaulo, tem a responsabilidade e o compromisso de prestar um serviço de qualidade e garantir a satisfação de seus clientes, isto está expresso como um dos objetivos de longo prazo do Planejamento Estratégico Sustentável da Companhia. São realizadas pesquisas com nossos clientes para avaliar a satisfação com o tempo de atendimento e nível de qualidade das informações prestadas, entre outros aspectos, após a solicitação de um desses serviços. A partir deste levantamento, são mapeados quais processos devem ser aprimorados por meio da implementação de novos sistemas, procedimentos e capacitações dos colaboradores e contratados.

Índice de desempenho	2013	2014	2015	2016
Atingir índice de 79,6% de satisfação do cliente em 2017*	76,4	79,6	76,1	74,7

*Média das pesquisas realizadas no 1º e 3º trimestres

Em 2016, A AES Eletropaulo atingiu 74,7% no Índice de Satisfação de Qualidade Percebida pelos clientes residenciais - ISQP, nível 1,4 p.p. inferior em relação a 2015. A queda na satisfação verificada nos últimos anos está diretamente relacionada à percepção sobre a qualidade do fornecimento de energia, que compõe a maior parte da nota da pesquisa realizada pela Abradee ("Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica"), da conta de energia e da imagem da empresa. Os motivos são relacionados principalmente ao aumento do valor das tarifas e agravamento da crise econômica, que geram uma maior expectativa em relação à qualidade do serviço de fornecimento, flexibilidade de negociação e entendimento dos itens que compõem a conta de energia.

⁵ Dados da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADÉE, de dezembro de 2016.

⁶ Números referentes a fevereiro de 2017.

Ações de Negociação

O aumento das tarifas ocorrido em 2015, ainda gera grande impacto no orçamento dos clientes e, consequentemente, contribui para a inadimplência. Adicionalmente, durante o ano de 2016, houve alguns meses com sinalização da bandeira tarifária amarela e vermelha, trazendo mais um acréscimo no valor da conta de energia. Para mitigar o impacto das ações de cobrança na satisfação do cliente, a AES Eletropaulo tem realizado ações para o esclarecimento de dúvidas sobre o tema e ações para facilitar o pagamento.

Dentre essas ações destaca-se o lançamento do portal de negociação para os clientes da AES Eletropaulo no 1T17, oferecendo mais praticidade, agilidade e condições diferenciadas para negociação de dívidas. No 1T17, foram mais de 14 mil negociações utilizando o novo canal, totalizando mais de R\$ 7 milhões negociados.

Neste período também foi dada continuidade aos Feirões de Negociação, que são eventos em que os clientes podem negociar os débitos pendentes junto à empresa e obter descontos e opções de parcelamento. No 1T17, foram realizados dois Feirões de Negociação, um a menos do que o realizado no 1T16. O resultado destes Feirões totalizou em R\$ 402,5 mil negociados e pode ser percebido na redução dos níveis de PCLD (Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa).

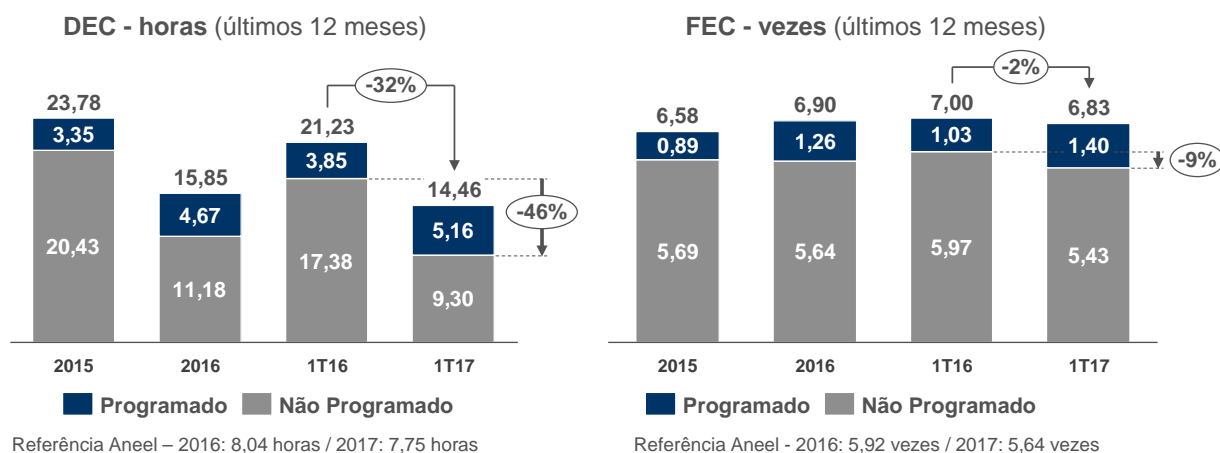
DESEMPENHO OPERACIONAL

OPERAÇÃO

Os critérios de cálculo do DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), definidos pela ANEEL, consideram as interrupções acima de três minutos e, desse resultado, são expurgados os dias com volume atípico de ocorrências.

As transgressões dos limites de DEC e FEC são definidas pela ANEEL para a distribuidora e são pagas por intermédio dos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI, sendo que o ressarcimento ocorre diretamente ao cliente. As metas para estes indicadores são individuais e levam em consideração tanto a característica da instalação do cliente (alta, média ou baixa tensão) como a localização geográfica da instalação.

O gráfico a seguir apresenta um comparativo desses indicadores ao longo dos últimos 2 anos.



DEC e FEC - (últimos 12 meses)⁷

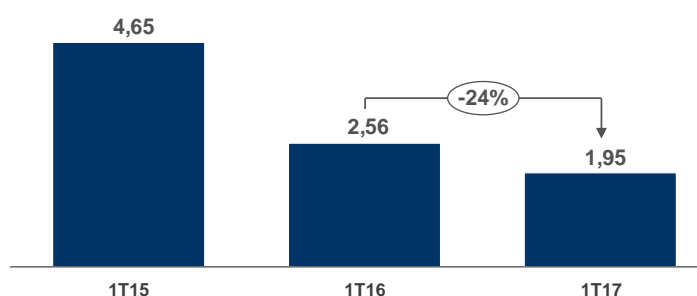
O indicador FEC do 1T17 foi de 6,83 vezes, uma redução de 2% em comparação ao 1T16, que foi de 7,00 vezes. Essa redução percentual é ainda maior quando observados os indicadores da parcela não programada, que reduziu 0,54 vezes (9%) comparado ao indicador do 1T16, refletindo de forma positiva o grande volume de manutenção programada. A parcela programada continua em ascensão devido ao significativo investimento em manutenção programada com a execução de manutenção preventiva e poda de árvores.

O indicador DEC do 1T17 foi de 14,46 horas, o que representa uma redução 32% em relação ao indicador de 1T16, uma redução significativa de 6,77 horas de interrupção, e ainda uma redução expressiva de 46% do DEC não programado, que representa 8,08 horas a menos de interrupção emergencial sentida pelo consumidor. Vale ressaltar que a melhora do DEC é obtida através dos resultados das ações do Plano de Recuperação dos Indicadores de Qualidade, tais como investimentos em aumento de equipes desde 2016, manutenção de rede, melhorias de processos de despacho de ordens emergenciais com implantação de inovações, utilização da metodologia *Lean* e gestão a vista suportada por ferramentas *data analytics*.

Conforme apresentado no gráfico abaixo, a redução das Durações Médias das Interrupções (“DM”) ocorreu em função das ações tomadas no Plano de Recuperação dos Indicadores de Qualidade, a destacar:

- (i) substituição de 33.834 conectores e ramais no 1T17, totalizando uma substituição, desde o 3T15, de 115.144 conectores e ramais;
- (ii) aumento no número de podas realizadas - desde janeiro de 2015 foram realizadas 735.907 podas, sendo que 24.187 podas foram feitas no 1T17;
- (iii) instalação de 437 religadores automáticos no 1T17, totalizando instalação de 1.597 religadores automáticos, desde o 1T16, com 1.360 já em operação; e,
- (iv) manutenção adicional de 15.210 UPS⁸ no 1T17, totalizando 74.662 UPS adicionais desde 1T15.

DM - Duração Média das interrupções em horas - (últimos 12 meses)



A duração média de atendimento das ocorrências emergenciais do 1T17 reduziu em 24% comparado ao mesmo período de 2016, refletindo de forma positiva a melhoria no processo de priorização e despacho.

Em 2015, com base nos dados e projeções disponíveis naquela ocasião, a AES Eletropaulo registrou uma provisão no valor de R\$ 152,5 milhões referente às inconsistências dos indicadores de qualidade identificadas. No 3T15, o total provisionado foi de R\$ 105,3 milhões.

⁷ Valores referentes aos últimos 12 meses findos no último mês de cada período.

⁸ Unidade Padrão de Serviço.

Ao longo de 2016, a Companhia concluiu a revisão dos procedimentos adotados para o período de janeiro de 2011 a maio de 2015 de forma a se certificar sobre a acuracidade dos indicadores de continuidade calculados para os referidos anos. Em 31 de outubro de 2016, concluiu o reprocessamento dos indicadores operacionais de continuidade.

O saldo da provisão no 1T16 era de R\$ 128,4 milhões e no 1T17 era de R\$ 130,6 milhões, compostos por:

- (i) componente Xq do Fator X que indexa a tarifa registrada como conta redutora da "Receita Operacional Líquida;
- (ii) compensações aos consumidores em relação aos indicadores de DIC/FIC/DMIC/DICRI;
- (iii) autos de infração recebidos pela Companhia referentes aos indicadores de continuidade para os anos de 2013 e 2014; e
- (iv) atualização monetária relacionada aos itens mencionados acima.

CONSUMO⁹

Consumo - GW ¹	1T16	1T17	Var (%)
Residencial	3.923,2	4.017,4	2,4%
Comercial	3.144,6	2.906,1	-7,6%
Industrial	1.037,1	831,8	-19,8%
Demais	689,3	671,0	-2,7%
Mercado Cativo	8.794,2	8.426,2	-4,2%
Clientes Livres	1.926,1	2.447,2	27,1%
Total	10.720,3	10.873,5	1,4%

Consumo total (inclusive Clientes Livres) - GWh ¹	1T16	1T17	Var (%)
Residencial	3.923,2	4.017,4	2,4%
Comercial	3.692,7	3.794,3	2,8%
Industrial	2.075,3	2.052,9	-1,1%
Demais	1.029,1	1.008,9	-2,0%
Total	10.720,3	10.873,5	1,4%

1 - Não inclui consumo Próprio

O mercado total da AES Eletropaulo encerrou o 1T17 com um volume de 10.873,5 GWh, um aumento de 1,4% em relação ao 1T16. Apesar de 0,2 dia a menos de faturamento no período, o desempenho do mercado se deve, principalmente, às altas temperaturas no trimestre que influenciaram positivamente o consumo devido ao maior uso de ar condicionado. As classes residencial e comercial cresceram no 1T17, respectivamente, 2,4% e 2,8%, enquanto a classe industrial continua com desempenho negativo com queda de 1,1%. Desconsiderando o impacto de dias a menos de faturamento (-6 GWh) e o desligamento de clientes livres no trimestre, o mercado total cresceria 1,6% no período.

⁹ Considera o consumo de serviços de condomínio na classe comercial

Mercado cativo

O mercado cativo, cuja participação no mercado total é de 77%, apresentou decréscimo de 4,2% no 1T17 em relação ao 1T16, totalizando 8.426,2 GWh. O mercado cativo foi influenciado por: (i) 0,2 dia a menos de faturamento (-6 GWh); (ii) migração de clientes para o ACL¹⁰ (-579 GWh); e (iii) retorno de clientes para o mercado cativo (+7 GWh). Desconsiderada a influência desses fatores, o mercado cativo cresceria 2,6% em relação ao 1T16.

Desempenho do mercado por classe de consumo

Residencial

O consumo da classe residencial foi de 4.017,4 GWh no 1T17, com aumento de 2,4% em relação ao 1T16. Apesar da queda de 3,6% no nível de ocupação na RMSP¹¹ no 1º bimestre do ano de 2017 e 0,5 dia a menos de faturamento (-20 GWh) no trimestre, a classe foi influenciada positivamente por temperaturas máximas 1,1°C mais altas até a primeira quinzena de março de 2017, que elevaram o consumo por consumidor de 200,7 KWh/mês para 202,8 KWh/mês no trimestre, representando um aumento de 1,1%. Se a diferença de dias de faturamento fosse desconsiderada, a classe teria crescido 2,9%.

Comercial

O total de energia distribuída para a classe comercial cativa foi de 2.906,1 GWh no 1T17 com redução de 7,6% na comparação com o 1T16. Esse desempenho ocorreu, principalmente, devido aos efeitos negativos da migração de clientes ao ACL, que reduziram o volume da classe em 351 GWh no trimestre e queda de 1,2% no 1º bimestre de 2017 no comércio varejista no Estado de São Paulo¹². Os impactos foram minimizados por 0,3 dia a mais de faturamento (+10 GWh) e retorno de clientes ao cativo (+6 GWh). Desconsiderados os efeitos da migração, retorno de clientes e dia de faturamento, a classe cresceria 3,4% no período, com impacto positivo das temperaturas mais altas, como citado anteriormente.

Industrial

No 1T17, o consumo da classe industrial cativa reduziu 19,8% na comparação com o 1T16, totalizando 831,8 GWh. Os principais impactos no trimestre foram: (i) migração de clientes ao ACL (-220 GWh); (ii) retorno ao cativo (+1 GWh); (iii) 0,3 dia a mais de faturamento (+4 GWh); e (iv) redução de 0,1% da produção industrial no Estado de São Paulo no 1º bimestre do ano¹³. Excluídos os efeitos da migração, retorno de clientes e de dias de faturamento, a classe industrial cativa cresceria 1,3%.

Demais Classes (Poder Público, Rural, Serviço Público e Iluminação pública)

O consumo cativo das demais classes foi de 671,0 GWh no 1T17, um decréscimo de 2,7% em relação ao 1T16, impactado por 1 GWh a mais de faturamento no trimestre devido a escala de leitura. Esse resultado é explicado pela saída de clientes para o livre (-8 GWh) e redução de consumo em iluminação pública devido a troca por lâmpadas mais econômicas. Desconsiderando o efeito de dias de faturamento e migração, as demais classes reduziram 1,6% no trimestre.

Clientes Livres

O mercado faturado dos clientes livres foi de 2.447,2 GWh no 1T17, um aumento de 27,1% quando comparado ao 1T16 devido, principalmente, à migração de clientes ao mercado livre. Do 1T16 ao 1T17, 487 unidades consumidoras migraram para o ACL, 8 unidades retornaram ao mercado cativo e 9 unidades foram desligadas. O efeito líquido dessa movimentação foi um acréscimo de 565 GWh no ACL. Se esses efeitos

¹⁰ Ambiente de Contratação Livre.

¹¹ Região Metropolitana de São Paulo - Pesquisa de Emprego e Desemprego da DIEESE/SEADE-SP.

¹² Pesquisa mensal do comércio: Divulgação: 11/04/2017 (Referência: Mar/17).

