

## Temperatura influencia crescimento do consumo na classe residencial pelo segundo trimestre consecutivo em 2016

Comentários do Sr. Francisco Morandi

Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores

O resultado da AES Eletropaulo neste trimestre de 2016 ainda reflete os desafios que o país enfrenta desde 2015. Nosso mercado total apresentou queda de 1,0% no terceiro trimestre de 2016 comparado ao mesmo período de 2015. Contrária a tendência de queda das demais classes, a classe residencial apresentou recuperação de 2,3% no período, como consequência da queda da temperatura, que incentivou o maior uso dos aquecedores, e maior número de dias de faturamento no trimestre. Mesmo desconsiderando esse efeito de maior número de dias de faturamento, essa classe teria tido um aumento de 0,8% no comparativo entre os trimestres.

Assim como ressaltamos no trimestre anterior, acreditamos que com a perspectiva de retomada do crescimento do país, que possui uma relação direta com o consumo de energia, consigamos concluir o ano com uma retração do nosso mercado entre 2,8% e 3,0%. Uma melhora em relação à nossa projeção divulgada no 2T16, que era na faixa de 3,1% a 3,4%.

O resultado do mercado para o ano de 2016 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, chegamos a uma sobrecontratação esperada para o ano de 2016 de 111,6%. Como ressaltamos no trimestre passado, baseando-se em um parecer técnico elaborado por um escritório renomado de advocacia, a Companhia entende 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.

Nesse trimestre, continuamos a apresentar redução do saldo da CVA da Companhia, encerrando os 9M16, com um saldo “a pagar” de cerca de R\$ 191 milhões. A redução do saldo da CVA ao longo de 2016 impactou positivamente o caixa da Companhia, e consequentemente, o nível da dívida líquida do período. No terceiro trimestre, encerramos com um nível de endividamento de 2,94x Dívida Líquida/Ebitda Ajustado, nível este inferior ao limite de 3,5x previstos nos covenants das nossas dívidas.

Com relação ao desempenho financeiro, nosso Ebitda reportado do trimestre totalizou R\$ 134,4 milhões, uma redução em comparação aos R\$ 257,7 milhões registrados no 3T15, principalmente em função da retração do mercado e do aumento do PMSO gerenciável, associado, dentre outros elementos, aos custos adicionais com o programa de recuperação dos indicadores de qualidade. Dessa forma, reportamos um prejuízo líquido de R\$ 32,5 milhões no período, versus um prejuízo de R\$ 5,2 milhões no 3T15. Por fim, outro destaque é a aprovação da Aneel da tarifa branca no fim de agosto deste ano. Assim, o consumo de energia dentro do horário fora de ponta ficará mais barato enquanto o consumo dentro dos horários intermediário e ponta ficarão mais caros. Ainda não há impacto estimado para as distribuidoras.

## RESULTADOS

# 3T16

### Teleconferência de resultados

04.11.2016

10h00 (BR) e 08h00 (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](http://ri.aeseletropaulo.com.br)

### Índice

DESTAQUES	2
CONTEXTO SETORIAL	3
PERFIL	5
DESEMPENHO OPERACIONAL	7
DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	16
ENDIVIDAMENTO	26
INVESTIMENTOS	29
FLUXO DE CAIXA	30
MERCADO DE CAPITAIS	31
DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL	32
GOVERNANÇA CORPORATIVA	34
OUTROS EVENTOS	35
ANEXOS	40

R\$ milhões <sup>1</sup>	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)	Indicadores	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)
Receita Líquida	3.564,0	2.919,1	-18,1%	10.218,4	8.599,8	-15,8%	Dívida Líquida <sup>4</sup> (R\$ milhões)	4.254,7	3.686,1	-13,4%	4.254,7	3.686,1	-13,4%
Despesas Operacionais <sup>2</sup>	(3.187,2)	(2.593,2)	-18,6%	(9.042,1)	(7.580,1)	-16,2%	Dívida Líquida <sup>4</sup> / PL	1,6x	1,73x	7,9%	1,6x	1,73x	7,9%
EBITDA	257,7	134,4	-47,8%	790,9	506,2	-36,0%	Dívida Líquida <sup>4</sup> / EBITDA Ajustado <sup>3</sup> (LTM)	3,43x	2,94x	-14,2%	3,43x	2,94x	-14,2%
Margem EBITDA	7,2%	4,6%	-2,6 p.p.	7,7%	5,9%	-1,8 p.p.	EBITDA Ajustado <sup>3</sup> / Desp. Fin. Sobre Empréstimos (LTM)	-2,97x	-2,39x	-19,6%	-2,97x	-2,39x	-19,6%
EBITDA ajustado <sup>3</sup>	293,2	232,0	-20,9%	991,2	677,1	-31,7%	Dados Operacionais	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)
Margem EBITDA Ajustado	8,2%	7,9%	-0,2 p.p.	9,7%	7,9%	-1,8 p.p.	Mercado Total (GWh)	10.713,6	10.606,6	-1,0%	33.136,1	32.327,0	-2,4%
Lucro (Prejuízo) Líquido	(5,2)	(32,5)	529,0%	90,1	1,5	-98,3%	Tarifa Média (R\$/GWh) <sup>5</sup>	224,71	153,01	-31,9%	220,54	179,90	-18,4%
Patrimônio Líquido (PL)	2.658,8	2.134,8	-19,7%	2.658,8	2.134,8	-19,7%	Funcionários	6.332	7.244	14,4%	6.332	7.244	14,4%
Investimentos (Capex)	127,0	187,8	47,9%	385,4	506,0	31,3%	Unidades Consumidoras / Funcionários	3.242	2.896	-10,7%	3.242	2.896	-10,7%

1- 2015 Reapresentado; 2- Não inclui Depreciação / Amortização e Custo de Construção; 3- Ajustado por FCesp e Ativo Possivelmente Inexistente

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

ELPL4: R\$ 9,34 (03/11/2016)

VALOR DE MERCADO: R\$ 1.563 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 436 milhões

## DESTAQUES 3T16

### Operacional

- Perdas totais em 9,66% no 3T16, aumento de 0,46 p.p. em relação ao 3T15;
- Índice FEC apresentou elevação de 22%, para 7,02x no 3T16 em relação ao 3T15 (5,76x); DEC de 19,13 horas no 3T16, diminuição de 6% em relação a 3T15 (20,26 horas);
- Investimentos totalizaram R\$ 187,8 milhões no 3T16, sendo R\$ 161,9 milhões de recursos próprios e R\$ 25,9 milhões de recursos de terceiros.

### Comercial

- Redução do mercado total de 1,0% no comparativo entre o 3T16 e o 3T15;
- Consumo da classe residencial apresentou aumento de 2,3% no 3T16 vs. 3T15.

### Financeiro

- Receita Líquida de R\$ 2.919,1 milhões no 3T16. Redução de 18,1% em relação aos R\$ 3.564,0 milhões do 3T15;
- OPEX reportado de R\$ 645,5 milhões no 3T16. Aumento de 2,2% em relação ao 3T15, devido, principalmente, às despesas relacionadas à recuperação dos indicadores de qualidade e aumento da PCLD no período;
- Ebitda reportado de R\$ 134,4 milhões no 3T16 vs. um Ebitda de R\$ 257,7 milhões no 3T15;  
Ebitda ajustado<sup>1</sup> de R\$ 232 milhões no 3T16 vs. R\$ 293,2 milhões no 3T15;
- Prejuízo líquido reportado no 3T16 de R\$ 32,5 milhões, ante prejuízo líquido de R\$ 5,2 milhões no 3T15;
- CVA passiva acumulada no 3T16 de R\$ 52,7 milhões, contribuindo para o saldo de CVA negativo de R\$ 190,8 milhões e beneficiando o caixa da Companhia;
- Redução no nível de endividamento líquido no 3T16 contribuiu para uma Dívida Líquida/Ebitda Ajustado de 2,94x, abaixo do limite estabelecido pelos covenants da Companhia de 3,50x.