¹³ Pesquisa Industrial Mensal: Divulgação: 09/04/2017 (Referência: Mar/17).

fossem descontados, o mercado teria uma queda de 1,8% no trimestre, resultado do fraco desempenho econômico.

Cientes Livres	Período ³	Número de Unidades	Gwh Faturado	Período ³	Número de Unidades	GWh Faturado (ano)
Total de unidades	4T16	894	2.300	1T16 ²	545	7.907
Saída para Rede Básica	1T17	0	0	LTM ⁴	0	0
Unidades Desligadas	1T17	-2	-7	LTM ⁴	-9	-47
Unidades Novas	1T17	0	0	LTM ⁴	0	0
Migração para ACL ¹	1T17	124	579	LTM ⁴	487	1.281
Retorno para o ACR ²	1T17	-1	-7	LTM	-8	-15
Total de Unidades	1T17	1.015	2.447	1T17	1.015	8.883

1 - ACL Ambiente de Contratação Livre; 2 - ACR Ambiente de Contratação Regulada; 3 - Último mês do período 4 - LTM (Last Twelve Months - últimos doze meses)

BALANÇO ENERGÉTICO E NÍVEL DE CONTRATAÇÃO 1T17¹⁴

SUPRIMENTO (GWh)

Itaipu	2.298
Proinfa	198
Leilão (hídrico)	5.598
Leilão (térmico)	2.265
CCEE	(436)

**ENERGIA
REQUERIDA
9.923**

FATURAMENTO (GWh)

4.017	Residencial
2.906	Comercial
832	Industrial
671	P.Público e Outros
9	Consumo Próprio
256	Perda Transmissão
1.232	Perda Distribuição

A AES Eletropaulo encerrou o 1T17 com um nível de contratação de energia equivalente a 104,4% da sua carga cativa. As sobras de energia ("superávit") de 436 GWh acumuladas pela Companhia foram vendidas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

O resultado do mercado previsto para o ano de 2017 e as iniciativas para redução da nossa sobrecontratação, como renegociação bilateral com geradores de energia e participação dos leilões do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits ("MCSD"), resultaram no nível de contratação mencionado acima. Esse resultado foi impactado principalmente pela contratação de energia no leilão A-1 e pela migração dos clientes especiais.

Em relação ao primeiro fator, cabe ressaltar que, em dezembro de 2015, em cumprimento à regulação vigente, a Companhia declarou compulsoriamente, no leilão de reposição A-1, o mínimo obrigatório de 96% do volume da energia vinculado ao contrato bilateral com a AES Tietê, com a ressalva, em sua declaração, de que a mesma excedia a sua necessidade. No dia 03 de agosto, foi publicado o Decreto 8.828, alterando o Decreto 5.163 de 2004, que retira a trava de obrigação de declaração para os montantes de reposição. O

¹⁴ O balanço energético reflete os números de 1T17 informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Os números demonstrados nas notas explicativas que constam nas Demonstrações Contábeis da Companhia refletem os valores por elas estimados à época do fechamento contábil e que são ajustados nos meses subsequentes, quando da disponibilização dos números finais pela CCEE.

novo decreto é aderente às argumentações da AES Eletropaulo em relação à obrigatoriedade imposta para o leilão A-1 de dezembro de 2015.

Quanto ao segundo fator, que diz respeito à migração de clientes especiais do mercado cativo para o mercado livre, seguindo orientações dada em Reunião de Diretoria da ANEEL, a Companhia apresentou pedido administrativo de equiparação à tratativa existente para os clientes convencionais, com consequente reconhecimento de sobrecontratação involuntária.

Baseando-se em um parecer técnico de um escritório renomado de advocacia, a Companhia entende que a sobrecontratação, oriunda dos fatores acima mencionados, se enquadra como involuntária. Seus efeitos devem, portanto, ser repassados aos seus consumidores, reestabelecendo, assim, seu direito ao equilíbrio econômico-financeiro.

Em linha com a estratégia da Companhia de redução da sobrecontratação, no dia 24 de abril de 2017 foi aprovado em Reunião do Conselho de Administração da AES Eletropaulo o acordo bilateral junto à AES Tietê com a finalidade de rescindir, a partir de maio de 2017, o contrato de comercialização de energia elétrica celebrado no 15º Leilão de Energia Existente (A-1 de 2015) entre as duas companhias. Em decorrência do referido acordo, a AES Tietê assumirá o valor referente ao ônus tarifário pleno da Companhia de R\$ 7,7 milhões. Esse ônus corresponde à diferença de preços entre o Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado ("CCEAR") firmado da AES Tietê de R\$ 142,00/MWh em julho de 2016, e o preço médio de compra de energia do Reajuste Tarifário vigente no instante da rescisão contratual, de R\$ 154,42/MWh, aplicado à energia contratada de 623.059 MWh entre maio de 2017 e dezembro de 2018. O pagamento se dará em parcelas mensais corrigidas pela SELIC de maio de 2017 a dezembro de 2018.

Sobrecontratação de Energia

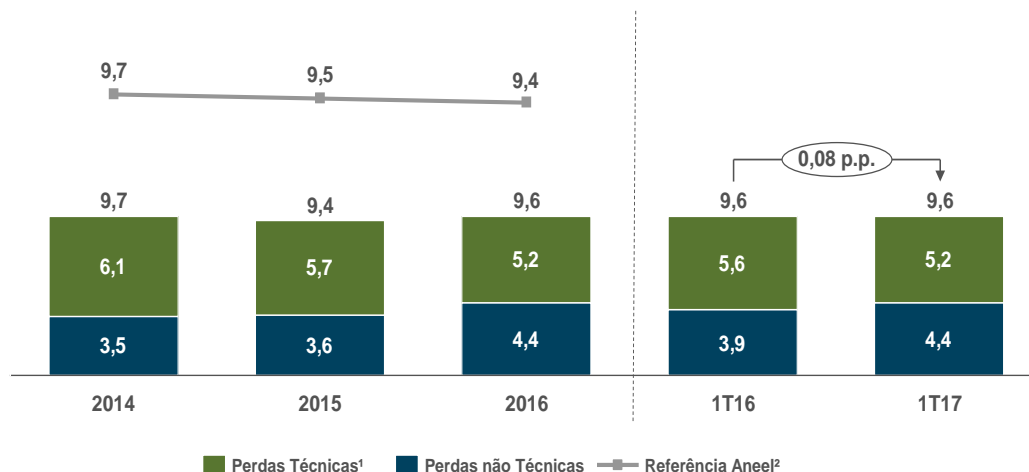
No dia 25 de abril de 2017, em Reunião Pública Ordinária da Diretoria, a ANEEL julgou os requerimentos interpostos pelas distribuidoras no que tange à sobrecontratação da compra compulsória de energia no Leilão A-1 de 2015 tanto quanto à migração de clientes ao mercado livre. Nesta data, por unanimidade, a Diretoria conheceu os requerimentos apresentados e negou, de caráter geral, que a energia sobrecontratada deva ser considerada como involuntária, salvo situações particulares que serão analisadas individualmente pela ANEEL, mediante comprovação do máximo esforço na redução da posição contratual.

Baseado em parecer técnico elaborado pelo escritório de advocacia assessor, a Companhia mantém o seu posicionamento de que considera os dois fatores mencionados como sobrecontratação involuntária, e totalmente recuperáveis nos processos tarifários futuros. Apesar disso, a AES Eletropaulo emprega e reforça seu máximo esforço em se descontratar 18 acordos bilaterais e participou de 3 MSCD de energia existente e de energia nova.

Considerando as iniciativas acima mencionadas e o crescimento no mercado total na ordem de 0,8% a 1,2% o nível de contratação esperado para o ano de 2017 é de 105,9%. As negociações bilaterais associadas e a revisão da garantia física de usinas hidrelétricas em Cotas de Garantia Física e de Itaipu trarão benefícios para o nível de contratação esperado para o ano de 2018, previsto em 107,3%.

Perdas (%) - (últimos 12 meses)

Perdas totais - Referência ANEEL para o ano regulatório 2016/2017: 9,4%



1. Valores calculados pela Companhia para torná-los comparáveis ao referencial para perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão determinado pela ANEEL

2. Referência ANEEL de perdas para o ano regulatório normalizada para o ano civil

O percentual de perdas é a taxa obtida através da divisão da diferença entre a energia medida na fronteira e a energia faturada dos clientes (descontada do faturamento retroativo da cobrança das fraudes) pelo total do suprimento de energia medido na fronteira nos últimos 12 meses (47.731 GWh).

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,63%, sendo divididas entre perdas técnicas (5,21%) e não técnicas (4,42%). As perdas totais apresentaram um aumento de 0,08 p.p. em comparação ao 1T16, decorrente do cenário econômico que o país está enfrentando. Se compararmos o resultado auferido em 2016 com o 1T17, observamos que as perdas totais da Companhia têm se mantido estáveis no patamar de 9,63%.

A AES Eletropaulo tem intensificado suas ações de combate às perdas comerciais para os segmentos de baixa renda com um programa de mapeamento e cadastramento na Tarifa Social de Energia Elétrica das famílias que possuem o perfil de renda previsto na nova legislação. No 1T17 aproximadamente 462 mil famílias foram beneficiadas com este programa, versus 450 mil no 1T16, ou seja, 12 mil novas famílias foram beneficiadas neste programa ao longo dos últimos 12 meses.

Dentre as principais ações promovidas para a redução de perdas, incluindo os esforços com a população de baixa renda, destacam-se:

- (i) **Inspeções de fraude:** têm por objetivo identificar instalações com erros de medição, seja por defeitos nos equipamentos ou por ações de terceiros forjando a medição. No 1T17 foram realizadas 98,5 mil inspeções e identificadas 27,6 mil irregularidades, contra 85,4 mil inspeções e 14,0 mil irregularidades no 1T16. Este aumento de 97% na identificação de irregularidades deve-se ao uso de tecnologias mais atuais, com inteligência analítica, redes neurais e *learn machining*, que têm contribuído para a eficiência desse processo;
- (ii) **Programa de recuperação de instalações cortadas:** tem por objetivo recuperar as instalações de clientes cortados por inadimplência e que, ao não efetuarem a quitação dos débitos pendentes, passam a consumir energia de forma irregular. No 1T17, foram realizadas 91,4 mil visitas e 24,6 mil instalações foram recuperadas, ante 97,0 mil visitas e 18,3 mil instalações recuperadas no 1T16. A redução na quantidade de visitas associada ao aumento de 34,4% na quantidade de instalações recuperadas é devido à melhoria no processo com a adoção de tecnologias de inteligência analítica e mineração de dados. A empresa vem atuando

fortemente nesta iniciativa desde 2011, e intensificou esta ação em 2015 devido aos reajustes tarifários, visando combater o crescimento das perdas na empresa;

- (iii) Regularização de ligações informais (clandestinas): tem por objetivo transformar consumidores clandestinos em clientes regulares. No 1T17, foram regularizadas 16,1 mil ligações informais, contra 12,6 mil regularizações no 1T16. A empresa iniciou este programa em 2004 e até o momento mais de 802.450 instalações já foram regularizadas;
- (iv) Redução de perdas administrativas: o objetivo dessa iniciativa é identificar as oportunidades nos processos do ciclo comercial que geram perdas de faturamento. No 1T17 a empresa identificou cerca de 42,3 mil instalações com esse tipo de perdas ante 15,6 mil no 1T16. As principais causas estão relacionadas às instalações com contrato rescindido e os impedimentos de leitura de medidores para o faturamento.

No 1T17, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 78,6 milhões no resultado da Companhia e acrescentaram ao mercado faturado 203,3 GWh de energia, ante os 154,7 GWh adicionados no 1T16 ou R\$ 65,4 milhões. Este montante está dividido da seguinte forma:

- (i) R\$ 25,1 milhões (68,6 GWh), em decorrência das inspeções de combate à fraude;
- (ii) R\$ 12,1 milhões (30,5 GWh) com a regularização de ligações informais;
- (iii) R\$ 5,9 milhões (14,9 GWh) com a recuperação de clientes cortados;
- (iv) R\$ 30,9 milhões (77,7 GWh) com redução de perdas administrativas; e,
- (v) R\$ 4,6 milhões (11,6 GWh) com o faturamento de energia retroativa de consumo irregular.

Recicle Mais, Pague Menos

O Recicle Mais, Pague Menos é um projeto do programa de eficiência energética da Companhia que oferece desconto na conta de energia elétrica dos clientes residenciais em troca de materiais recicláveis. Não existe limite de desconto para os clientes. Desta forma, a conta de energia elétrica do mês pode ser zerada ou até mesmo gerar um crédito para o mês seguinte.

Este projeto tem se mostrado uma importante alternativa para os clientes conciliarem suas contas de energia elétrica e o orçamento familiar, contribuindo para evitar o aumento do índice de inadimplência e melhorar o índice de recuperação de receita.

No 1T17, 682 novos clientes se cadastraram no projeto, contra 2.166 novos clientes cadastrados no 1T16, totalizando 50,9 mil desde o início do projeto. O valor de bônus concedido aos clientes chegou a R\$ 61 mil no 1T17 com a coleta de 270 toneladas de resíduos no trimestre, isto representou um aumento de 19,6% em relação ao 1T16, quando foram concedidos R\$ 51 mil em bônus.

Os valores concedidos como bônus aos clientes retornam para a companhia por meio da recicladora contratada pelo projeto, que compra os materiais recicláveis, de forma que a receita da Companhia não sofra alteração.

Tarifa Social de Energia Elétrica

A Resolução Normativa 572/2013 de 13/08/2013, com vigência a partir de 12 de dezembro de 2013, estabelece um procedimento para comprovação do atendimento aos critérios de elegibilidade à concessão da Tarifa Social de Energia Elétrica ("TSEE"). Com a referida Resolução, o cliente que não atender aos critérios estabelecidos perderá o direito à Tarifa Social, sendo que as distribuidoras devem comunicar os motivos e orientar sobre a manutenção do referido benefício. Para avaliação quanto ao atendimento aos critérios de elegibilidade, a Resolução Normativa 572/2013 estabelecia dois processos de validação anual, que ocorriam em janeiro e julho de cada ano.

A partir de 10 de maio de 2016 entrou em vigor a Resolução Normativa nº 717/2016 que aprimorou o procedimento para comprovação do atendimento dos critérios de elegibilidade à concessão da TSEE, onde as principais mudanças são:

- (i) inclusão do processo de validação pela repercussão cadastral e notificação ao cliente através de mensagem em fatura;
- (ii) processo de validação pela Repercussão Cadastral: visa avaliar se a situação cadastral da família é compatível com sua permanência na TSEE, conforme procedimentos do Ministério de Desenvolvimento Social e Combate à Fome ("MDS") e ANEEL. Essa validação é realizada pelo MDS, sendo que mensalmente a ANEEL encaminha lista de repercussão às distribuidoras contendo as famílias que devem ser notificadas para atualização cadastral ou sobre o descadastramento; e,
- (iii) notificação através de mensagem em fatura: todas as famílias contidas na lista de repercussão devem ser notificadas com mensagem em fatura. O tipo de mensagem e o período em que essas devem ser impressas são definidos conforme cronograma da ANEEL.

Considerando as novas definições da Resolução Normativa 717/16, entre maio de 2016 e fevereiro de 2017 foram realizados 107.342 mil descadastramentos da Tarifa Social e aproximadamente 320 mil notificações ao cliente através de mensagem em fatura.

Período	Relatório de descadastramento	Descadastramento efetivo
Maio a Dezembro/2016	74.559	71.693
Janeiro/2017	31.822	30.531
Fevereiro/2017	6.811	5.118
Total	113.192	107.342

Para minimizar o impacto aos clientes, a AES Eletropaulo tem realizado diversas medidas, como elaboração de material específico e distribuição nos canais de atendimento em prefeituras e comunidades; realização de reuniões sobre o tema com representantes dos 24 municípios da área de concessão, líderes comunitários e PROCON; inclusão de matéria de capa no jornal distribuído às comunidades; realização de treinamento para as equipes de atendimento; envio de correspondência a clientes com potencial de descadastramento; realização de saneamento na base cadastral dos clientes e atuação junto aos consumidores por meio do Projeto CadÚnico Atualização.

Em março de 2017, a Companhia faturou 462.258 clientes com TSEE.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

RECEITA OPERACIONAL BRUTA

A receita operacional bruta da AES Eletropaulo totalizou R\$ 4.905,4 milhões no 1T17, uma queda de 9,3% ou R\$ 504,0 milhões, quando comparada ao 1T16.

Esse desempenho é explicado, principalmente, pela:

- (i) redução de R\$ 562,3 milhões da receita de fornecimento (ex-bandeira tarifária) devido, principalmente, à menor tarifa no período;
- (ii) redução de R\$ 285,9 milhões do faturamento das bandeiras tarifárias, dado que a Bandeira Tarifária no 1T17 era Verde (jan/17 e fev/17) ou Amarela (mar/17) enquanto no 1T16 era Vermelha (jan/16 e fev/16) ou Amarela (mar/16); parcialmente compensado pelo:

- (iii) efeito positivo de R\$ 202,5 milhões do Ativo Financeiro Setorial Líquido, em função da maior cobertura tarifária no 1T17 em comparação ao mesmo período do ano anterior.

DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL

As deduções representaram 41,4% da receita operacional bruta no 1T17, totalizando R\$ 2.029,6 milhões. Houve uma diminuição de R\$ 499,5 milhões quando comparado ao 1T16. Esse desempenho é explicado principalmente pela redução de:

- (i) R\$ 209,7 milhões de encargo com a CCRBT, refletindo a Bandeira Verde (jan/17 e fev/17) ou Amarela (mar/17) no 1T17 vs. Bandeira Vermelha - patamar 2 (jan/16 e fev/16) ou Amarela (mar/16) no 1T16;
- (ii) R\$ 149,1 milhões na conta de ICMS, acompanhando a menor receita bruta tributável auferida no 1T17; e
- (iii) R\$ 116,4 milhões da CDE, após reajuste negativo para o ano de 2017.

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

No 1T17, a Companhia registrou uma receita operacional líquida de R\$ 2.875,8 milhões, em linha com os R\$ 2.880,3 milhões registrados no 1T16. Além das variações apontadas acima, destaca-se:

- (i) efeito da compensação relativa ao ativo possivelmente inexistente, fruto da liminar obtida em favor da Companhia em janeiro de 2015, que apresentou um impacto positivo de R\$ 43,2 milhões no 1T16. A compensação do valor foi concluída ao final do ano regulatório 2015-2016, e, portanto, não apresentou nenhum efeito no 1T17.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais da AES Eletropaulo, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R\$ 2.419,6 milhões no 1T17, uma redução de 5,4% em relação ao 1T16. As principais variações estão detalhadas a seguir:

Custos e Despesas Operacionais (R\$ milhões) ¹	1T16	1T17	Var (%)
Parcela A	1.968,6	1.783,8	-9,4%
Energia Comprada para Revenda	1.594,8	1.590,5	-0,3%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	373,8	193,3	-48,3%
PMSO	588,7	635,8	8,0%
Pessoal e Entidade de Previdência	262,2	300,8	14,7%
Pessoal	183,1	202,8	10,7%
Entidade de Previdência	79,2	98,0	23,8%
Materiais	19,2	16,7	-12,8%
Serviços de Terceiros	133,0	143,2	7,6%
Outros	51,8	57,6	11,2%
PCLD	65,3	58,1	-11,1%
Multas	55,4	41,1	-25,9%
Contingências	1,7	18,4	982,8%
Total	2.557,3	2.419,6	-5,4%

1 - Não considera o custo de construção e Depreciação/Amortização

Parcela A

Custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda

No 1T17, a despesa com energia comprada para revenda teve uma pequena redução de 0,3%, ou R\$ 4,3 milhões, em comparação ao 1T16, totalizando R\$ 1.590,5 milhões. Abaixo estão detalhadas as principais variações nas despesas com compra de energia elétrica:

- (i) **Itaipu¹⁵**: redução de R\$ 55,9 milhões, refletindo queda de 13,2% da tarifa média, fruto da apreciação do Real (R\$) frente ao Dólar no comparativo entre 1T17 e 1T16, apesar do aumento no volume de energia adquirida (1,8% no comparativo entre trimestres);
- (ii) **Leilões¹⁶**: aumento de R\$ 70,0 milhões, em função, principalmente, do crescimento de 16,6% na tarifa média no período, apesar de uma redução de 8,8% no montante de energia adquirida no 1T17 em comparação ao 1T16;
- (iii) **Proinfa**: redução de R\$ 23,2 milhões, refletindo redução no volume de 2,8% e na tarifa média de 26,3% entre os trimestres.

¹⁵ Inclui Risco Hidrológico.

¹⁶ Inclui Cotas de Garantia Física, Risco Hidrológico e Ressarcimento relacionado aos leilões.

Fontes de Compra de Energia	Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte R\$/MWh			Participação da Fonte	
	1T16	1T17	Var (%)	1T16 Part.	1T17 Part.
Itaipu ¹	211,3	183,4	-13,2%	20,4%	22,2%
Leilão ²	134,7	157,0	16,6%	74,0%	72,1%
Angra 1 e 2	204,1	237,3	16,3%	3,7%	3,7%
Proinfa	399,1	294,3	-26,3%	1,9%	1,9%
Tarifa	157,8	168,5	6,8%	100,0%	100,0%

1 - Considera o risco hidrológico 2 - Considera Cotas de Garantia Física, Risco Hidrológico e Ressarcimento

Volume de Energia Comprado por Fonte (GWh)	1T16	1T17	Var (%)
Itaipu	2.262	2.302	1,8%
Leilão	8.195	7.476	-8,8%
Angra 1 e 2	407	385	-5,3%
Proinfa	205	199	-2,8%
Volume	11.069	10.363	-6,4%

Custo com Encargos do Uso da Rede Elétrica e de Transmissão

As despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão totalizaram R\$ 193,3 milhões no 1T17, uma redução de 48,3%, ou R\$ 180,5 milhões, em comparação ao mesmo período de 2016. A redução é explicada, principalmente, pela:

- (i) redução de R\$ 189,0 milhões do Encargo de Serviço do Sistema (ESS), principalmente em função do menor despacho de térmicas fora da ordem de mérito, parcialmente compensado pelo:
- (ii) menor crédito de PIS/COFINS no 1T17 em R\$ 11,9 milhões, totalizando R\$ 25,4 milhões no trimestre.

PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros)

No 1T17, o OPEX reportado foi de R\$ 635,8 milhões, um aumento de R\$ 47,1 milhões quando comparado ao mesmo período do ano de 2016. O OPEX excluindo fundo de pensão da Companhia totalizou R\$ 537,8 milhões, um aumento de 5,5 %. As principais variações estão detalhadas a seguir:

OPEX - R\$ milhões	1T16	1T17	Var (%)
Pessoal	183,1	202,8	10,7%
Material	19,2	16,7	-12,8%
Serviços de Terceiros	133,0	143,2	7,6%
Outras Despesas	51,8	57,6	11,2%
PMSO	387,1	420,3	8,6%
PCLD e Baixas	65,3	58,1	-11,1%
Multas	55,4	41,1	-25,9%
Contingências	1,7	18,4	982,8%
OPEX (ex-FCESP)	509,6	537,8	5,5%
Entidade de Previdência	79,2	98,0	23,8%
OPEX Reportado	588,7	635,8	8,0%

Pessoal

Pessoal - R\$ milhões	1T16	1T17	Var (%)
Pessoal e Encargos	183,1	202,8	10,7%
Entidade de Previdência Privada	79,2	98,0	23,8%
Total	262,2	300,8	14,7%

Despesas com Pessoal e Encargos

No 1T17, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 202,8 milhões, um aumento de 10,7% ou R\$ 19,7 milhões em comparação ao 1T16. Essa variação deve-se, sobretudo, ao:

- (i) aumento de R\$ 8,4 milhões de reajuste de remuneração e benefícios em função do acordo coletivo de 2016;
- (ii) aumento de R\$ 5,3 milhões referentes a despesas com rescisão e Programa de Incentivo à Aposentadoria (PIA); e
- (iii) estorno de provisão de PLR no 1T16 em R\$ 5,0 milhões, devido ao pagamento da PLR do exercício de 2015 ter sido inferior ao montante provisionado. No 1T17, não houve estorno de provisão.

Despesa com Entidade de Previdência Privada

No 1T17, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 98,0 milhões, um aumento de 23,8% ou R\$ 18,9 milhões em comparação ao 1T16. Contribuiu para o aumento, a redução da taxa de desconto do passivo, que foi reduzida para 5,80% ao final de 2016 contra 7,30% aplicado ao final de 2015.

Despesas com materiais e serviços de terceiros

No 1T17, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 159,9 milhões, um aumento de 5,1% ou R\$ 7,7 milhões em comparação ao 1T16. Essa variação deve-se, sobretudo à:

- (i) ampliação das ações de corte e cobrança, cuja finalidade é reduzir os níveis de inadimplência, com aumento de R\$ 5,8 milhões;
- (ii) maiores despesas jurídicas referentes ao êxito em questionamento a cobrança de COFINS de competência de maio a julho de 2004, com impacto de R\$ 1,1 milhão; e
- (iii) treinamentos de eletricitistas terceirizados que impactou em R\$ 1,1 milhão no 1T17. O valor será posteriormente reembolsado no 2S17.

Outras despesas operacionais

As principais despesas incluídas neste grupo são: (a) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (PCLD) e Baixas; (b) Provisão de Litígios e Contingências e (c) Demais Despesas, incluindo multas.

Outras Despesas Operacionais - R\$ milhões	1T16	1T17	Var (%)
PCLD	65,3	58,1	-11,1%
Provisão de Litígio e Contingências	1,7	18,4	982,8%
DIC / FIC / DMIC / DICRI	55,4	41,1	-25,9%
Demais despesas*	51,8	57,6	11,2%
Total	174,3	175,2	0,5%

*Arrendamentos e aluguéis, indenizações, perdas e danos, publicidade, tarifas bancárias, IPTU, baixa de ativos e etc

No 1T17, o grupo de outras despesas operacionais totalizou R\$ 175,2 milhões, um aumento de 0,5% ou R\$ 0,9 milhão em comparação ao 1T16. Dentre os principais componentes deste grupo, destacam-se as variações abaixo:

- (i) redução de R\$ 7,3 milhões em despesas com PCLD associadas, principalmente, à implementação de ações de cobrança focadas em clientes com maior ticket médio. A carteira de clientes inadimplentes da Companhia finalizou o 1T17 com um ticket médio inferior ao registrado no 1T16 (R\$ 102,20/MWh no 1T17 vs. R\$ 121,33 no 1T16). A base de clientes inadimplentes média no período também teve uma redução (244,3 mil no 1T17 vs. 257,5 mil no 1T16), contribuindo para o menor custo com PCLD no período;
- (ii) aumento de R\$ 16,7 milhões em despesas com Provisão de Litígio e Contingências principalmente associadas à:
 - a. reversão no valor de R\$ 10,4 milhões, de provisões efetuadas em 2016 referentes à remensuração de sucesso em casos de execução fiscal, provisão ambiental e reversão relacionada à prefeitura de Pindamonhangaba; e
 - b. contingências trabalhistas, no valor de R\$ 4,5 milhões, referentes à ex-funcionários e terceirizados; parcialmente compensado pela:
- (iii) redução em R\$ 14,3 milhões com DIC/FIC/DMIC/DICRI do 1T17 quando comparado ao 1T16, refletindo melhora nos indicadores de qualidade. Desconsiderando a reversão de multas do reprocessamento dos indicadores de qualidade entre 2011 e 2015, no total de R\$ 12,0 milhões, a redução registrada seria de R\$ 26,3 milhões;

Programa de Produtividade

A Companhia divulgou no 4T16 suas projeções para a redução dos custos operacionais, excluindo fundo de pensão, considerando diversas frentes de trabalho, descritas a seguir:

A. Recuperação dos Indicadores de Qualidade

- (i) redução do FEC com a intensificação da manutenção preventiva, investimento em modernização da rede de distribuição e foco na transformação digital com a instalação em 2017 de:
 - a. mais 750 km de rede compacta;
 - b. mais 2.500 religadores; e,
 - c. mais 7.200 detectores de falta.
- (ii) redução do DEC como consequência de novos procedimentos para garantir eficiência e melhoria nos processos, tecnologia e equipamentos e novas ferramentas para melhorar a comunicação entre as equipes:
 - a. ferramentas de *analytics* para otimizar de ordens e atendimento de emergência;
 - b. desenvolvimento de equipes multitarefa; e,
 - c. revisão do processo de comunicação das equipes para aumentar a sua flexibilidade.

B. Gestão da Receita

- (i) revisão dos processos de gestão de cortes e inspeção de regularidades, com o objetivo de capacitar leituristas para a realização do corte, obter sinergia com equipes de emergência para a realização de cortes e gestão dos contratos por performance;
- (ii) negatificação / negociação:
 - a. Flexibilizar formas de pagamento por meio de fomento dos canais digitais;
 - b. Criação de célula para negociação de grandes dívidas e processos judiciais;
- (iii) inspeção de irregularidades, com nova visão das equipes de inspeção com foco em proteção da receita e regularização de clandestinas, com a criação de uma célula de perdas administrativas com o objetivo de acompanhar e tratar todos os clientes regularizados desde 2004, visando garantir o faturamento correto destas instalações;
- (iv) frentes voltadas exclusivamente ao cliente de baixa renda:
 - a. intensificação das ações de cadastramento das famílias na tarifa social de baixa renda, onde novas 12 mil famílias foram beneficiadas, com criação de área dedicada ao público de baixa renda, que corresponde a 50% da PCLD;
 - b. realização de programas de incentivos à adimplência e fidelização dos clientes de baixa renda através de micro-financiamentos e micro-créditos;
- (v) tecnologia:
 - a. novos serviços em campo: possibilitar imprimir avisos de débito no momento da leitura, e receber pagamentos no momento do corte;
 - b. sistema integrado de cobradoras: integrar sistemas de várias cobradoras, facilitando a gestão das carteiras de cobrança;
 - c. revisão dos critérios das análises de pedidos de isenção de débitos;
 - d. mapeamento de erros de processo do ciclo da receita;
 - e. implantação de análise preditiva na proteção da receita (em análise da viabilidade).