### Regulatório

- A Aneel aprovou a modalidade tarifária, opcional ao consumidor, da Tarifa Branca a partir de 2018. O consumo de energia dentro do horário fora de ponta ficará mais barato enquanto o consumo dentro dos horários intermediário e ponta ficarão mais caros. Ainda não há impacto estimado para as distribuidoras.

### Reconhecimentos e Socioambiental

- Eleita entre as 150 Melhores Empresas para se trabalhar no Brasil pelo Guia 2016 da Revista Você S/A;
- Lançamento, em outubro de 2016, do Instituto AES, que consolida a atuação social voluntária das empresas do Grupo AES Brasil;
- Nas comunidades onde atua, a AES Eletropaulo regularizou ligações elétricas de 12,3 mil famílias no 3T16 vs. 18,3 mil famílias no 3T15, totalizando mais de 750 mil regularizações desde a implementação do programa em 2004;
- O projeto Recicle Mais, Pague Menos teve um aumento de 1.046 novos clientes cadastrados no 3T16, e alcançou cerca de 49 mil cadastros acumulados (aumento de 19,7% em relação ao 3T15).

<sup>1</sup> Ebitda ajustado por fundo de pensão e ativo possivelmente inexistente.

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

### Tarifa Branca

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em Reunião Pública de Diretoria realizada no dia 6 de setembro de 2016, aprovou a aplicação da nova Tarifa Branca a partir de 2018.

A Tarifa Branca é uma nova opção de tarifa que sinaliza aos consumidores a variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo. Ela será oferecida para as unidades consumidoras que são atendidas em baixa tensão (abaixo de 2.300 volts, denominadas como grupo B) e para aquelas pertencentes ao grupo A optantes da tarifa de baixa tensão. A partir do dia 1 de janeiro de 2018, todas as distribuidoras do país deverão atender aos pedidos de adesão à Tarifa Branca das novas ligações e dos consumidores com média mensal superior a 500 kWh. Em 2019, unidades com consumo médio superior a 250 kWh/mês e, em 2020, para os consumidores de baixa tensão, qualquer que seja o consumo.

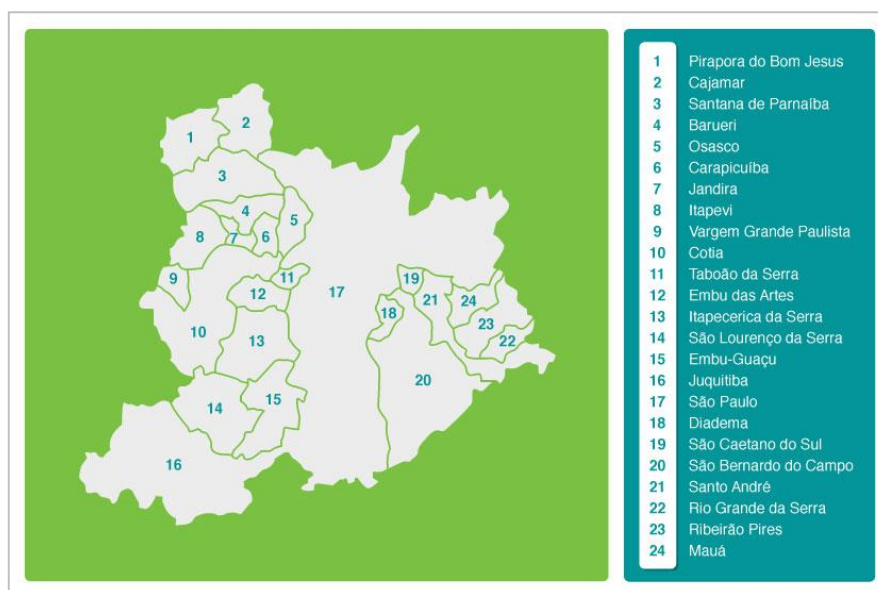
Os consumidores que decidirem aderir ao programa de Tarifa Branca terão a possibilidade de pagar diferentes valores na tarifa em função da hora e dia que consumirem energia elétrica. Neste caso, o consumo de energia dentro do horário fora de ponta ficará mais barato enquanto o consumo dentro dos horários intermediário e ponta ficarão mais caros. O consumidor que conseguir alocar seu maior consumo dentro do horário fora de ponta conseguirá se beneficiar desta nova tarifa.

A AES Eletropaulo ainda está avaliando os impactos da implementação desta nova regulamentação da ANEEL assim como temas relevantes sobre o assunto, como investimentos em novos medidores e baixa do imobilizado, haja vista que as distribuidoras serão responsáveis pelos custos de aquisição e instalação dos equipamentos de medição necessários ao faturamento da tarifa branca. Esses e outros tópicos serão tratados com o regulador de forma a não impactar negativamente a remuneração das distribuidoras.

## 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 vendida<sup>2</sup>. 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 km<sup>2</sup> - concentra o maior PIB nacional e a mais alta densidade demográfica do País - 1.541 unidades consumidoras por km<sup>2</sup>, o que corresponde a 34,0% do total de energia elétrica consumida no Estado de São Paulo e 9,4% do total do Brasil<sup>3</sup>.

Para cumprir com excelência o desafio de atender mais de 20 milhões de pessoas todos os dias, a AES Eletropaulo é incansável em atender sempre melhor e mais rápido e está sempre atenta a 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 Companhia faz parte, segue orientada pelo seu Planejamento Estratégico Sustentável (PES), que define como direcionadores estratégicos da Companhia a Satisfação do cliente, Desenvolvimento de negócios, Eficiência no uso de recursos e disciplina na execução e Engajamento de públicos de relacionamento.

<sup>2</sup> Dados da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE, de dezembro de 2015.

<sup>3</sup> Números referentes a agosto de 2016.



## SATISFAÇÃO DO CLIENTE

No Planejamento Estratégico Sustentável do Grupo AES Brasil, um dos compromissos é garantir excelência dos serviços prestados com ética e respeito ao cliente. A meta da AES Eletropaulo é atingir índice de 79,6% de satisfação do cliente<sup>4</sup> em 2016.

Meta	2013	2014	2015	1T15	1T16	3T15	3T16**
Atingir índice de 79,6% de satisfação do cliente em 2016*	76,4	79,6	76,1	73,4	74,8	78,8	n/a

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

\*\*O resultado da pesquisa realizada no 3T16 será divulgada no release de resultados do 4T16.

Anualmente, são realizadas duas pesquisas de satisfação com clientes de baixa tensão em parceria com a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee): uma no primeiro e outra no terceiro trimestre. No 1T16, a AES Eletropaulo atingiu o índice de 74,8% no Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida (ISQP), nível 1,4% superior ao mesmo período do ano anterior. A principal evolução foi referente ao Índice de Desempenho da Área (IDAR) nos atributos (i) informação e Comunicação com +12%, e (ii) atendimento com +4%, este último com destaque para “facilidade para entrar em contato” (+8,2 pts.) e “rapidez dos atendentes” (+3,7 pts.). Entre as ações para a melhoria de satisfação do cliente no 3T16, destacamos algumas abaixo:

- JAAT (Jeito AES de Atender): continuidade e novas ações do programa Jeito AES de Atender, que tem como objetivo melhorar a experiência de atendimento aos clientes. Neste trimestre, destacamos os treinamentos exclusivos para as equipes de atendimento presencial, com foco na orientação de comportamento e na jornada do cliente. Além disso, tivemos a continuidade dos treinamentos comportamentais e de procedimentos técnicos para os leituristas.
- Ações para melhoria do acesso ao medidor: continuidade da realização de campanhas de orientação e conscientização dos consumidores sobre a importância de acesso do leiturista ao centro de medição. Nas peças informativas destacam-se os motivos de impedimento, a observação da data de leitura do medidor e os impactos ao consumidor em caso de impedimento de leitura.
- Nova loja de atendimento em Cajamar, com maior número de posições de atendimento, proporcionando maior conforto e agilidade aos consumidores dessa região.