C. Satisfação do Cliente

- (i) gerenciamento da jornada do cliente;
- (ii) gestão de controle da qualidade e eficácia do atendimento;
- (iii) inteligência preditiva para análise de causa e raiz.

Atuando em todas estas ações de combate a perdas, a Companhia projeta para 2017 uma redução de R\$ 200 milhões em despesas operacionais, dos quais R\$ 70 milhões no 2T17 e o restante no 2S17. Para o ano de 2018 a Companhia prevê uma redução de R\$ 150 milhões. Tais reduções estão em termos reais, em comparação as despesas operacionais de 2016, excluindo-se despesas com o fundo de pensão.

EBITDA AJUSTADO¹⁷

No 1T17, o EBITDA Ajustado pelo fundo de pensão foi de R\$ 334,1 milhões, contra um EBITDA de R\$ 217,0 milhões ajustado pelo fundo de pensão e pelo ativo possivelmente inexistente, no valor de R\$ 43,2 milhões, no 1T16. Os seguintes fatores explicam o aumento de R\$ 117,1 milhões:

- (i) efeito positivo na margem principalmente em função do aumento do componente de Parcela B na tarifa e do crescimento do volume da classe residencial na área de concessão em comparação ao 1T16, contribuindo para um aumento de R\$ 103,3 milhões;
- (ii) impacto negativo da sobrecontratação em R\$ 42,1 milhões no 1T16, o que não ocorreu no 1T17 em função da involuntariedade do nível sobrecontratado;
- (iii) menores despesas com DIC / FIC / DMIC / DICRI no montante de R\$ 14,3 milhões, e com PCLD em R\$ 7,3 milhões, conforme mencionado acima; parcialmente compensado pelos:
- (iv) aumento em R\$ 33,2 milhões referente ao PMSO, já incluindo montante destinado ao Plano de Recuperação dos Indicadores de Qualidade, que impactou negativamente esta linha em R\$ 7,0 milhões;
- (v) aumento de R\$ 16,7 milhões referente às despesas com contingências.

O EBITDA reportado no 1T17 foi de R\$ 236,1 milhões, ante um EBITDA de R\$ 181,0 milhões no 1T16, apresentando um aumento de R\$ 55,1 milhões.

RESULTADO FINANCEIRO

A Companhia registrou no 1T17 um resultado financeiro negativo de R\$ 82,9 milhões, ante resultado financeiro negativo de R\$ 17,2 milhões no 1T16, um aumento de R\$ 65,7 milhões. As variações das receitas e despesas financeiras dos períodos estão detalhadas a seguir:

Receitas Financeiras

As receitas financeiras totalizaram R\$ 80,8 milhões no 1T17, uma redução de 36,4% em relação aos R\$ 127,1 milhões registrados no 1T16. Esse desempenho é explicado por:

- (i) redução no valor da atualização monetária (Selic) de ativos financeiros setoriais de R\$ 33,8 milhões, em função da CVA acumulada no 1T16, o que não ocorreu no 1T17;
- (ii) redução de R\$ 14,0 milhões em atualização monetária e multas sobre contas de energia elétrica em atraso devido ao menor ticket médio e base de clientes em atraso;
- (iii) aumento do rendimento das aplicações financeiras de R\$ 4,3 milhões resultado do aumento do volume aplicado no trimestre, parcialmente compensado pela redução do CDI no período (12,68% no 1T17 vs. 14,13% no 1T16);

¹⁷ Ajustes referentes ao ativo possivelmente inexistente e despesas com fundo de pensão.

Despesas Financeiras

As despesas financeiras totalizaram R\$ 167,5 milhões no 1T17 contra R\$ 163,9 milhões no 1T16. As despesas apresentaram valor 2,2% superior, e as principais variações estão detalhadas a seguir:

- (i) aumento da atualização monetária de processos judiciais e outros no montante de R\$ 16,2 milhões, reflexo da reversão da provisão da Prefeitura de Pindamonhangaba (R\$ 5,9 milhões) e reversão do INSS decadencial no montante de R\$ 11,8 milhões no 1T16;
- (ii) aumento das despesas provenientes da atualização monetária (Selic) do passivo financeiro setorial em R\$ 9,3 milhões, em função de uma CVA Passiva acumulada no 1T17, o que não ocorreu no 1T16; parcialmente compensado pela:
- (iii) redução com encargos de dívidas no montante de R\$ 18,5 milhões devido à menor taxa de juros e ao menor endividamento da Companhia.

Variações Cambiais Líquidas

No 1T17 as variações cambiais líquidas apresentaram um resultado positivo de R\$ 3,8 milhões, contra um valor positivo de R\$ 19,6 milhões no 1T16, em função, principalmente, da queda do dólar americano utilizado na provisão da energia de Itaipu na comparação entre os trimestres.

LUCRO LÍQUIDO

No 1T17, a Companhia reportou um lucro líquido de R\$ 12,6 milhões vs. um lucro líquido de R\$ 30,6 milhões no 1T16. Essa variação se deu, principalmente, em função do:

- (i) efeito negativo do Resultado Financeiro em R\$ 43,4 milhões, conforme detalhado anteriormente;
- (ii) aumento nos custos de Depreciação e Amortização no 1T17 em relação ao mesmo período de 2016; parcialmente compensado pelo:
- (iii) impacto positivo em R\$ 36,4 milhões no EBITDA, em decorrência, principalmente, do aumento do componente da Parcela B na tarifa no trimestre, além da redução em PCLD e Multas.

ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS LÍQUIDOS

No 1T17, a Companhia registrou uma CVA Passiva ("a pagar") de R\$ 520,4 milhões, uma redução de R\$ 251,7 milhões em relação ao saldo de CVA Passiva de R\$ 268,7 milhões no 4T16, conforme detalhado a seguir.

Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	4T16	Diferimentos	Amortização	Bandeiras	Atualização Monetária	1T17
Itaipu	978,2	85,2	-368,0	-	25,6	721,0
Proinfa	24,6	-10,8	-11,7	-	0,4	2,4
Transporte - Rede Básica	29,7	8,6	-6,2	-	0,8	32,9
Transporte - Itaipu	5,8	1,1	-1,2	-	0,2	5,8
CDE	42,1	-91,4	-129,3	-	0,8	-177,8
Custo de Energia	-581,2	-1,7	228,9	-26,9	-16,1	-397,1
Encargos do Serviço do Sistema	-376,7	-137,9	32,2	-	-10,1	-492,6
Demais Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	-391,1	-0,7	187,5	-	-10,7	-215,0
<i>Neutralidade Parcela A</i>	200,4	30,8	-51,3	-	2,7	182,6
<i>Sobrecontratação</i>	96,5	5,6	63,4	-	6,6	172,1
<i>RTE</i>	-416,2	-	176,3	-	-10,9	-250,8
<i>Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos</i>	-206,1	-24,1	-	-	-6,7	-236,9
<i>Fator Xq</i>	-61,3	-7,4	-	-	-2,0	-70,7
<i>Outros</i>	-4,3	-5,7	-0,9	-	-0,4	-11,3
Total	-268,7	-147,6	-67,9	-26,9	-9,3	-520,4

O passivo setorial líquido de R\$ 147,6 milhões averiguado nos diferimentos deste trimestre podem ser explicados, principalmente, pela:

- (i) redução do encargo CDE em janeiro de 2017 que contribuiu para um passivo regulatório diferido de R\$ 91,4 milhões no 1T17;
- (ii) menor custo com ESS ao longo do 1T17 em função, principalmente, do aumento significativo do PLD no período, contribuindo para um passivo setorial diferido em R\$ 137,9 milhões; parcialmente compensado pelo:
- (iii) ativo setorial líquido diferido em R\$ 85,2 milhões referente ao custo de energia de Itaipu, associado, principalmente, ao aumento da tarifa da mesma ao final de 2016.

Importante ressaltar que ao final do 1T16, a Companhia apresentava um saldo de CVA Ativa (“a receber”) em R\$ 575,4 milhões.

ENDIVIDAMENTO

Para fins de análise deste relatório, e de acordo com os critérios utilizados para o cálculo dos *covenants* da Companhia, consideramos o saldo devedor com o fundo de pensão de R\$ 1.292,9 milhões (excluindo o efeito do corredor contábil no montante de R\$ 2.468,0 milhões).

Em 31 de março de 2017, as disponibilidades da Companhia somavam R\$ 1.264,2 milhões, patamar quase estável em relação à posição em 31 de março de 2016 (R\$1.259,0 milhões). Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 3.342,3 milhões, uma redução de 14,0% em relação ao 1T16. Essa redução deve-se principalmente à:

- (i) amortização da 9ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 75,0 milhões em agosto de 2016;
- (ii) amortização da 11ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 100,0 milhões em novembro de 2016;
- (iii) amortização da 15ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 250,0 milhões, em outubro de 2016;
- (iv) amortização da 16ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 74,9 milhões em 2016;
- (v) amortização da 17ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 90,0 milhões em janeiro de 2017;e
- (vi) amortização CCB ABC, no valor de R\$ 14,0 milhões ocorrida também em janeiro de 2017; parcialmente compensados por:
- (vii) liberações FINEM, no valor de R\$ 77,7 milhões em 2016;
- (viii) emissão da 3ª nota promissória, no valor de R\$ 100,0 milhões em fevereiro de 2017 e ao
- (ix) aumento de saldo de leasing em R\$ 28,0 milhões.

Dívida - R\$ milhões	1T16	1T17
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	3.754,4	3.313,6
Fundo de Pensão	1.389,5	1.292,9
(-) Disponibilidades ¹	1.259,0	1.264,2
Dívida Líquida	3.884,9	3.342,3
EBITDA (últimos 12 meses)	937,4	789,4
Despesas com FCESP (últimos 12 meses)	315,6	374,5
EBITDA Ajustado (últimos 12 meses)	1.253,0	1.163,9
Despesas financeira sobre empréstimos	487,0	511,8
Dívida Líquida²/EBITDA Ajustado	3,10	2,87
EBITDA Ajustado/Despesa Financeira	2,57	2,27

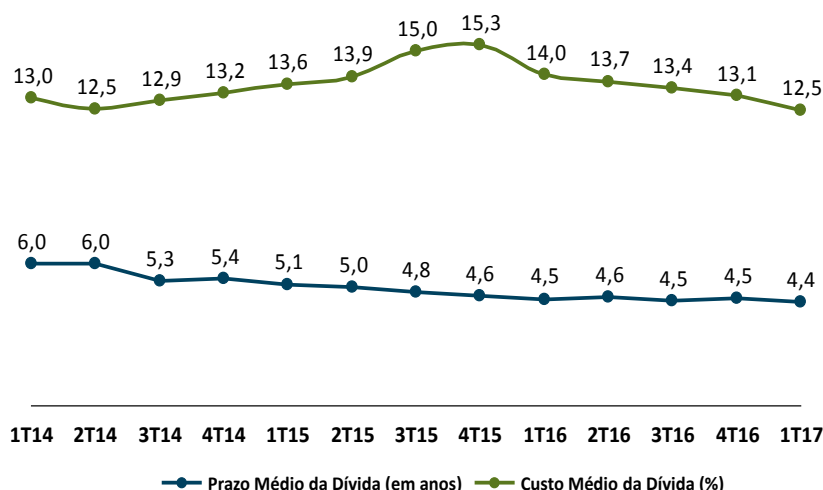
1- Caixa + Investimentos de Curto Prazo

Em 31 de março de 2016, a dívida da AES Eletropaulo atrelada ao CDI, de R\$ 3.377,2 milhões, tinha um custo médio de CDI + 1,85 % a.a. e passou para R\$ 2.865,6 milhões, a um custo médio de CDI + 1,92 % a.a. em 31 de março de 2017 em função, principalmente, das novas emissões e pagamentos de dívidas ocorridas no período, conforme descritas acima.

O saldo da dívida atrelada aos demais índices (principalmente IGP-DI + 5,5% a.a.) em 31 de março de 2016 era de R\$ 1.718,0 milhões. Em 31 de março de 2017, este saldo passou a totalizar R\$ 1.664,2 milhões, ao custo médio de IGP-DI + 5,9% ao ano.

O prazo médio da dívida em 31 de março de 2016 era de 4,5 anos, patamar ligeiramente superior ao prazo de 4,4 anos de 31 de março de 2017, também explicado pelas novas emissões e pagamentos de dívidas ocorridas neste período.

Custo e Prazo Médio da dívida



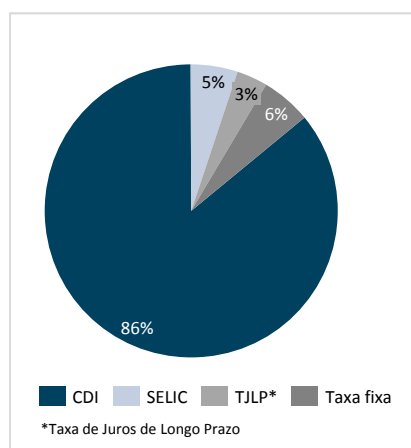
Considerando o EBITDA previsto nos covenants dos últimos 12 meses¹⁸ findos em 31 de março de 2017, a AES Eletropaulo apresentou indicadores Dívida Líquida/EBITDA Ajustado de 2,87x, e EBITDA Ajustado/Despesa Financeira de 2,27x.

Os *covenants* da dívida são:

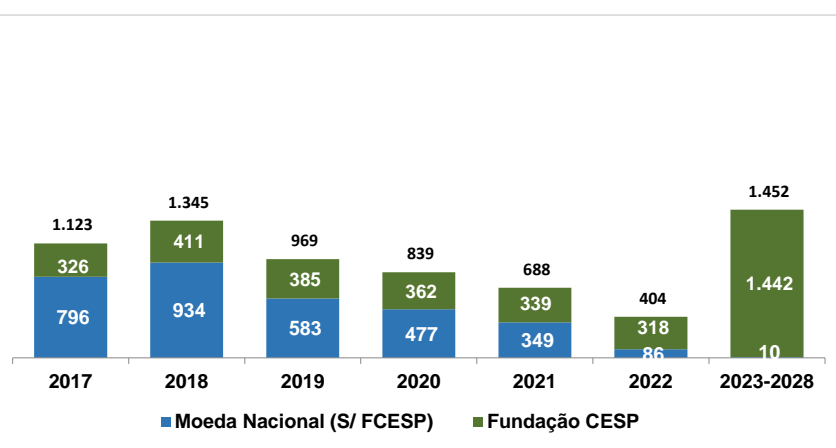
- (i) Dívida Líquida/EBITDA Ajustado não pode ser superior a 3,5x e
- (ii) EBITDA Ajustado/Despesa Financeira não pode ser inferior a 1,75x.

Desta forma, em 31 de março de 2017, a Companhia estava dentro dos limites estabelecidos nos contratos de dívida. Abaixo, o cronograma de amortização da Companhia:

Dívida Bruta por indexador



Cronograma de amortização da dívida - R\$ milhões¹⁹



A tabela abaixo indica a escala de *rating* da Companhia.

Escala	Ratings	Fitch ¹	S&P ²	Moody's ³
Nacional		AA-	A-	A3
Internacional		BB	BB-	Ba3

Últimas atualizações

1- Fitch reafirmou *rating* nacional e internacional em 03/2017

2- S&P rebaixou o *rating* nacional e internacional em 05/2016

3- Moody's alterou perspectiva para estável em 03/2017

¹⁸O EBITDA ajustado corresponde ao somatório dos últimos doze meses do resultado operacional conforme demonstrativo contábil consolidado na linha "Resultado Operacional" (excluindo as receitas e despesas financeiras), todos os montantes de depreciação e amortização, todos os montantes relativos com entidade de Previdência Privada classificado na conta de "custo de operação". Adicionalmente, os ajustes dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado), conforme as regras regulatórias determinadas pela ANEEL, desde que não tenham sido incluídos no resultado operacional acima.

¹⁹ Fluxo composto por amortização de principal, juros acumulados e saldo de diferidos, conforme "Nota Explicativa 17" das Demonstrações Contábeis da Companhia.

INVESTIMENTOS

No 1T17, a AES Eletropaulo investiu R\$ 216,9 milhões. Destes, R\$ 191,9 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 25,1 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes.

Em 2017, a Companhia planeja investir R\$ 941,5 milhões, sendo R\$ 840,8 milhões com recursos próprios e R\$ 100,7 milhões financiados pelo cliente.

Investimentos - R\$ milhões	1T16	1T17	Var (%)
Serviço ao Consumidor e Expansão do Sistema	57,5	94,0	63,4%
Confiabilidade Operacional	38,1	80,2	110,7%
Recuperação de Perdas	2,1	2,8	33,2%
Tecnologia da Informação	11,5	8,5	-25,9%
Outros	14,5	6,4	-56,1%
Total (com Recursos Próprios)	123,6	191,9	55,2%
Financiado pelo cliente	19,4	25,1	29,2%
Total	143,1	216,9	51,6%

Principais Investimentos no 1T17

Serviços ao Cliente e Expansão do Sistema

Visa o atendimento do crescimento do mercado e a redução do risco de interrupção no fornecimento de energia elétrica em condições regulares e em situações de emergência.

No 1T17, R\$ 36,8 milhões foram investidos na adição de 49,7 mil novos clientes, na religação de 225,5 mil clientes e na regularização de 16,1 mil conexões informais. Na expansão, foram investidos R\$ 57,2 milhões no sistema para a melhoria da qualidade do fornecimento, com destaque para a energização da LTS Itaim-Ibirapuera, 10 recondutoramentos de saídas subterrâneas de circuitos de distribuição e a adição de 5 MVA de capacidade de transformação, que beneficiarão cerca de 150 mil clientes.

Confiabilidade Operacional

Objetiva reduzir as ocorrências na rede elétrica, aumentando a continuidade do fornecimento, evitando acidentes com a população e modernizando a rede de distribuição.

No 1T17 foram investidos R\$ 80,2 milhões em projetos de manutenção preventiva e corretiva da rede, além da modernização da subtransmissão e redes subterrâneas, incluindo instalação de religadores e detectores de falha.

Recuperação de Perdas

Objetiva a diminuição das ligações ilegais, recuperação de receita e diminuição do risco para os clientes regulares da Companhia.

No 1T17 o montante investido em recuperação de perdas atingiu R\$ 2,8 milhões. Foram realizadas 10,5 mil regularizações por meio de inspeções de fraude e anomalias.

Tecnologia da Informação

Visa melhorias no conjunto de atividades e soluções providas por recursos de computação buscando melhor produção, armazenamento, transmissão, acesso, segurança e uso das informações.

No 1T17 foram investidos R\$ 8,5 milhões em projetos de Tecnologia da Informação na modernização e automação dos sistemas de distribuição e operação da Companhia e sistemas voltados à gestão de receita e redução da PCLD.

Outros

No 1T17, foram investidos R\$ 6,4 milhões em outros projetos referentes a, principalmente, manutenções prediais e segurança eletrônica.

Financiado pelo Cliente

Os investimentos realizados pelos clientes totalizaram R\$ 25,1 milhões no 1T17 e referem-se principalmente à conversão e remoção de redes e alteamento de linhas de alta tensão, entre outros.

Investimento Remunerável

O investimento remunerável, também denominado de Base de Remuneração, é constituído pelo Ativo Imobilizado em Serviço - AIS e Almoxarifado de Operação, deduzido do saldo das Obrigações Vinculadas ao Serviço Público de Energia Elétrica (Obrigação Especial). Sobre o valor líquido da base de remuneração foi calculada a remuneração, e sobre o valor bruto a cota de depreciação, que fazem parte da Parcela "B" da Receita Requerida - RR da Concessionária, homologada pela Resolução Homologatória Nº 2102 ANEEL de 28/06/2016. A tabela a seguir apresenta os valores da Base de Remuneração aprovada pela ANEEL para o 4º ciclo de Revisão Tarifária Periódica, e a sua respectiva atualização do reajuste de julho 2016.

Componentes do Investimento Remunerável	Revisão jul/11	Reajuste jul/12	Reajuste jul/13	Reajuste jul/14	Revisão (*) jul/15	Reajuste jul/16
a) Ativo Imobilizado em Serviço Bruto	16.189.530.212	17.021.672.065	18.096.420.439	19.225.818.039	21.183.138.713	23.769.012.101
b1) (-) Depreciação Acumulada	10.347.767.123	10.879.642.353	11.566.582.971	12.288.453.414	13.391.278.940	15.025.982.480
b2) (-) Depreciação Acumulada %	63,9%	63,9%	63,9%	63,9%	63,2%	63,2%
c1) (-) Obrigação Vinculada ao SPEE Bruta	1.370.413.429	1.440.852.680	1.531.828.118	1.627.429.511	2.315.613.770	2.598.285.951
c2) (-) Obrigação Vinculada ao SPEE Líquida	1.196.630.700	1.258.137.518	1.337.576.321	1.421.054.459	1.767.608.511	1.983.384.457
d) Bens 100% depreciados	3.364.292.879	3.537.217.533	3.760.557.448	3.995.253.838	6.147.896.400	6.898.383.941
e) Terrenos e Serviços	313.831.955	329.962.917	350.796.776	372.690.002	456.376.870	512.087.821
f) = Ativo Imobilizado em Serviço Bruto Depreciável	11.140.991.949	11.713.638.936	12.453.238.098	13.230.444.688	12.263.251.673	13.760.254.388
g) (+) Almoxarifado	31.500.064	33.119.167	35.210.312	37.407.787	56.691.527	63.611.989
h) = Investimento Remunerável (Base Remuneração)	4.676.632.453	4.917.011.361	5.227.471.459	5.553.717.952	6.080.942.789	6.823.257.153
i) (+) Investimento previsto no Xe	0	0	0	0	0	0
j) Variação do IGPM (RH Aneel/Reajuste Tarifário n°)	1,0000	1,0514	1,0631	1,0624	1,0000	1,0000
k) cota de Depreciação - Taxa média Anual %	3,82%	3,82%	3,82%	3,82%	3,75%	3,75%
*) 4º ciclo de RTP - Julho 2015 Valores segundo REH 2102 ANEEL de 28/06/2016		a) Valor deduzido dos valores de Bens Administrativos, Veículos, Moveis e Utensílios e índice de aproveitamento				

Plano de Investimento - 2017 até 2021

A Companhia prevê investir R\$ 3.968 milhões no período de 2017 até 2021, principalmente na expansão da rede de atendimento e novos clientes, na preservação dos ativos para garantir a distribuição de energia e na melhoria dos indicadores de qualidades, um aumento significativo quando comparado ao plano anterior de 2016 a 2020 em que a Companhia previa investir R\$ 3.563 milhões.

Investimentos - R\$ milhões*	2017E	2018E	2019E	2020E	2021E	Total 2017-2021
Investimentos	841,3	649,2	680	671,1	700,5	3.542,1
Financiado pelo Cliente	100,7	82,9	79,5	80,9	84,2	428,2
Total	942,0	732,1	759,5	752,0	784,7	3.970,3

*Valores nominais

FLUXO DE CAIXA

Fluxo de Caixa - R\$ milhões	1T16	1T17	Var.
Saldo Inicial de Caixa	531,2	1.067,6	536,5
Geração de caixa operacional	955,9	609,5	-346,4
Investimentos	-175,3	-259,2	-84,0
Despesa Financeira Líquida / Amortizações Líquidas	27,9	-97,3	-125,2
Despesas com Fundo de Pensão	-61,0	-112,7	-51,7
Imposto de Renda	0,0	0,0	0,0
Caixa restrito e/ou bloqueado	-19,7	56,4	76,1
Caixa Livre	727,8	196,5	-531,2
Pagamento de Dividendos e JSCP	-	-	-
Saldo Final de Caixa	1.258,9	1.264,2	5,2

No 1T17, a Companhia registrou uma geração de caixa operacional R\$ 346,4 milhões inferior à apresentada no 1T16. Esta redução em comparação ao mesmo período do ano anterior se deve, principalmente, aos fatores abaixo:

- (i) efeito negativo de R\$ 918,8 milhões na arrecadação líquida em função, principalmente, da menor arrecadação de bandeiras tarifárias no trimestre e da menor tarifa aplicada no 1T17 em comparação ao 1T16;
- (ii) maiores dispêndios com despesas operacionais em R\$ 36,8 milhões em função do foco da Companhia no Plano de Recuperação dos Indicadores de Qualidade; parcialmente compensado pelos:
- (iii) menores gastos com encargos setoriais no valor de R\$ 268,5 milhões, devido principalmente à queda nas despesas com CDE ; e
- (iv) redução dos gastos com energia no valor de R\$ 340,7 milhões, devido principalmente ao despacho térmico menor no período e queda na tarifa da energia de Itaipu.

O caixa livre da Companhia apresentou uma variação negativa de R\$ 531,2 milhões entre os períodos, como resultado da redução da geração de caixa operacional, acima mencionada e:

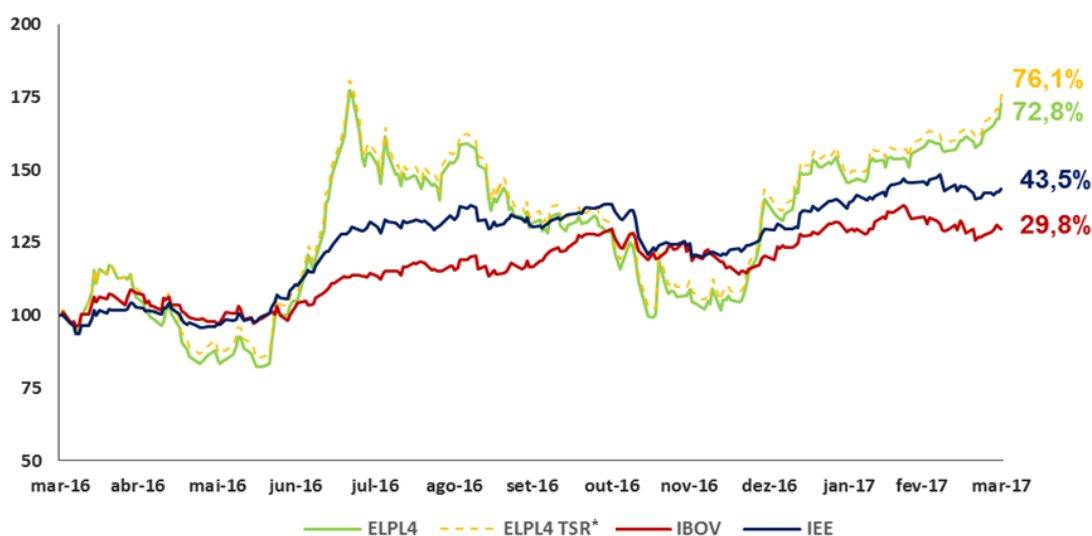
- (i) R\$ 106,8 milhões associado ao saldo do serviço da dívida, amortização e captação que apresentou variação negativa, devido ao menor volume de novos financiamentos durante o 1T17 quando comparado com o 1T16;
- (ii) aumento dos investimentos na ordem de R\$ 84,0 milhões, fruto da revisão dos investimentos previstos pela Companhia para o ano de 2017, quando comparado a 2016; e,
- (iii) R\$ 51,7 milhões associado ao retorno da amortização da dívida com a Fundação CESP.

MERCADO DE CAPITAIS

As ações da Companhia são negociadas no Nível 2 de Governança Corporativa da BM&FBovespa sob os códigos ELPL3 (ordinárias) e ELPL4 (preferenciais). As ações ELPL4 integram atualmente (i) o Índice de Ações com Tag Along Diferenciado (Itag), (ii) o Índice de Energia Elétrica (IEE), (iii) o Índice Brasil 100 (IBrX) e o Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBovespa.

No 1T17, a ação preferencial da Eletropaulo teve uma valorização de 72,8%, quando comparado ao 1T16, encerrando o período cotada a R\$ 13,93. Em relação aos indicadores de mercado, no mesmo período, o IEE valorizou 43,5% e o Ibovespa 29,8%, encerrando o 1T17 em 39.971 pontos e 64.984 pontos, respectivamente. Ao longo do 1T17, o volume médio diário negociado foi de 1.482.502 mil ações, representando um aumento de 99,4% em relação ao 1T16.

Desempenho das ações (últimos 12 meses)
Base 100 = 31/03/2016



* TSR- Retorno Total ao Acionista.

DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

SEGURANÇA E MEIO AMBIENTE

Segurança é o valor número 1 do Grupo AES Brasil, sendo a prioridade no desenvolvimento das atividades da Companhia.

No 1T17, foi registrada uma taxa de acidentes com afastamento de colaboradores próprios de 0,204 (acima do limite estabelecido) e contratados de 0,131, abaixo do limite estabelecido para o período (0,14). A taxa de acidentes sem afastamento, por sua vez, foi de 0,509 para colaboradores próprios (dentro do limite estabelecido) e de 1,113 para contratados, acima do limite de 0,81. Em 2017, foi registrada uma fatalidade com um trabalhador (não registrável sob o critério OSHA), decorrente de um acidente de trajeto com uso de motocicleta.

O Programa de Segurança da Companhia está focado no fortalecimento de uma cultura de segurança, é realizado com base nas diretrizes globais da AES Corp., dos requisitos do Sistema de Gestão de Segurança e Saúde Ocupacional, certificado conforme a norma internacional OHSAS 18.001, e na Política de Sustentabilidade da AES Brasil.

Metas	Indicadores	2015	2016	1T16	1T17
Zero acidente fatal com colaboradores próprios e contratados	Nº acidentes fatais	2,00	1,00	0,00	0,00
Registrar taxa abaixo de 0,14 para acidentes com afastamento, em 2017	<i>LTI Rate*- próprios</i>	0,262	0,356	0,232	0,204
	<i>LTI Rate*- contratados</i>	0,143	0,17	0	0,131
Registrar taxa abaixo de 0,81 para acidentes sem afastamento, em 2017	<i>Recordable Rate**- próprios</i>	0,441	0,684	0,464	0,509
	<i>Recordable Rate**- contratados</i>	0,346	0,815	0,383	1,113

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

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

O acompanhamento das taxas segue os critérios pelo Occupational Safety & Health Administration (OSHA), agência do Departamento de Trabalho dos Estados Unidos. Até o 4T15, o reporte era realizado de acordo com os critérios da NBR 14.280, que ainda segue como referência para o reporte de fatalidades com colaboradores próprios e contratados.