Para acompanhar o impacto das ações no nível de satisfação, a AES Eletropaulo realiza pesquisas mensais com os clientes, tendo como base a pesquisa da Abradee.

### Ações de Negociação

Apesar da redução representada pela sinalização do fim das bandeiras tarifárias, o aumento das tarifas, ocorrido em 2015, ainda gera grande impacto no orçamento dos clientes e, consequentemente, contribui para a inadimplência. 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 destacam-se os 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. Além de colocarem suas contas “em dia”, os clientes podem se tornar aptos à obtenção de crédito e à busca de empregos. No período de fevereiro a junho de 2016, a Companhia realizou 4 megafeirões, atendendo a cerca de 1.411 pessoas em lojas de atendimento da AES Eletropaulo. Esta ação resultou em 786 acordos, totalizando R\$ 1,6 milhão em negociações.

<sup>4</sup> Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida, em pesquisa promovida pela ABRADEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica).

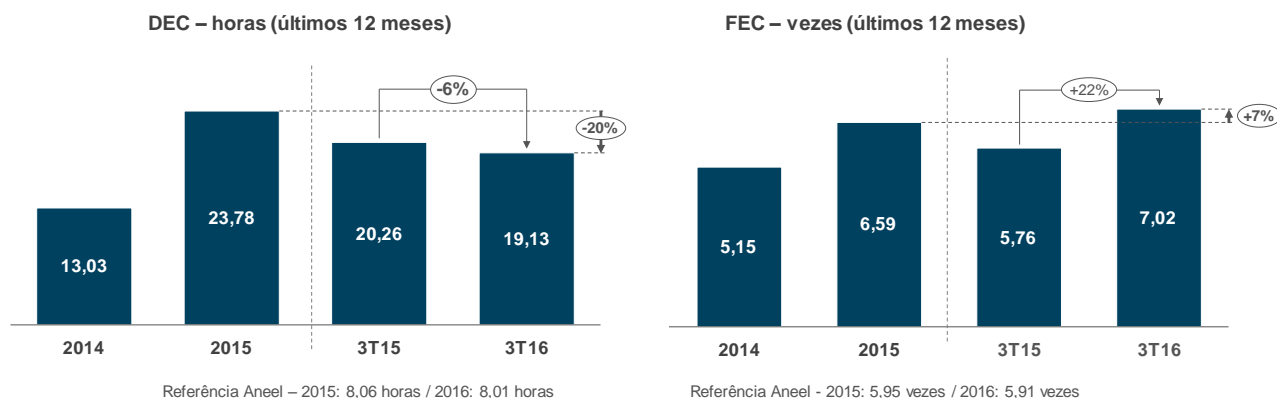
## DESEMPENHO OPERACIONAL

### 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 3 anos.



### DEC e FEC - (últimos 12 meses)<sup>5</sup>

O indicador FEC do 3T16 foi de 7,02 vezes, um aumento de aproximadamente 22% em comparação ao indicador estimado do 3T15, que foi de 5,76 vezes. Esse acréscimo é explicado principalmente pelo aumento significativo da execução de manutenção preventiva e poda de árvores programadas no período. Destaca-se que a participação da parcela programada em relação ao DEC e FEC total (interrupção programada e não programada) aumentou em 91% e 41%, respectivamente em comparação aos períodos mencionados, fruto das iniciativas da Companhia para a recuperação dos indicadores de qualidade.

O indicador DEC do 3T16 atingiu 19,13 horas, o que representa uma redução 6% em relação ao valor estimado do 3T15 de 20,26 horas e uma redução de 20% em relação ao fechamento de 2015, influenciado pelas manutenções preventivas acima mencionadas e melhoria no tempo médio de atendimento.

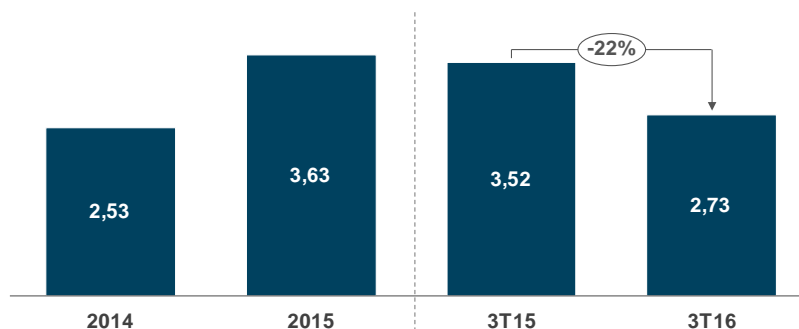
A diminuição do DEC ao longo dos últimos 12 meses findos em setembro de 2016 versus ao mesmo período de 2015 é corroborada pela melhora importante de 22% no tempo médio da duração das interrupções (DM - Duração Média das Interrupções), indicador que mede a eficácia do processo de restabelecimento de energia, que passou 3,52 para 2,73 horas.

Conforme podemos observar na ilustração abaixo, a redução da DM se dá em função das ações tomadas no Plano de Recuperação dos Indicadores de Qualidade, a destacar:

- (i) melhorias implementadas no processo de despacho de turmas para atendimento de emergência - equipe técnica composta de 173 técnicos e supervisores;
- (ii) melhora da eficiência do atendimento de emergência - atualmente 523 equipes compostas por ~1,600 eletricitas; e,
- (iii) aumento da automação da rede de distribuição com a instalação de 707 religadores automáticos no acumulado do ano de 2016.

<sup>5</sup> Valores referentes aos últimos 12 meses findos no último mês de cada período.

#### Duração Média das interrupções – horas (últimos 12 meses)



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\$ 105,2 milhões.

Ao longo de 2016, a Companhia conclui 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. E, em 31 de outubro de 2016, concluiu o reprocessamento dos indicadores operacionais de continuidade e a apuração do montante exato dos impactos econômicos e financeiros para compensação devida aos consumidores.

Com base nessas análises, o impacto total acumulado no resultado da Companhia foi de R\$161,0 milhões, sendo R\$ 152,5 milhões já registrado no ano de 2015. Esse valor é composto por:

- (i) R\$ 48,4 milhões referente componente Xq do Fator X que indexa a tarifa registrada como conta redutora da “Receita Operacional Líquida;
- (ii) R\$ 58,8 milhões referente às compensações aos consumidores em relação aos indicadores de DIC/FIC/DMIC/DICRI;
- (iii) R\$ 35,6 milhões referente a autos de infração, recebidos pela Companhia, acerca dos indicadores de continuidade para os anos de 2013 e 2014; e,
- (iv) R\$ 18,3 milhões referente à atualização monetária relacionada aos itens acima mencionados.

Ao longo de 2016, a Companhia efetuou, por meio de desconto nas faturas, a devolução aos seus clientes referente ao DIC/FIC/DMIC/DICRI. Tal movimentação pode ser verificada na tabela a seguir, que apresenta o saldo das provisões por trimestre:

A variação do saldo das provisões ante o reportado no 4T15 se dá conforme a tabela abaixo:

Saldo da Provisão (R\$ milhões)	4T15	1T16	2T16	3T16	Variação 3T16 x 2T16
Fator Xq	58,1	58,1	58,1	48,4	(9,7)
DIC/FIC/DMIC/DICRI	48,4	23,1	21,8	30,5	8,7
Possíveis Penalidades / Autos de Infração	35,0	35,0	35,0	35,6	0,6
Atualização Monetária	11,0	12,2	15,3	16,4	1,1
<b>Total</b>	<b>152,5</b>	<b>128,4</b>	<b>130,2</b>	<b>130,9</b>	<b>0,7</b>



## CONSUMO

Consumo - GWh <sup>1</sup>	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)
Residencial	3.965,9	4.055,2	2,3%	12.038,9	12.013,4	-0,2%
Comercial	2.939,0	2.767,5	-5,8%	9.329,7	9.029,7	-3,2%
Industrial	1.177,9	1.024,9	-13,0%	3.565,9	3.151,9	-11,6%
Demais	692,7	676,4	-2,3%	2.102,9	2.070,2	-1,6%
<b>Mercado Cativo</b>	<b>8.775,5</b>	<b>8.524,1</b>	<b>-2,9%</b>	<b>27.037,4</b>	<b>26.265,1</b>	<b>-2,9%</b>
Cientes Livres	1.938,1	2.082,5	7,5%	6.098,7	6.061,8	-0,6%
<b>Mercado Total</b>	<b>10.713,6</b>	<b>10.606,6</b>	<b>-1,0%</b>	<b>33.136,1</b>	<b>32.327,0</b>	<b>-2,4%</b>

Consumo total (inclusive Clientes Livres) - GWh <sup>1</sup>	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)
Residencial	3.965,9	4.055,2	2,3%	12.038,9	12.013,4	-0,2%
Comercial	3.436,5	3.343,4	-2,7%	10.961,1	10.735,2	-2,1%
Industrial	2.276,9	2.209,4	-3,0%	7.002,9	6.504,9	-7,1%
Demais	1.034,3	998,6	-3,5%	3.133,1	3.073,5	-1,9%
<b>Total</b>	<b>10.713,6</b>	<b>10.606,6</b>	<b>-1,0%</b>	<b>33.136,1</b>	<b>32.327,0</b>	<b>-2,4%</b>

1 - Não inclui Consumo Próprio; Dados 2015 consideram consumo dos serviços de condomínio na classe comercial

O mercado total da AES Eletropaulo encerrou o 3T16 com um volume de 10.606,6 GWh, uma redução de 1,0% em relação ao 3T15. Esse desempenho se deve a redução do consumo que ainda reflete os efeitos da crise econômica, parcialmente compensado pelo maior número de dias de faturamento no trimestre (+1,2 dia) e pela melhora da classe residencial que foi impactada positivamente pela queda de temperatura, quando as médias das temperaturas mínimas ficaram 13,2°C, 13,6°C e 15,1°C, respectivamente, nos meses de Julho, Agosto e Setembro, ficando em média 1,4°C abaixo das temperaturas do 3T15, e influenciando o uso de aquecedores.

A classe industrial manteve o baixo desempenho na produção com uma queda total de 3,0% assim como a classe comercial que registrou uma queda de 2,7%. A classe residencial apresentou uma recuperação encerrando o 3T16 com um crescimento de 2,3%. Se excluirmos o impacto de 1,2 dia a mais de faturamento (+117 GWh) a queda do mercado total no 3T16 seria de 2,1%.

No acumulado do ano de 2016, o mercado total na área de concessão da Companhia teve queda de 2,4% em comparação aos 9M15, com desempenho negativo de todas as classes, refletindo o cenário econômico, principalmente da classe industrial que reduziu o consumo em 7,1%, refletindo a queda da Produção Industrial do Estado de São Paulo. Nesse período houve 1,7 dia a mais de faturamento (+161 GWh) e desligamentos de clientes (-43 GWh). Excluídos esses efeitos, o mercado total cairia 2,8%.

### Mercado cativo

O mercado cativo, cuja participação no mercado total é de 80%, apresentou decréscimo de 2,9% em relação ao 3T15, totalizando 8.524,1 GWh no 3T16. O mercado cativo foi influenciado por: (i) 1,2 dia a mais de faturamento; (ii) migração de clientes para o ACL (Ambiente de Contratação Livre); e (iii) retorno de clientes para o mercado cativo. Desconsiderada a influência desses fatores, o mercado cativo teria queda de 1,7% em relação ao 3T15. Em relação aos 9M16, a redução do mercado cativo também foi de 2,9%, fruto dos mesmos motivos acima mencionados. Desconsiderada a influência desses fatores, o mercado cativo teria queda de 2,4% em relação ao mesmo período de 2015.

## Desempenho do mercado por classe de consumo

### **Residencial**

O consumo da classe residencial foi de 4.055,2 GWh no 3T16, com aumento de 2,3% em relação ao 3T15. A classe foi influenciada pelos seguintes fatores: (i) temperaturas mínimas mais baixas, que influenciaram o aumento do consumo, como citado anteriormente; (ii) 1,3 dia a mais de faturamento (+57 GWh), que se fosse desconsiderado faria com que a classe crescesse 0,8% e (iii) incremento de 115 mil unidades consumidoras nos últimos 12 meses encerrados no 3T16. Dessa forma, o consumo por consumidor apresentou um leve aumento de 206,3 KWh/mês para 206,7KWh/mês no trimestre, ou seja, acréscimo de 0,2%.

Nos 9M16, a classe residencial teve redução de 0,2% em relação ao mesmo período de 2015, justificada pela queda de 5,8% do rendimento real da RMSP<sup>6</sup> no acumulado até Jul/16 e parte devido às tarifas mais altas até o 1S16. Por outro lado, a queda não foi maior devido às temperaturas acima da média histórica em Abr/16, que incentivaram o uso de ar condicionado, e às temperaturas mais baixas no 3T16, que influenciaram o uso de climatizadores. No período houve 1,8 dia a mais de faturamento (+81 GWh), que se fosse desconsiderado, faria com que a classe residencial tivesse queda de 0,9% na mesma comparação com 2015.

### **Comercial**

O consumo da classe comercial cativa foi de 2.767,5 GWh no 3T16 com redução de 5,8% na comparação com o 3T15. A classe foi influenciada no trimestre por: (i) temperaturas menores no trimestre, que reduziram o consumo na classe; (ii) 1,2 dia a mais de faturamento (+37 GWh); (iii) Efeitos negativos da migração de clientes ao ACL (-120 GWh) e retorno de clientes ao cativo (+2 GWh); e (iv) desempenho negativo do comércio no Estado de São Paulo<sup>7</sup>, que nos meses de julho e agosto, teve queda de 2,7%. Desconsiderados os efeitos da migração e retorno de clientes e de dia de faturamento, a classe decresceria 3,2% no período.

No ano acumulado de 2016, a classe comercial reduziu o consumo em 3,2%, reflexo do desempenho do comércio no Estado de São Paulo, que teve queda de 4,8% no acumulado até Ago/16. O YTD foi influenciado por: (i) Impacto da migração de clientes ao ACL (-163 GWh) e retorno ao ACR (+4 GWh); (ii) 1,6 dias a mais de faturamento (+47 GWh). Desconsiderados os efeitos da migração e retorno de clientes e de dia de faturamento, a classe cairia 2,0% no período.