Segurança da população

Apesar dos investimentos, foram registradas 7 fatalidades com a população no 1T17. O número total de acidentes, incluídos os classificados como graves e leves, permaneceu estável em relação ao ano anterior - nesse aspecto. Para conscientizar os clientes da Companhia e evitar acidentes com a rede elétrica, investimos em campanhas educativas nos principais veículos de comunicação e realizamos palestras em comunidades locais, escolas, associações e empresas. As Blitzes de segurança também contribuem para a conscientização da população. Elas são realizadas com uma van personalizada que simula as consequências do contato indevido com os fios da rede elétrica, por meio de um choque fictício. No ano de 2017, 1,3 mil pessoas foram impactadas com essa ação.

Emissões de Gases de Efeito Estufa

Quanto ao desempenho ambiental, não foi possível evitar emissões de gases de efeito estufa no 1T17 devido ao aumento de perdas globais.

Índice de Desempenho	1T16	1T17
GWh de Perdas Totais	1.150,0	1.156,0

COLABORADORES E COMUNIDADES

Colaboradores

Ser reconhecida como um dos melhores lugares para se trabalhar é um dos objetivos traçados pelo Planejamento Estratégico Sustentável da AES Brasil. O foco da Companhia é garantir que os colaboradores sintam-se motivados e valorizados no ambiente de trabalho, assumindo o protagonismo para realizar suas atividades com excelência e satisfação, o que resulta em ganhos de eficiência, produtividade e qualidade.

Comunidades

Nas comunidades onde atua, a AES Eletropaulo regularizou ligações elétricas de 16,1 mil famílias no 1T17 - cerca de 64 mil pessoas, com a meta de totalizar 51 mil regularizações até o fim do ano de 2017. Por meio do Programa Transformação de Consumidores em Clientes, as famílias são beneficiadas não só com acesso regular à energia, mas também com um comprovante de cidadania, uma vez que por meio da conta de energia (comprovante de residência) podem abrir conta em banco e ter acesso a crédito.

Meta	Indicador de Desempenho	1T16	1T17
Regularizar 51.000 ligações em 2017	Número de ligações regularizadas	12.645	16.060

Instituto AES

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

GOVERNANÇA CORPORATIVA

A governança corporativa é o conjunto de processos, costumes, políticas, leis, regulamentos e instituições que regulam a direção, administração e controle da Companhia, envolvendo as práticas e o relacionamento 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 Eletropaulo 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 vinte membros, sendo dez membros efetivos e dez membros suplentes, dentre eles seis efetivos e respectivos suplentes foram indicados pelo acionista controlador, um efetivo e respectivo suplente pela BNDES Participações S.A. - BNDESPAR ("BNDESPAR"), um efetivo e respectivo suplente pelos colaboradores, um efetivo e respectivo suplente são membros independentes e um efetivo e respectivo suplente foram indicados/eleitos por acionistas minoritários detentores de ações preferenciais e também são considerados conselheiros independentes. O mandato dos atuais membros do Conselho de Administração se encerrará na data da realização da AGO que examinará as contas da administração da Companhia referente ao exercício social que findará em 31 de dezembro de 2017.

A atual Diretoria é composta por cinco 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 disso, o Conselho Fiscal também é responsável por analisar trimestralmente o balancete e as demonstrações contábeis elaboradas pela Companhia, opinar sobre o relatório anual da administração e sobre as propostas dos órgãos da administração a serem submetidos em Assembleia Geral. O Conselho Fiscal da Companhia é atualmente composto por nove membros, sendo cinco membros efetivos e quatro suplentes, dos quais: três efetivos e dois suplentes foram indicados pelo acionista controlador; um efetivo e respectivo suplente foi indicado pelos acionistas minoritários ordinaristas; e um efetivo e respectivo suplente foi indicado pelos acionistas minoritários preferencialistas.

Além de ter sua gestão administrativa fiscalizada pelo Conselho Fiscal, a AES Eletropaulo avalia anualmente seu ambiente de controle interno com o objetivo de garantir acuracidade e transparência às suas demonstrações financeiras.

MIGRAÇÃO NOVO MERCADO

Em 23 de fevereiro de 2017, a Companhia informou ao mercado a proposta de migração para o segmento especial de listagem da B3, novo nome da BM&FBovespa, denominado Novo Mercado, sujeita às aprovações necessárias. A migração reforça a estratégia de criação de valor da Companhia e tem como objetivos: (i) elevar o nível de governança corporativa e transparência, a partir da extensão do direito de voto a todos os acionistas; (ii) aumentar a capacidade de investimento necessária para fomentar o seu crescimento, na medida que facilita novas captações pela Companhia e espera-se que reduza seu custo de capital; e (iii) potencializar a liquidez das ações negociadas publicamente pela Companhia, por meio da consolidação da negociação dos valores mobiliários exclusivamente em ações ordinárias, aumentando a atratividade para novos investidores.

O processo de migração envolve tratativas com os órgãos reguladores competentes, incluindo reforma do Estatuto Social da Companhia para adequá-lo às exigências do Regulamento de Listagem do Novo Mercado, notadamente à conversão na proporção 1:1 da totalidade das ações preferenciais em ações ordinárias. Esta etapa deve ser concluída anteriormente a convocação de assembleia geral de acionistas e assembleia especial de acionistas preferenciais, para deliberar sobre o tema, ocasião na qual os termos e condições da migração para o Novo Mercado serão detalhados quando da publicação do edital de convocação. Adicionalmente, os termos de algumas das dívidas atuais da Companhia requerem aprovação para listagem no Novo Mercado. A expectativa da administração da Companhia é que o processo de migração para o Novo Mercado seja concluído até o 4T17.

Direito de Retirada

A conversão da totalidade das ações preferenciais da Companhia em ações ordinárias está sujeita à aprovação dos acionistas titulares de ações preferenciais, em assembleia especial, sendo certo que os acionistas preferenciais que (i) votarem contra a conversão, (ii) se abstiverem de votar ou (iii) não comparecerem à assembleia especial, poderão pleitear, no prazo legal, o direito de reembolso do valor patrimonial das ações de que forem comprovadamente titulares, ininterruptamente, desde o encerramento do pregão de 23 de fevereiro de 2017 até a data do efetivo exercício do direito de retirada, nos termos do Art. 137 da Lei nº 6.404/76.

As ações adquiridas a partir do dia 24 de fevereiro de 2017 não conferirão ao seu titular o direito de retirada. Dessa forma, as pessoas ou entidades que, em virtude de contrato de mútuo de ações (“aluguel de ações”), na posição de mutuante, tenham transferido as suas ações preferenciais ou tenham mantido as ações preferenciais mutuadas a terceiros no encerramento do pregão de 23 de fevereiro de 2017, não poderão exercer o direito ao reembolso com relação às ações preferenciais mutuadas, uma vez que, na forma da lei e conforme entendimento da Comissão de Valores Mobiliários (Processo CVM n.º SP 2011/0304), o mútuo acarreta a efetiva transferência da titularidade das ações do mutuante ao mutuário. Do mesmo modo, os acionistas que no encerramento do pregão de 23 de fevereiro de 2017 eram titulares de ações preferenciais por força de contratos de mútuo, na posição de mutuários, e mantenham a titularidade dessas ações preferenciais até o momento do exercício do direito de retirada, poderão exercê-lo, na forma da lei.

Adicionalmente, a Companhia esclarece ainda que o cálculo do valor do patrimônio líquido (seja no último balanço aprovado, seja em balanço especial levantado) que servirá de base para o direito de retirada, deve excluir, na opinião dos consultores da Companhia, a reserva especial de ágio registrada em 31 de dezembro de 2016 no seu balanço patrimonial, no valor de R\$ 670,9 milhões, equivalente, nesta data, a R\$ 4,01/ação, por força de deliberação da assembleia, caberá exclusivamente aos acionistas controladores, ainda que sob condição suspensiva. A confirmação desse entendimento foi objeto de consulta à CVM, cuja decisão será, quando disponível, divulgada pela Companhia.

Não obstante, a administração da Companhia informa, desde já, que poderá fazer uso da faculdade prevista no §3º do Art. 137 da Lei nº 6.404/76 no sentido de desistir da potencial migração ao Novo Mercado, a depender do eventual resultado do exercício do direito de retirada. A Companhia informa que a operação

não ocorrerá se o custo decorrente do exercício do direito de retirada for material. Ocorrendo essa possibilidade, tornar-se-á necessária a convocação de nova assembleia para o reexame da operação, nos termos do §3º do Art. 137 da Lei nº 6.404/76.

ESTRUTURA SOCIETÁRIA

Ao final de março de 2017, o capital social da AES Eletropaulo era de R\$ 1.257,6 milhões, representado por 55.781.296 ações ordinárias (33,3% do total) e 111.562.591 ações preferenciais (66,7% do total), com um *free float* total de 82.886.279 ações (49,5% do total). Ao final do exercício, a Companhia contava com aproximadamente 65 mil acionistas. A tabela a seguir apresenta estrutura societária atualizada da Companhia.

Acionista	ON	%	PN	%	Total	%
AES Holdings Brasil	28.179.237	50,5%	0	0,0%	28.179.237	16,8%
União Federal	13.342.384	23,9%	258	0,0%	13.342.642	8,0%
BNDESPar	12.586.216	22,6%	18.764.113	16,8%	31.350.329	18,7%
GWI	0	0,0%	11.585.400	10,4%	11.585.400	6,9%
Outros	1.673.459	3,0%	81.212.820	72,8%	82.886.279	49,5%
Total	55.781.296	100,0%	111.562.591	100,0%	167.343.887	100,0%

TRANSPARÊNCIA E ÉTICA

O Programa de Ética e *Compliance* do Grupo AES Brasil, do qual a Companhia faz parte, foi criado a partir do compromisso da empresa em garantir a transparência e o comprometimento de todos na manutenção de uma conduta ética em todos os seus negócios, bem como em 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, nos 365 dias do ano, para receber e tratar alegações de desvio ético ou dúvidas relacionadas aos valores da empresa.

COMPLIANCE CONTRATUAL

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

OUTROS EVENTOS

Ativo possivelmente inexistente

Em 1º de julho de 2014, a Diretoria da ANEEL deliberou sobre o pedido de reconsideração da AES Eletropaulo sobre a análise da procedência do recálculo das tarifas praticadas pela Companhia antes da data da sua 3ª Revisão Tarifária Periódica (3RTP) para eventual desconto e restituição de parcelas de remuneração e depreciação associadas ao ativo possivelmente inexistente. A Diretoria da ANEEL manteve a decisão tomada em dezembro de 2013, que decidiu pela devolução das parcelas de remuneração e depreciação associadas ao ativo possivelmente inexistente em até quatro eventos tarifários. A Diretoria abriu também a possibilidade da Companhia questionar o subdimensionamento de outros ativos em serviço e que não são considerados na sua Base de Remuneração Regulatória.

Em 3 de Julho de 2014, a ANEEL deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2014 a ser aplicado a partir de 4 de julho de 2014 e decidiu pela restituição de 50% das parcelas de remuneração e depreciação associadas a ativo possivelmente inexistente, no valor de R\$ 626 milhões, gerando um impacto de -3,30% no reajuste total.

A Companhia ingressou com um pedido de reconsideração na esfera administrativa, requerendo a revisão da decisão pela ANEEL na parte em que ela não acolheu o pedido subsidiário relativo ao subdimensionamento de outros ativos de serviço existentes. Durante o procedimento administrativo a Companhia foi amparada por uma liminar em Mandado de Segurança, que determinava que a restituição das parcelas de remuneração e depreciação só seriam devidas pela Companhia após o término da discussão na esfera administrativa e se a Companhia fosse condenada ao final. Em 12 de agosto de 2014, a Diretoria da ANEEL decidiu não acolher o mérito desse pedido de reconsideração e confirmou o esgotamento da via recursal na esfera administrativa.

Em 19 de agosto de 2014 a Companhia deu início à discussão na esfera judicial por meio de ação que objetiva anular os Despachos ANEEL nº 4.259/2013 e n.º 2.176/2014, declarando a ilegalidade do recálculo retroativo das tarifas praticadas pela AES Eletropaulo anteriormente à data da sua 3RTP. Adicionalmente, a Companhia ingressou com pedido de liminar para suspender a inclusão do componente financeiro negativo na tarifa da Companhia até a decisão final da ação judicial, caso a Companhia seja futuramente condenada a restituir as parcelas de remuneração e depreciação sobre o ativo.

A liminar foi indeferida em 1ª instância e, em 2 de setembro de 2014, a Companhia ingressou com recurso de Agravo de Instrumento na 2ª instância, e obteve a decisão liminar que determinou à ANEEL o recálculo das tarifas sem o componente financeiro negativo até o julgamento do mérito do recurso.

A ANEEL alegou dificuldades de cumprir a liminar em função da complexidade dos procedimentos internos e solicitou a suspensão da liminar até o julgamento do recurso de Agravo de Instrumento.

Em outubro de 2014, o Desembargador Relator suspendeu o cumprimento da liminar até o julgamento do mérito do recurso de Agravo de Instrumento. Na ocasião desse julgamento, cuja decisão é determinada por três Desembargadores, o Desembargador Relator votou favoravelmente à Companhia pela manutenção da liminar. O Desembargador Revisor, no entanto, requereu um prazo adicional para analisar os argumentos de ambas as partes, suspendendo temporariamente o julgamento.

Em dezembro de 2014, o Desembargador Relator determinou à ANEEL a republicação das tarifas da Companhia, excluindo o componente financeiro negativo de 3,3%, correspondente a 50% do valor do ativo possivelmente inexistente, que havia sido aplicado na tarifa homologada no dia 04 de julho de 2014. Em atendimento a essa determinação, em 5 de janeiro de 2015 a ANEEL realizou Reunião de Diretoria e votou pela republicação das tarifas da Companhia, ocorrida no dia 08 de janeiro de 2015. O montante de R\$ 162,8 milhões, anteriormente restituído aos consumidores foi revertido à Companhia por meio da Revisão Tarifária

de 2015, que, considerando a atualização pela variação do IGP-M no período, totalizou o montante de R\$ 172,6 milhões recebido via tarifa no ciclo tarifário de julho de 2015 a julho de 2016.

Neste íterim, em 7 de janeiro de 2015, a ANEEL apresentou recurso ao Superior Tribunal de Justiça - STJ visando obter a suspensão dos efeitos da liminar concedida em favor da Companhia. Contudo, em 16 de janeiro de 2015, ao analisar o pleito da ANEEL, o STJ indeferiu o pedido de suspensão, resultando na manutenção dos efeitos da liminar concedida.

A ANEEL, em 10 de fevereiro de 2015, recorreu desta decisão ao Plenário do STJ, que é composto por todos os Ministros do Superior Tribunal. No dia 20 de maio de 2015, o STJ rejeitou o recurso, desta forma, a liminar obtida em 2ª instância continua válida e surtindo todos os seus efeitos.