### **Industrial**

No 3T16, o consumo da classe industrial cativa reduziu 13,0% na comparação com o 3T15, totalizando 1.024,9 GWh. Esse desempenho é reflexo da migração de clientes ao ACL (-99 GWh) e o 1,2 dia a mais de faturamento (+14 GWh), que se descontados fariam com a classe tivesse queda de 6,2%. A queda na atividade industrial no Estado de São Paulo<sup>8</sup> (2,6% nos meses julho e agosto/16) influenciou no desempenho do mercado industrial.

No ano acumulado do ano, a classe industrial cativa apresentou redução de 11,6% no consumo em comparação ao mesmo período de 2015. Os principais impactos no ano foram: (i) migração de clientes ao ACL (-128 GWh); (ii) 1,6 dia a mais de faturamento (+20 GWh); e (iii) redução de 7,0% da produção industrial no Estado de São Paulo, resultando na adoção de sistema de layoff (suspensão temporária dos contratos), férias coletivas e licenças remuneradas principalmente no setor automobilístico. Excluídos os efeitos da migração de clientes e de dias de faturamento, a classe industrial cativa cairia 8,9%.

---

<sup>6</sup> Região Metropolitana de São Paulo - Pesquisa de Emprego e Desemprego da DIEESE/SEADE-SP.

<sup>7</sup> Pesquisa Mensal de Comércio (PMC) do IBGE.

<sup>8</sup> Segundo a Pesquisa Industrial Mensal (PIM) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

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

O consumo cativo das demais classes foi de 676,4 GWh no 3T16, um decréscimo de 2,3% em relação ao 3T15, impactado por 1,2 dia a mais de faturamento no trimestre (+9 GWh). Esse resultado é devido à classe de poderes públicos que teve queda de 3,9% no 3T16. Houve também a saída clientes para o mercado livre (-5 GWh). Desconsiderando o efeito de dias de faturamento e migração, as demais classes cairiam 2,9% no trimestre.

Nos 9M16, as demais classes tiveram queda de 1,6% em relação ao mesmo período de 2015. A classe de poderes públicos é responsável pela queda de 1,2% desse grupo de Demais Classes. Desconsiderando o efeito de 1,7 dia a mais de faturamento (+12 GWh) e migração ao mercado livre (-5 GWh), o consumo das demais classes reduziria 1,9%.

### Clientes Livres

O mercado faturado dos clientes livres foi de 2.082,5 GWh no 3T16, um aumento de 7,5% quando comparado ao 3T15 devido à migração de clientes ao mercado livre.

No período, 143 unidades consumidoras migraram para o ACL, 3 unidades retornaram para o ACR e 3 unidades foram desligadas, totalizando 736 unidades consumidoras livres na área de concessão da AES Eletropaulo. O efeito líquido dessa movimentação foi um acréscimo de 211 GWh no ACL. Se esses efeitos fossem descontados, o mercado teria uma queda de 3,1% no trimestre, resultado do desempenho econômico.

Nos 9M16, o mercado faturado dos clientes livres reduziu-se em 0,6% em reflexo da atividade econômica. No período, 206 unidades consumidoras migraram para o ACL e 5 unidades retornaram para o ACR. O efeito líquido dessa movimentação foi um acréscimo de 296 GWh no ACL e, consequentemente, a redução do mesmo volume no ACR. Contudo, 7 unidades foram desligadas (-43 GWh) no período. Excluindo-se todos esses efeitos, o mercado livre teria redução de 4,5% no acumulado do ano, em relação aos 9M15.

Clientes Livres	Período <sup>3</sup>	Número unidades	GWh Faturado	Período <sup>3</sup>	Número unidades	GWh Faturado (ano)
<b>Total de unidades</b>	<b>2T16</b>	<b>599</b>	<b>2.053</b>	<b>3T15</b>	<b>546</b>	<b>1.938</b>
Saída para Rede Básica	3T16	-	-	LTM <sup>4</sup>	-	-
Unidades desligadas	3T16	(3)	(13)	LTM <sup>4</sup>	(11)	(49)
Unidades novas	3T16	-	-	LTM <sup>4</sup>	-	-
Migração para ACL <sup>1</sup>	3T16	143	225	LTM <sup>4</sup>	206	298
Retorno para o ACR <sup>2</sup>	3T16	(3)	(2)	LTM <sup>4</sup>	(5)	(4)
<b>Total de unidades</b>	<b>3T16</b>	<b>736</b>	<b>2.082</b>	<b>3T16</b>	<b>736</b>	<b>2.082</b>

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 DO 3T16

SUPRIMENTO (GWh)		ENERGIA REQUERIDA 9.730	FATURAMENTO (GWh)	
Itaipu	2.306		4.057	Residencial
Bilateral Tietê	-		2.766	Comercial
Bilateral Outros	-		1.025	Industrial
Proinfa	242		676	P.Público e Outros
Leilão (hídrico)	6.207		9	Consumo Próprio
Leilão (térmico)	2.585		216	Perda Transmissão
CCEE	(1.611)		981	Perda Distribuição

A AES Eletropaulo encerrou o 3T16 com um nível de contratação de energia equivalente a 116,6% da sua carga cativa. O superávit de 1.611 GWh de energia acumulado pela Companhia foi vendido na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Conforme anteriormente referenciado, a previsão do nível de contratação médio da Companhia para o ano de 2016 é de aproximadamente 111,6%, influenciado, principalmente, pela contratação de energia no leilão A-1 de 2015 e pela migração de clientes especiais.

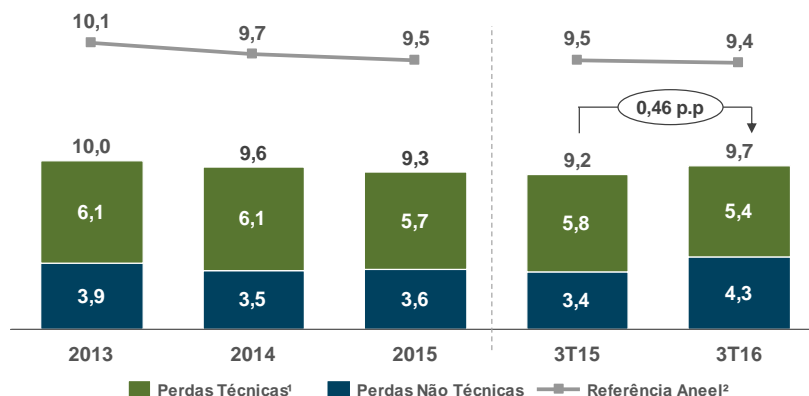
Em relação ao primeiro fator, cabe ressaltar que, em dezembro de 2015, em cumprimento à regulação vigente, a Companhia declarou compulsoriamente, no leilão de reposição A-1, o mínimo obrigatório de 96% do volume da energia vinculado ao contrato bilateral com a AES Tietê, com a ressalva, em sua declaração, 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 novo decreto é aderente às argumentações da AES Eletropaulo em relação à obrigatoriedade imposta para o leilão A-1 de dezembro/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 parecer técnico de um escritório renomado de advocacia, a Companhia entende que a sobrecontratação, oriunda dos fatores acima mencionados, se enquadram como involuntária. Seus efeitos devem, portanto, ser repassados aos seus consumidores, reestabelecendo, assim, seu direito ao equilíbrio econômico-financeiro.

## Perdas (%) - (últimos 12 meses)

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



1. Valores estimados pela Companhia para torná-los comparáveis ao referencial para perdas não técnicas do 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 (47.916 GWh).

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,66%, sendo divididas entre perdas técnicas (5,35%) e não técnicas (4,31%). Em comparação ao 3T15, as perdas totais apresentaram um aumento de 0,46 p.p., decorrente dos aumentos tarifários de 2015 e do cenário econômico que o país está enfrentando, apesar da Companhia manter todo o esforço possível visando combater o crescimento das perdas.

Nesse cenário, 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 3T16 aproximadamente 485 mil famílias foram beneficiadas com este programa, contra 392 mil no 3T15, ou seja, 93 mil novas famílias foram beneficiadas neste programa.

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:** tem por objetivo identificar instalações com erros de medição, seja por defeitos nos equipamentos ou por ações de terceiros forçando a medição. No 3T16 foram realizadas 110,6 mil inspeções e identificadas 33,9 mil irregularidades, contra 88,6 mil inspeções e 12,7 mil irregularidades no 3T15. Nos 9M16 foram realizadas 295,1 mil inspeções e identificadas 67,9 mil irregularidades, contra 256,7 mil inspeções e 36,2 mil irregularidades nos 9M15. Este aumento de 14,9% nas inspeções deve-se a baixa utilização das equipes de combate às perdas nas atividades de emergência, no último verão.
- (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 3T16, foram realizadas 97,4 mil visitas e 22,4 mil instalações foram recuperadas, ante 116,3 mil visitas e 19,8 mil instalações recuperadas no 3T15. Nos 9M16 foram realizadas 307,6 mil visitas e 63,5 mil instalações foram recuperadas, ante 345,4 mil visitas e 47,1 mil instalações recuperadas nos 9M15. Este aumento de 34,8% na quantidade de instalações recuperadas é devido à melhoria no processo. 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 em clientes. No 3T16, foram regularizadas 12,3 mil ligações informais, contra 18,3 mil regularizações no 3T15. Nos 9M16 foram regularizadas 36,8 mil instalações informais, contra 52,1 mil instalações nos 9M15. A empresa iniciou este programa em 2004 e até o momento mais de 750 mil instalações já foram regularizadas.

No 3T16, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 66,7 milhões no resultado da Companhia e acrescentaram ao mercado faturado 165,9 GWh de energia, ante os 144,7 GWh adicionados no 3T15.

Nos 9M16 foram acrescentados 481,4 GWh de energia que corresponde a um faturamento aproximado de R\$ 200,2 milhões. Este montante está dividido da seguinte forma:

- (i) R\$ 52,5 milhões (136,3 GWh) nos 9M16, sendo R\$ 17,6 milhões (47,9 GWh) no 3T16, em decorrência das inspeções de combate à fraude;
- (ii) R\$ 42,1 milhões (99,7 GWh) nos 9M16, sendo R\$ 12,1 milhões (29,9 GWh) no 3T16, com a regularização de ligações informais;
- (iii) R\$ 18,3 milhões (43,4 GWh) nos 9M16, sendo R\$ 6,6 milhões (16,2 GWh) no 3T16, com a recuperação de clientes cortados;
- (iv) R\$ 73,1 milhões (173,6 GWh) nos 9M16, sendo R\$ 25,3 milhões (62,7 GWh) no 3T16, com outras iniciativas de combate a perdas comerciais;
- (v) R\$ 14,2 milhões (28,2 GWh) nos 9M16, sendo R\$ 5,1 milhões (9,2 GWh) no 3T16, 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 programa tem se mostrado um 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 3T16, 1.046 novos clientes se cadastraram, totalizando 49 mil acumulados desde o início do programa, frente aos 6.334 clientes cadastrados no 3T15. O valor de bônus concedido aos clientes chegou a R\$ 50 mil com a coleta de 250 toneladas de resíduos no trimestre, frente a R\$ 79,7 mil (447,5 toneladas) no 3T15. 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 sofre alteração.

Em parceria com o projeto Retorna Machine, da empresa Triciclo, alcançamos neste trimestre 26 pontos de atendimento Recicle Mais, Pague Menos em São Paulo, Barueri e Santo André. As Retorna Machines são máquinas de logística reversa que recebem materiais recicláveis em troca de pontos no qual o cadastrado pode trocar por benefícios, dentre eles, desconto na conta de luz. Cada 100 pontos valem R\$ 0,27 de desconto na fatura.

### Tarifa Social de Energia Elétrica

A Resolução Normativa 572/2013 de 13/08/2013, com vigência a partir de 12/12/2013, estabelece 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 estabelece dois processos de validação anual, que ocorre em Janeiro e Julho de cada ano.

Com os processos de validação anual, ocorreram quatro ciclos de descadastramento de clientes da TSEE conforme quadro abaixo. Nesse processo, a Aneel define em seu Relatório de descadastramento ou durante o processo de Manutenção do Benefício da Tarifa Social a quantidade de descadastramento em cada período. Após ações de atualização e recadastro pela AES Eletropaulo e iniciativa dos clientes em atualizar seus dados no CadÚnico, o número foi reduzido, conforme pode-se observar na tabela abaixo.

Período	Relatório de descadastramento	Descadastramento efetivo
Ciclo 2014	220.865	157.806
Ciclo 2015	270.258	70.651
Manutenção do Benefício da Tarifa Social - 2015	61.314	42.132
Ciclo 2016	75.355	16.509
<b>Total</b>	<b>627.792</b>	<b>287.098</b>

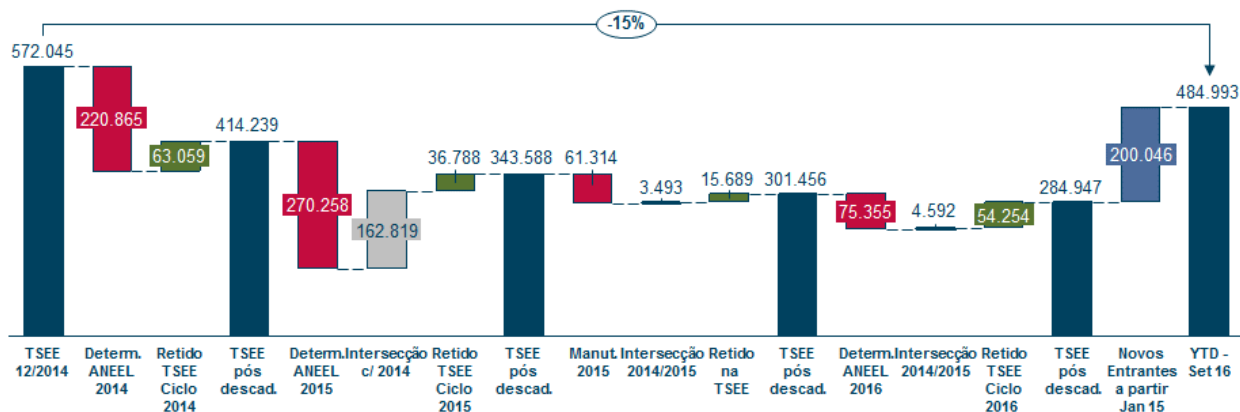
A partir de 10/05/2016 entrou em vigor a Resolução Normativa nº 717/2016 que aprimorou o procedimento para comprovação do atendimento aos critérios de elegibilidade à concessão da TSEE, onde as principais mudanças são: Inclusão do processo de validação pela repercussão cadastral e notificação ao cliente através de mensagem em fatura.

- 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.
- Notificação através de mensagem em fatura: Todas as famílias contidas na lista de repercussão serão notificadas com mensagem em fatura. O tipo de mensagem e o período que essas devem ser impressas são definidos conforme cronograma da ANEEL.

Considerando as novas definições da Resolução Normativa 717/16, entre Maio e Setembro/16 foram realizados 31.234 mil descadastramentos da Tarifa Social e 144.644 mil notificações ao cliente através de mensagem em fatura.