Em 13 de novembro de 2015, a Companhia apresentou petição requerendo o julgamento antecipado da ação para que seja reconhecida a intempestividade da contestação apresentada pela ANEEL com a consequente aplicação dos efeitos da revelia e a apreciação da alegação de decadência do direito da ANEEL de determinar o recálculo retroativo das tarifas praticadas pela companhia. Ainda, a Companhia requereu, a produção de prova pericial em relação ao pedido subsidiário de inclusão de ativos na base de remuneração, caso o juízo não acolha os pedidos principais da Companhia (revelia e decadência).

Em 25 de fevereiro de 2016, a ANEEL apresentou petição informando a tempestividade de sua contestação e que a matéria da Ação Ordinária é exclusivamente de direito, sem necessidade de dilação probatória.

Assim, aguarda-se decisão sobre provas/prolação de sentença. Caso o juiz rejeite o pedido de julgamento antecipado, apenas quanto ao pedido subsidiário, a Eletropaulo reiterará a produção de prova pericial. Aguarda-se o julgamento do caso em primeira instância, atualmente na fase de instrução probatória.

Tendo em vista a avaliação de seus advogados quanto às chances de perda na discussão ser possível, bem como pelo fato de não haver expectativa de desembolso de caixa futuro, nenhuma provisão foi constituída.

Em 31 de março de 2017, o valor atualizado da devolução tarifária em discussão é de R\$ 779,3 milhões (R\$ 773,6 milhões em 31 de dezembro de 2016).

Ainda com relação ao mesmo caso, em 8 de janeiro de 2015 a Companhia recebeu o Termo de Notificação (TN) nº 73/2014 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF), através do qual a ANEEL determinou que a Companhia procedesse ao registro contábil em seus demonstrativos regulatórios do mês de dezembro de 2014, do montante do componente financeiro negativo de R\$ 626,1 milhões e suas atualizações, correspondente à importância que a ANEEL, no âmbito administrativo, entendeu que deveria ser restituída aos consumidores da área de concessão da distribuidora (vide nota explicativa nº 20.2 (c.1)).

Em 23 de janeiro de 2015 a Companhia, protocolou Manifestação ao Termo de Notificação nº 73/2014, esclarecendo a correta aplicação do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico e solicitando o arquivamento do TN nº 73/2014, nos termos do artigo 20, §1º, da REN nº 63/2004.

Em 5 de maio de 2015 a Companhia recebeu o Auto de Infração nº 1014/2015-SFF, emitido pela ANEEL, no montante de R\$ 143.324 em função de seu entendimento de que a Companhia descumpriu o Termo de Notificação supracitado. Para tanto, foi protocolado recurso administrativo.

Em Reunião de Diretoria realizada em 30 de agosto de 2016, o Diretor Relator votou para dar provimento ao cancelamento da penalidade e arquivamento do Auto de Infração. Contudo, o segundo Diretor pediu vista do processo. Em 22 de novembro de 2016, a Diretoria da ANEEL decidiu conhecer o recurso dando provimento parcial, julgando pela (i) anulação do AI 1014/2015 e (ii) determinação para que a Companhia realize a provisão no valor de R\$ 626,1 milhões em até 30 (trinta) dias contados desta data.

A Companhia, em 12 de dezembro de 2016, protocolou pedido de reconsideração na ANEEL frente ao Despacho 3.042 estritamente quanto à determinação da provisão. Atualmente aguarda-se a decisão da ANEEL. A Companhia não constituiu nenhuma provisão, sustentando como base os mesmos argumentos mencionados anteriormente.

CTEEP/Eletrobrás - Contrato de Financiamento

Em 17 de setembro de 2015 foi divulgado laudo pericial contábil, que, apesar de reconhecer as premissas técnicas defendidas pela Companhia, emite opinião no sentido de que a responsabilidade pelo pagamento da diferença de correção do saldo do empréstimo teria ficado com a Companhia. Em relação ao laudo, a Companhia apresentou em 30 de setembro de 2015 seu parecer técnico, bem como submeteu novos questionamentos ao perito judicial.

Em 25 de abril de 2016, a Companhia apresentou em juízo pareceres de renomados contadores (Dr. Eliseu Martins e Dr. Nelson Carvalho) indicando que não é responsável pela dívida. A Eletrobrás apresentou quesitos complementares ao perito oficial para que sejam definidos os critérios de cálculo e realizado o cálculo do valor atual da dívida.

Em 12 de maio de 2016, a Companhia protocolou petição argumentando que a definição de critérios de cálculo é matéria de direito e tem que ser decidida pelo Juízo antes da remessa dos autos ao Perito. Apresentou, ainda o critério de cálculo que entende como correto, o qual não considera a aplicação de juros moratórios sobre a dívida após a data da cisão da Eletropaulo Estatal, que ocorreu em 1º de janeiro de 1998. Entende a Companhia que não houve inadimplemento culposo por parte do devedor (atual Eletropaulo ou CTEEP), haja vista que a própria Eletrobrás reconhece a indefinição acerca da responsabilidade sobre o pagamento da dívida. Segundo o critério de cálculo defendido pela Companhia, o valor da dívida seria de R\$ 948,7 milhões.

Em 29 de junho de 2016, o Juízo determinou que a Eletrobrás se manifestasse quanto à petição protocolada pela Companhia no dia 12 de maio de 2016. Em 12 de julho de 2016, a Eletrobrás se pronunciou solicitando a rejeição do critério da Companhia para o cálculo.

Em 22 de julho de 2016, a Companhia reafirmou a correção dos seus critérios de cálculo apresentando parecer jurídico de renomado advogado sustentando não ser a Companhia responsável pela dívida em discussão bem como a correção dos critérios de cálculo apresentados pela Companhia.

Após a conclusão da perícia, o juiz, a seu critério, poderá designar audiência para questionamento de testemunhas, do próprio perito e dos respectivos assistentes técnicos das partes. Após a produção de todas as provas, o juiz deverá proferir decisão de mérito declarando a parte responsável pelo pagamento da dívida. Encerrado o Procedimento Judicial de Liquidação de Sentença e se forem apurados valores a serem pagos pela Companhia, a Eletrobrás poderá reiniciar o processo de execução contra a Companhia, sendo que, quando tal fato acontecer, para que a Companhia possa se defender, será necessário apresentar garantia nos termos do Código do Processo Civil Brasileiro.

Ainda de acordo com o disposto no Código do Processo Civil Brasileiro, a Eletrobrás terá o direito de solicitar ao juízo da causa o levantamento da garantia ofertada pela Companhia, mesmo antes da decisão final. Na eventualidade de a solicitação da Eletrobrás ser deferida, a Companhia poderá ter um desembolso de caixa e impacto negativo em seu resultado, uma vez que o referido desembolso passará a ser tratado como um ativo contingente em vista da possibilidade de sua recuperação quando da decisão final do mérito da causa.

O escritório responsável mantém inalterada a avaliação de perda, que continua classificada como possível.

Caso sobrevenha decisão final desfavorável, a Companhia terá que desembolsar o valor de R\$ R\$ 1,99 bilhão, atualizado até 31 de março de 2017 (R\$ 1,96 bilhão em 31 de dezembro de 2016), se aplicados os mesmos critérios de correção postulados pela Eletrobrás quando do início da execução.

Renovação das Concessões

A ANEEL, em 26 de outubro de 2015, após analisar as contribuições da sociedade, publicou o novo aditivo ao contrato de concessões vencidas e vincendas, através do Despacho 3.540/2015. Dentre outros pontos, os novos contratos de concessão impõem condicionantes de eficiência às distribuidoras: qualidade do serviço e sustentabilidade da gestão econômico-financeira. O descumprimento dos limites pode resultar em

caducidade da concessão ou, também, em limitações à distribuição de resultados financeiros aos acionistas das empresas que aderirem à renovação das concessões.

Como resultado da Audiência Pública nº 029/2016, realizada entre 27/5/2016 a 27/6/2016, a ANEEL permitiu, por meio do Despacho nº 2.194/2016, que as concessionárias que não passaram pelo processo de renovação das concessões possam aderir, de forma opcional, ao novo modelo de cláusula econômica dos novos contratos ou também aderir a todos os itens do novo contrato de concessão resultante da Audiência Pública nº 038/2015.

Por fim, em fevereiro de 2017, a ANEEL emitiu a Resolução Normativa nº 761/2017, que regulamentou os procedimentos tarifários a serem adotados para as distribuidoras de energia elétrica que tiverem contratos de concessão prorrogados, bem como para aquelas que assinarem, por opção, o termo aditivo com as novas regras, de acordo com o Despacho nº 2.194/2016.

Liminares CDE

Desde 2015, associações de agentes do setor elétrico têm ajuizando ações judiciais com o objetivo de desobrigá-los do pagamento de parcelas consideradas controversas no orçamento anual da CDE. A primeira decisão liminar favorável foi obtida pela ABRACE (Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres).

Para cumprir tal decisão, a ANEEL publicou tarifas específicas para os clientes associados à referida associação. No entanto, não houve redução do pagamento da cota da CDE à Eletrobrás por parte das distribuidoras, de modo que estas passaram a assumir um custo financeiro até o próximo reajuste tarifário, quando a parcela não arrecadada da CDE associada a tal liminar seria rateada aos demais consumidores via a consideração de um componente financeiro.

Em junho de 2016, com o aumento dos processos judiciais contestando o encargo CDE após a liminar concedida à ABRACE, a ANEEL regulamentou a metodologia ora utilizada para a aplicação das liminares, conforme detalhado no Despacho ANEEL nº 1.576/2016 e Nota Técnica nº 174/2016-SGT/ANEEL. Assim, conforme tal decisão, (i) as distribuidoras estão autorizadas a descontar do pagamento da cota da CDE à Eletrobrás o valor não arrecadado devido a liminares; (ii) não haverá a necessidade de se apurar um componente financeiro para ser considerado nos reajustes tarifários; e (iii) a ANEEL fiscalizará o efeito das liminares no faturamento e pagamento das cotas da CDE à Eletrobras, nos reembolsos do Fundo da CDE aos beneficiários e na composição do orçamento da CDE dos anos subsequentes.

Dessa forma, considerando tal regulamento, para a AES Eletropaulo não foi considerado no reajuste tarifário de 2016 componente financeiro relativo a liminar da ABRACE, sendo descontado do pagamento da cota mensal da CDE à Eletrobrás o valor não arrecadado referente a tais consumidores.

Atualmente, a AES Eletropaulo aplica tarifas específicas para os clientes associados à ABRACE à ANACE (Associação Nacional dos Consumidores de Energia) e ao consumidor Santa Constância Tecelagem, conforme determinação da ANEEL em virtude de liminares obtidas por esses agentes, sendo o pagamento da cota da CDE reduzido pelo valor não arrecadado referente a tais consumidores.

Resolução ANEEL - Angra III

Em 28 de março de 2017, a ANEEL decidiu, por meio da Resolução Homologatória nº 2.214/2017, republicar as tarifas de energia das distribuidoras, com o objetivo de excluir da cobertura tarifária relativa ao Encargo de Energia de Reserva (EER) os custos correspondentes à contratação da usina de Angra III no ano de 2016. Conforme divulgado pela ANEEL na Nota Técnica nº 68 de 24 de março de 2017, a cobertura tarifária relativa aos custos correspondentes à contratação da usina de Angra III no Reajuste Tarifário da AES Eletropaulo no ano de 2016 foi de R\$ 190,0 milhões.

Isto ocorreu, pois, a energia proveniente da referida usina não chegou a ser utilizada, já que não entrou em operação em 2016. Dessa forma, a ANEEL decidiu pelo ajuste das tarifas de todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica do país.

O procedimento de devolução será implementado em duas etapas. Na primeira etapa, válida para o consumo de energia elétrica no mês de abril de 2017, além da exclusão da tarifa dos custos de Angra III no mês, haverá também a reversão do montante de custos da usina de Angra III incluídos nas tarifas vigentes desde o processo tarifário anterior, atualizado pela SELIC. A segunda etapa, válida de 1º de maio de 2017 até o próximo reajuste tarifário, apenas será excluído da tarifa do mês os custos da usina de Angra III.

Cabe destacar que o Encargo de Energia de Reserva compõe a Parcela A da tarifa das distribuidoras, a qual inclui os custos não gerenciáveis. Portanto, a maior cobertura tarifária desde o Reajuste Tarifário de 2016 até Abril de 2017 estava provisionada como um Passivo Regulatório, e seria revertida para a modicidade do Reajuste Tarifário de 2017.

Com a devolução da maior cobertura tarifária antecipada do Reajuste Tarifário de 2017 para de abril de 2017, a Companhia terá em contrapartida a redução do Passivo Regulatório provisionado, não gerando, portanto, nenhum efeito no seu resultado.

EQUIPE DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

Gerência de Relações com Investidores		
Tel.: (11) 2195-7048 / ri.aeseletropaulo@aes.com		
Gerente de RI		
Isabela Klemes Taveira	isabela.taveira@aes.com	(11) 2195-2212
Analistas de RI		
Daniel Spender Pioner	daniel.spencer@aes.com	(11) 2195-2799
Luiza Chaves Gabriel	luiza.chaves@aes.com	(11) 2195-7707
Juliana costa Affonso	juliana.costa@aes.com	(11) 2195-4092
João Pedro Paschoal	joao.paschoal@aes.com	(11) 2195-7221

Declarações contidas neste documento relativas a perspectivas dos negócios da AES Eletropaulo, 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.