Para minimizar o impacto aos clientes, 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 setembro de 2016, a Companhia faturou 484.993 clientes com TSEE, conforme representado na ilustração a seguir.



## EFICIÊNCIA NO USO DE RECURSOS E DISCIPLINA NA EXECUÇÃO

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

## DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

### RECEITA OPERACIONAL BRUTA

A receita operacional bruta da AES Eletropaulo totalizou R\$ 4.980,9 milhões no 3T16, uma queda de 25,7% ou R\$ 1.720,6 milhões, quando comparada ao 3T15.

Esse desempenho é explicado, principalmente, pela:

- (i) redução de R\$ 699,0 milhões referente ao Ativo Financeiro Setorial Líquido, especialmente por causa da redução do encargo da CDE e da redução da compra de energia para revenda;
- (ii) redução de R\$ 467,0 milhões do faturamento das bandeiras tarifárias, dado que a bandeira tarifária no 3T16 era verde e no 3T15 vermelha; e,
- (iii) redução de R\$ 299,9 milhões da receita de fornecimento (ex-bandeira tarifária) devido à redução do mercado e da tarifa no trimestre.

No acumulado do ano de 2016, a receita operacional bruta da Companhia foi de R\$ 15.400,3 milhões, uma redução de R\$ 2.575,3 milhões, ou -14,3%, quando comparada ao 9M15. Esse resultado é principalmente em função da:

- (i) redução de R\$ 2.868,2 milhões referente ao Ativo Financeiro Setorial Líquido principalmente em função da redução do encargo da CDE e da redução da compra de energia para revenda;
- (ii) redução de R\$ 194,8 milhões na venda de energia no curto prazo em função do menor PLD no período;
- (iii) diminuição de R\$ 877,6 milhões referentes às bandeiras tarifárias que vem decrescendo desde o início do ano, considerando vigência de bandeira verde a partir de abril de 2016.

## DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL

As deduções representaram 41% da receita operacional bruta no 3T16, totalizando R\$ 2.061,8 milhões. Houve uma diminuição de R\$ 1.075,7 milhões quando comparado ao 3T15. Esse desempenho é explicado principalmente pela redução de:

- (i) R\$ 365,5 milhões com encargos da CDE após seu reajuste negativo para o ano de 2016;
- (ii) R\$ 454,2 milhões de encargo com a Conta Centralizadora de Bandeiras Tarifárias (CCRBT), refletindo a bandeira verde do período; e
- (iii) R\$ 138,2 milhões na conta de ICMS.

No acumulado do ano de 2016, a dedução da receita operacional totalizou R\$ 6.800,5, uma redução de R\$ 956,7 milhões frente ao 9M15, ou 12,3%, em função da redução de:

- (i) R\$ 1.021,8 milhões de encargo com a CCRBT;
- (ii) R\$ 109,9 milhões com encargos da CDE; parcialmente compensado:
- (iii) pelo aumento, em R\$ 155,7 milhões, na conta de ICMS; e
- (iv) pelo aumento em R\$ 36,0 milhões, na conta de PIS/COFINS/ISS.

## RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

No 3T16, a Companhia registrou uma receita operacional líquida de R\$ 2.919,1 milhões, 18,1% menor que os R\$ 3.564,0 milhões registrados no 3T15. Além das variações apontadas acima, destacamos:

- (i) efeito da compensação relativo 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 3T15. A compensação do valor foi concluída ao final do ano regulatório 2015-2016, e, portanto, não apresentou nenhum efeito material no 3T16;

No acumulado do ano de 2016, a Companhia registrou uma receita operacional líquida de R\$ 8.599,8 milhões, 15,8% menor que os R\$ 10.218,4 milhões registrados nos 9M15. Além das variações apontadas acima, apresentamos:

- (i) um efeito positivo da compensação relativa ao ativo possivelmente inexistente, que apresentou um impacto positivo de R\$ 36,0 milhões nos 9M15, fruto dos primeiros oito dias úteis de 2015 no montante negativo de R\$ 7,2 milhões somado ao efeito positivo de R\$ 43,2 milhões do início das compensações no 3T15, versus um efeito positivo de R\$ 86,3 milhões nos 9M16; e
- (ii) efeito negativo no 1S15 da amortização do passivo financeiro setorial líquido formado em função da postergação, pela Aneel, da data de aplicação da 3RTP - Terceira Revisão Tarifária Periódica, em R\$ 201,4 milhões não apresentando impacto na Receita da Companhia nos 9M16.

## CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais da AES Eletropaulo, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R\$ 2.593,2 milhões no 3T16, uma redução de 18,6% em relação ao 3T15. No acumulado do ano, a Companhia registrou R\$ 7.580,1 milhões de custos e despesas operacionais, refletindo redução de 16,2% em relação ao 9M15. As principais variações estão detalhadas a seguir:

Custos e Despesas Operacionais* (R\$ milhões)	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)
<b>Parcela A</b>	<b>2.555,3</b>	<b>1.947,8</b>	<b>-23,8%</b>	<b>7.411,2</b>	<b>5.715,2</b>	<b>-22,9%</b>
Energia Comprada para Revenda	2.213,2	1.732,5	-21,7%	6.562,4	4.909,7	-25,2%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	342,1	215,2	-37,1%	848,9	805,5	-5,1%
<b>PMSO</b>	<b>631,9</b>	<b>645,5</b>	<b>2,2%</b>	<b>1.630,9</b>	<b>1.864,9</b>	<b>14,4%</b>
Pessoal e Entidade de Previdência	264,2	307,7	16,5%	751,9	846,0	12,5%
Pessoal	185,5	210,1	13,3%	515,7	588,8	14,2%
Entidade de Previdência	78,7	97,6	24,0%	236,3	257,2	8,9%
Materiais	(4,4)	19,5	-544,9%	16,9	60,0	255,7%
Serviços de Terceiros	146,2	144,9	-0,9%	372,1	426,6	14,7%
Outros	225,9	173,3	-23,3%	490,0	532,3	8,6%
<b>Total</b>	<b>3.187,2</b>	<b>2.593,2</b>	<b>-18,6%</b>	<b>9.042,1</b>	<b>7.580,1</b>	<b>-16,2%</b>

\* Não considera custo de construção e Depreciação/Amortização

## Parcela A

### Custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda

No 3T16, a despesa com energia comprada para revenda diminuiu 21,7%, ou R\$ 480,7 milhões, em comparação ao 3T15, totalizando R\$ 1.732,5 milhões. Abaixo estão detalhadas as principais variações nas despesas com compra de energia elétrica:

- (i) **AES Tietê:** Em 31 de dezembro de 2015, encerrou-se o contrato bilateral entre AES Eletropaulo e a AES Tietê. Neste mesmo mês a AES Eletropaulo participou do leilão de energia existente A-1, recontratando essa energia por uma tarifa média de R\$ 142,00/MWh, 34,9% menor que o preço final do contrato com a AES Tietê de R\$ 217,90/MWh;
- (ii) **Itaipu:** redução de R\$ 296,4 milhões, refletindo redução de 2,7% do volume de energia adquirida no período e a redução de 39,6% da tarifa média, fruto da redução da tarifa em dólar em dezembro de 2015 de cerca de 10,9%, e da apreciação do Real (R\$) frente ao dólar no comparativo entre o 3T16 e 3T15;
- (iii) **Leilões<sup>9</sup>:** aumento de R\$ 331,6 milhão, conforme abaixo:
  - a. **Térmicas por disponibilidade:** aumento de 26,5% do volume de energia, compensado por uma redução de 20,5% do preço médio, resultando em um aumento de R\$ 2,6 milhões das despesas; e
  - b. **Hídricas:** aumento de 55,1% do volume de energia comprada, principalmente em função do fim do contrato bilateral com a AES Tietê e contratação do seu volume no leilão A-1 de dezembro/15 contribuiu para um aumento de R\$ 328,9 milhões no 3T16 contra o 3T15.