ANEXOS

Consumo - GW	1T16	1T17	Var (%)
Residencial	3.923,2	4.017,4	2,4%
Comercial	3.144,6	2.906,1	-7,6%
Industrial	1.037,1	831,8	-19,8%
Demais	689,3	671,0	-2,7%
Mercado Cativo	8.794,2	8.426,2	-4,2%
Clientes Livres	1.926,1	2.447,2	27,1%
Total	10.720,3	10.873,5	1,4%

Faturamento* - R\$ milhões	1T16	1T17	Var (%)
Residencial	1.932,6	1.730,5	-10,5%
Industrial	474,5	329,0	-30,7%
Comercial	1.506,7	1.201,5	-20,3%
Demais	273,1	225,7	-17,3%
Total	4.186,8	3.486,7	-16,7%

*Não considera classificação de condomínios

Fontes de Compra de Energia	Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte R\$/MWh			Participação da Fonte	
	1T16	1T17	Var (%)	1T16 Part.	1T17 Part.
Itaipu ¹	211,3	183,4	-13,2%	20,4%	22,2%
Leilão ²	134,7	157,0	16,6%	74,0%	72,1%
Angra 1 e 2	204,1	237,3	16,3%	3,7%	3,7%
Proinfa	399,1	294,3	-26,3%	1,9%	1,9%
Tarifa	157,8	168,5	6,8%	100,0%	100,0%

1 - Considera o risco hidrológico 2 - Considera Cotas de Garantia Física, Risco Hidrológico e Ressarcimento

Volume de Energia Comprado por Fonte (GWh)	1T16	1T17	Var (%)
Itaipu	2.262	2.302	1,8%
Leilão	8.195	7.476	-8,8%
Angra 1 e 2	407	385	-5,3%
Proinfa	205	199	-2,8%
Volume	11.069	10.363	-6,4%

Receita Operacional - R\$ milhões	1T16	1T17	Var (%)
Residencial	2.297,3	2.173,0	-5,4%
Comercial	469,4	396,1	-15,6%
Industrial	1.803,4	1.470,9	-18,4%
Rural	1,1	1,1	-2,1%
Poder Público	153,4	138,9	-9,4%
Iluminação Pública	66,4	59,4	-10,6%
Serviço Público	70,6	59,6	-15,6%
Bandeira Tarifária	309,7	24,1	-92,2%
Remuneração do ativo financeiro	-	-	n.a.
Total de Fornecimento	5.171,4	4.323,2	-16,4%
Energia no Curto Prazo	76,1	61,6	-19,0%
Não Faturado	54,8	67,8	23,9%
Dif. De alíquota - PIS / Cofins - Consumidor	-3,1	52,7	-1785%
Rec. Disponibilidade da Rede Elétrica (TUSD)	234,7	250,3	6,6%
Subvenção recursos CDE	59,6	76,6	28,6%
Receita de Construção	142,0	220,0	55,0%
Ativo (Passivo) Financeiro Setorial	-418,0	-215,6	-48,4%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	56,4	18,6	-67,0%
Outros	35,6	50,1	40,5%
Total Outros	238,0	582,2	144,7%
Total Receita Bruta	5.409,4	4.905,4	-9,3%
Dedução do Resultado Bruto	-2.529,1	-2.029,6	-19,7%
ICMS	-1.026,1	-877,0	-14,5%
Residencial	-503,7	-456,7	-9,3%
Comercial	-347,9	-286,8	-17,6%
Industrial	-126,5	-93,8	-25,9%
Rural	0,0	0,0	1,5%
Poder Público	-17,9	-15,2	-15,0%
Iluminação Pública	-13,1	-10,9	-17,0%
Serviço Público	-17,1	-13,7	-19,8%
Encargos do Consumidor	-1.005,3	-692,1	-31,2%
PROINFA	-10,7	-23,0	116,0%
Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	-25,3	-25,9	2,3%
CCC	0,0	0,0	n.a.
CDE	-701,9	-585,5	-16,6%
Bandeira Tarifária (CCRBt)	-267,4	-57,7	-78,4%
Outros (PIS, Cofins e ISS)	-494,1	-456,7	-7,6%
Taxa de Fiscalização da Aneel	-3,6	-3,8	5,7%
Receita Líquida	2.880,3	2.875,8	-0,2%

Custos e Despesas Operacionais (R\$ milhões) ¹	1T16	1T17	Var (%)
Parcela A	1.968,6	1.783,8	-9,4%
Energia Comprada para Revenda	1.594,8	1.590,5	-0,3%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	373,8	193,3	-48,3%
OPEX	588,7	635,8	8,0%
Pessoal e Entidade de Previdência	262,2	300,8	14,7%
Pessoal	183,1	202,8	10,7%
Entidade de Previdência	79,2	98,0	23,8%
Materiais	19,2	16,7	-12,8%
Serviços de Terceiros	133,0	143,2	7,6%
Outros	51,8	57,6	11,2%
PCLD	65,3	58,1	-11,1%
Multas	55,4	41,1	-25,9%
Contingências	1,7	18,4	982,8%
Total	2.557,3	2.419,6	-5,4%

1 - Não considera o custo de construção e Depreciação/Amortização

Demonstrações dos Resultados - R\$ milhões	1T16	1T17	Var (%)
Receita Bruta	5.409,4	4.905,4	-9,3%
Dedução à Receita Operacional	-2.529,1	-2.029,6	-19,7%
Receita Líquida	2.880,3	2.875,8	-0,2%
Receita Líquida (ex- receita de construção)	2.738,4	2.655,8	-3,0%
Custos e Despesas Operacionais	-2.815,0	-2.767,2	-1,7%
Parcela A	-1.968,6	-1.783,8	-9,4%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	-1.594,8	-1.590,5	-0,3%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	-373,8	-193,3	-48,3%
Despesas Operacionais	-846,4	-983,4	16,2%
Pessoal	-183,1	-202,8	10,7%
Entidade de Previdência Privada	-79,2	-98,0	23,8%
Materiais	-19,2	-16,7	-12,8%
Serviços de Terceiros	-133,0	-143,2	7,6%
PCLD	-65,3	-58,1	-11,1%
(Provisão) Reversão para contingências	-1,7	-18,4	982,8%
Outros custos	-107,2	-98,7	-8,0%
Custo de construção	-142,0	-220,0	55,0%
Depreciação e Amortização	-115,7	-127,5	10,3%
EBITDA	181,0	236,1	30,4%
Desp. Passivo - FCESP	79,2	98,0	23,8%
EBITDA Ajustado	260,2	334,1	28,4%
Receita Financeira	127,1	80,8	-36,4%
Despesas Financeira	-163,8	-167,5	2,2%
Var. Cambial / Monetária Líquida	19,6	3,8	-80,8%
Resultado Financeiro	-17,2	-82,9	381,7%
Resultado antes da Tributação	48,1	25,6	-46,7%
Imposto de Renda e Contribuição Social	-17,5	-13,1	-25,5%
Lucro (Prejuízo) Líquido	30,6	12,6	-58,9%

Balanço Patrimonial - R\$ milhões	Dez 16	1T17	Var (%)
Ativo Total	13.565,2	13.958,1	2,9%
Ativo Circulante	3.719,0	3.975,9	6,9%
Caixa e equivalentes de caixa	198,8	253,8	27,7%
Investimentos de curto prazo	868,9	1.010,3	16,3%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	2.065,2	2.104,3	1,9%
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	34,6	18,0	-47,9%
Outros tributos compensáveis	68,5	63,7	-7,1%
Contas a receber - acordos	90,0	76,6	-14,9%
Outros créditos	291,8	378,9	29,8%
Almoxarifado	24,0	31,3	30,7%
Despesas pagas antecipadamente	33,0	38,9	17,7%
Ativo financeiro setorial, líquido	44,2	0,0	-100,0%
Ativo Não Circulante	9.846,2	9.982,3	1,4%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	25,5	26,0	1,9%
Outros tributos compensáveis	44,0	49,1	11,5%
Tributos e contribuições sociais diferidos	1.552,5	1.543,3	-0,6%
Cauções e depósitos vinculados	491,8	508,8	3,4%
Contas a receber - acordos	6,8	10,5	53,6%
Outros créditos	67,2	71,8	6,9%
Ativo financeiro da concessão	2.386,2	2.492,2	4,4%
Ativo financeiro setorial, líquido	0,0	0,0	0,0%
Investimento	13,1	13,1	0,0%
Imobilizado, líquido	69,6	67,8	-2,7%
Intangível	5.189,3	5.199,7	0,2%

Balanço Patrimonial - R\$ milhões	Dez 16	1T17	Var (%)
Passivo Total	13.565,2	13.958,1	2,9%
Passivo Circulante	1.468,3	1.454,1	-1,0%
Fornecedores	1.468,3	1.454,1	-1,0%
Empréstimos e financiamentos	278,2	278,1	0,0%
Debêntures	575,1	557,9	-3,0%
Arrendamento financeiro	28,6	29,5	3,0%
Subvenções governamentais	4,0	3,9	-2,8%
Imposto de renda e contribuição social a pagar	2,6	2,6	0,8%
Outros tributos a pagar	524,9	531,5	1,3%
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	23,1	23,1	0,0%
Obrigações sociais e trabalhistas	115,7	145,6	25,8%
Encargos setoriais	454,5	548,6	20,7%
Provisão para processos judiciais e outros	163,6	169,5	3,6%
Outras obrigações	250,2	251,7	0,6%
Passivo financeiro setorial	0,0	198,3	0,0%
Passivo Não Circulante	6.981,7	7.056,0	1,1%
Empréstimos e financiamentos	510,6	585,5	14,7%
Debêntures	1.830,8	1.815,6	-0,8%
Arrendamento financeiro	48,1	46,9	-2,5%
Subvenções governamentais	12,0	11,0	-7,5%
Obrigações com entidade de previdência privada	3.777,3	3.761,0	-0,4%
Provisão para processos judiciais e outros	359,6	370,9	3,2%
Encargos setoriais	56,5	62,8	11,1%
Obrigações sociais e trabalhistas	0,7	0,9	20,7%
Reserva de reversão	66,1	66,1	0,0%
Outras obrigações	7,0	13,2	86,9%
Passivo financeiro setorial, líquido	312,9	322,0	2,9%
Patrimônio Líquido	2.694,8	2.707,6	0,5%
Capital social	1.257,6	1.257,6	0,0%
Reservas de capital	692,5	692,7	0,0%
Outros resultados abrangentes/Ajustes de avaliação pa	-578,8	-597,4	3,2%
Aumento de capital proposto	65,9	65,9	0,0%
Reservas de lucros:	0,0	0,0	0,0%
Reserva legal	249,0	249,0	0,0%
Reserva estatutária	1.008,6	1.008,6	0,0%
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	0,0	0,0	0,0%
Lucros (prejuízos) acumulados	0,0	31,2	0,0%

GLOSSÁRIO

ACL - Ambiente de Contratação Livre. Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

ACR - Ambiente de Contratação Regulada. Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição. As operações são precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

ALTA TENSÃO - Unidade Consumidora atendida em tensão nominal igual ou superior a 69kV.

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, zelando pela qualidade do serviço prestado, pelo trato isonômico dispensado aos usuários e pelo controle da razoabilidade das tarifas cobradas aos clientes, preservando, sempre, a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria.

BAIXA TENSÃO - Unidade Consumidora atendida com tensão nominal igual ou inferior a 1kV.

CAT - Coordenadoria da Administração Tributária. Área pertencente à Secretaria da Fazenda do Governo do Estado de São Paulo.

CBEE - Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial.

CCC - Conta de Consumo de Combustível. É um fundo cobrado de todos os clientes e embutido na tarifa de energia elétrica. Seus recursos são destinados à geração termelétrica do sistema isolado (Região Norte), cuja fonte de calor é o óleo diesel ou outros derivados do petróleo. A CCC é gerida pela Eletrobrás. A necessidade do uso de combustíveis fósseis para geração termelétrica é determinada com base num planejamento feito pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS").

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")

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

CCRBT - Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária.

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético. É usada para promover a competitividade da energia elétrica produzida por usinas que utilizam fontes alternativas: eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, carvão mineral nacional, etc. Parte dos recursos provenientes da Conta também é repassada para a universalização da energia elétrica no País. O custo da CDE é rateado por todos os clientes atendidos pelo Sistema Interligado. Os clientes dos Sistemas Isolados estão isentos desse custo.

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

CMO - Custo marginal de operação.

Clientes Livres - São clientes de energia que, de acordo com a Lei 9.074, de julho de 1995, e Resolução ANEEL 264, de 13 de agosto de 1998, podem optar por comprar energia de qualquer distribuidor/comercializador, negociando livremente o preço e duração do fornecimento de energia elétrica, conforme legislação e regulamentos específicos.

CPC - Comitê de Pronunciamentos Contábeis. Tem como objetivo o estudo, o preparo e a emissão de Pronunciamentos Técnicos sobre procedimentos de Contabilidade e a divulgação de informações dessa natureza.

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.

CUSD - Contrato de Uso do Sistema de Distribuição. Encargo decorrente da contratação de redes de distribuição de outras concessionárias para levar energia elétrica a clientes dispostos em regiões cujo acesso se faz por meio da passagem por áreas de concessão alheias à da AES Eletropaulo, dependendo da disposição geográfica da rede.

CUST - Contrato do uso do Sistema de Transmissão, a ser assinado pela Unidade Suprida com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Contratação do acesso aos sistemas de transmissão não vinculados aos Contratos Iniciais.

CVU - Custo de valor unitário.

CVA - Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A.

CVM - Comissão de Valores Mobiliários.

DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. Indica o número de horas, em média, que um cliente fica sem energia elétrica durante um período, geralmente mensal.

DIC - Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora. Indica quanto tempo a unidade consumidora ou ponto de conexão ficou sem luz.

DMIC - Duração máxima de Interrupção. Tempo máximo de interrupção no fornecimento de energia elétrica em uma Unidade Consumidora.

DICRI - Duração da Interrupção individual ocorrida em dia Crítico. Indica o tempo em que a unidade consumidora ou ponto de conexão ficou sem luz, no dia em que a quantidade de ocorrências é muito alta.

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

Energia Reativa - corresponde à energia armazenada nos enrolamentos de motores ou transformadores, sob a forma de energia magnética, produzindo um campo magnético que origina o fluxo magnético necessário ao funcionamento da máquina.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética.

ESS - Encargos de Serviços do Sistema - Valores monetários destinados à recuperação dos custos não cobertos pelo Preço do MAE, incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do Sistema Elétrico Interligado Nacional para atendimento ao consumo.

FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. Indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora.

FIC - Frequência de Interrupções Individuais. Indica a frequência com que a falta de luz ocorre.

FNDCT - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico.

Giga Watt (GWh) - Unidade de energia equivalente a um bilhão de watts por hora.

IASC - Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor. É o resultado da pesquisa entre clientes residenciais que a Agência realiza todo ano para avaliar o grau de satisfação com os serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica. A pesquisa abrange toda a área de concessão das 64 distribuidoras no país.

Ibovespa - O objetivo do Ibovespa é ser o indicador do desempenho médio das cotações dos ativos de maior negociabilidade e representatividade do mercado de ações brasileiro.

IEE - o Índice de Energia Elétrica (IEE) foi lançado em agosto de 1996 com o objetivo de 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.

LTA - Linhas de Transmissão Aérea.

MCSD - Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits. Possibilitará que distribuidoras sobrecontratadas negociem reduções contratuais com geradoras para o período de julho a dezembro de 2016, além de equilibrar as trocas com a realização de cessões compulsórias entre as distribuidoras que declararem sobras.

MÉDIA TENSÃO - Unidade Consumidora atendida em tensão nominal maior que 1 kV e menor que 69 kV.

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

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

PLD - Preço de Liquidação das Diferenças. É utilizado para valorar a compra e a venda de energia no Mercado de Curto Prazo.

PMSP - Prefeitura Municipal de São Paulo.

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.

RGR - Reserva Global de Reversão, destinada à reversão, encampação e concessão de empréstimos às concessionárias para expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica. Instituída pela Lei nº. 5.655, de 20 de maio de 1971, deveria terminar em 2002, mas foi prorrogada até o ano de 2010, conforme estabelecido pela Lei nº. 10.438, de 26 de abril de 2002. É fixada em até 2,5% da quota anual de reversão que incidirá sobre os investimentos das concessionárias e permissionárias, observado o limite de 3% da receita anual.

RTE - Recomposição Tarifária Extraordinária. Aumento tarifário, temporário, autorizado pelo art. 4º da Medida Provisória nº. 14, de 21 de dezembro de 2001, convertida na Lei nº. 10.438, de 2002.

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

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

SWAP - Operações que tem por finalidade reduzir a exposição à volatilidade da taxa de câmbio incidente sobre empréstimos e financiamentos denominados em dólar.

TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica pago para a ANEEL.

TMA - Tempo Médio de Atendimento. Indicador destinado a medir o tempo médio entre uma reclamação de interrupção de energia elétrica e seu restabelecimento, no período de apuração considerado.

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição. Estabelecida pela ANEEL e reajustada anualmente.

VPA - Custos não-gerenciáveis.

VPB - Custos gerenciáveis.