Nos 9M16, a despesa com energia comprada para revenda diminuiu 25,2%, ou R\$ 1.652,7 milhões, em comparação ao 9M15, totalizando R\$ 4.909,7 milhões. Essa variação é fruto da redução da tarifa média de Itaipu na ordem de 26,9%, e da tarifa média nos leilões de energia de 27,0%. Além disso, em dezembro de 2015, a Companhia concluiu o contrato bilateral com a AES Tietê e participou, como consequência, do leilão de energia existente A-1, recontratando uma tarifa média com preço menor que o praticado ao final do contrato com a AES Tietê, de R\$ 217,90/MWh.

<sup>9</sup> Inclui Angra 1 e 2, cotas e risco hidrológico.



Fonte de compra de energia	Tarifa Média de Energia Comprada por fonte R\$/MWh						Participação da fonte			
	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)	3T15	3T16	9M15	9M16
AES Tietê	217,5	-	-100,0%	210,1	-	-100,0%	24,9%	0,0%	24,9%	0,0%
Itaipú	309,1	186,7	-39,6%	270,8	198,0	-26,9%	20,7%	20,4%	20,7%	20,4%
Leilão	180,6	162,6	-9,9%	200,8	146,6	-27,0%	52,5%	77,7%	52,4%	77,6%
<i>Térmica</i>	225,2	179,0	-20,5%	253,0	181,9	-28,1%	17,6%	22,7%	17,5%	22,6%
<i>Hídrica</i>	158,0	155,9	-1,4%	174,6	132,0	-24,4%	34,9%	55,0%	34,9%	55,0%
Outros	268,4	403,5	50,3%	261,0	372,6	42,7%	2,0%	1,9%	2,0%	2,0%
<b>Tarifa</b>	<b>218,0</b>	<b>172,0</b>	<b>-21,1%</b>	<b>218,8</b>	<b>161,5</b>	<b>-26,2%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Volume de Energia Comprado por Fonte (GWh)	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)
AES Tietê	2.800	-	-100,0%	8.309	-	-100,0%
Itaipú	2.325	2.262	-2,7%	6.913	6.853	-0,9%
Leilão	5.911	8.602	45,5%	17.489	26.004	48,7%
<i>Térmica</i>	1.984	2.511	26,5%	5.839	7.584	29,9%
<i>Hídrica</i>	3.927	6.091	55,1%	11.650	18.420	58,1%
Energia no Curto Prazo	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Outros	220	205	-6,6%	678	659	-2,8%
<b>Volume</b>	<b>11.256</b>	<b>11.069</b>	<b>-1,7%</b>	<b>33.389</b>	<b>33.517</b>	<b>0,4%</b>

### 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\$ 215,2 milhões no 3T16, uma redução de 37,1%, ou R\$ 126,9 milhões, em comparação ao 3T15. A redução é explicada, principalmente, pela:

- (i) redução de R\$ 196,1 milhões do Encargo de Serviço do Sistema (ESS), principalmente em função do menor despacho de térmicas fora da ordem de mérito, não refletido no preço da energia no mercado de curto prazo; parcialmente compensado pelo
- (ii) efeito positivo, no 3T15, de R\$ 64,6 milhões do recurso financeiro da Conta de Energia de Reserva (CONER), destinado à restituição de usuários no 3T15, o que não ocorreu no 3T16; e

No acumulado do ano, as despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão totalizaram R\$ 805,5 milhões, uma redução de 5,1%, ou R\$ 43,4 milhões, em comparação ao mesmo período do ano anterior. O aumento é devido, principalmente, pela:

- (i) redução de R\$ 118,4 milhões do ESS; parcialmente compensado pelo
- (ii) efeito positivo, nos 9M15, de R\$ 111,5 milhões em função do recurso financeiro da CONER; e
- (iii) redução de R\$ 37,5 milhões com Encargos de Uso da Rede Básica.

### PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros)

No 3T16, o PMSO reportado foi de R\$ 645,5 milhões, um aumento de 2,2%, ou R\$ 13,6 milhões, em comparação com o mesmo período do ano de 2015. O PMSO gerenciável da Companhia registrou um aumento de 33,1%.

Os primeiros nove meses de 2016 apresentaram um PMSO reportado de R\$ 1.864,9, um aumento de 14,4%, ou R\$ 234,0 milhões, em comparação ao 9M15. O PMSO gerenciável no acumulado do ano totalizou R\$ 1.189,1 milhões, sendo R\$ 238,1 milhões, ou 25,0%, acima do apresentado no mesmo período de 2015. As principais variações estão detalhadas a seguir:

PMSO - R\$ milhões	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)
Pessoal	264,2	307,7	16,5%	751,9	846,0	12,5%
Material	(4,4)	19,5	-544,9%	16,9	60,0	255,7%
Serviços de Terceiros	146,2	144,9	-0,9%	372,1	426,6	14,7%
Outras Despesas	225,9	173,3	-23,3%	490,0	532,3	8,6%
<b>PMSO Reportado</b>	<b>631,9</b>	<b>645,5</b>	<b>2,2%</b>	<b>1.630,9</b>	<b>1.864,9</b>	<b>14,4%</b>
Entidade de Previdência	78,7	97,6	24,0%	236,3	257,2	8,9%
PCLD e Baixas	46,8	80,8	72,8%	118,5	238,2	100,9%
Contingências	116,9	8,5	-92,7%	154,8	34,1	-78,0%
Outros	77,0	42,5	-44,9%	170,3	146,4	-14,1%
<i>Provisões operacionais - Outras (Nível 2)</i>	<i>(8,3)</i>	<i>(9,3)</i>	<i>12,7%</i>	<i>(26,2)</i>	<i>(26,0)</i>	<i>-0,6%</i>
<i>Outras Receitas Operacionais</i>	<i>(1,6)</i>	<i>(3,5)</i>	<i>112,8%</i>	<i>(4,7)</i>	<i>(9,8)</i>	<i>107,0%</i>
<i>Outras Despesas Operacionais</i>	<i>17,9</i>	<i>14,1</i>	<i>-21,2%</i>	<i>71,2</i>	<i>37,3</i>	<i>-47,6%</i>
<i>Outros (Gerencial)</i>	<i>69,0</i>	<i>41,2</i>	<i>-40,4%</i>	<i>130,1</i>	<i>144,9</i>	<i>11,4%</i>
<b>PMSO - excluindo não gerenciáveis</b>	<b>312,5</b>	<b>416,0</b>	<b>33,1%</b>	<b>950,9</b>	<b>1.189,1</b>	<b>25,1%</b>

### Pessoal

Pessoal - R\$ milhões	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)
Pessoal e Encargos	185,5	210,1	13,3%	515,7	588,8	14,2%
Entidade de Previdência Privada	78,7	97,6	24,0%	236,3	257,2	8,9%
<b>Total</b>	<b>264,2</b>	<b>307,7</b>	<b>16,5%</b>	<b>751,9</b>	<b>846,0</b>	<b>12,5%</b>

### **Despesas com Pessoal e Encargos**

No 3T16, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 210,1 milhões, um aumento de 13,3%, ou R\$ 24,6 milhões, em comparação ao 3T15. Essa variação deve-se, sobretudo, a:

- (i) R\$ 11,9 milhões de despesas com pessoal relacionadas ao plano de recuperação dos indicadores de qualidade;
- (ii) R\$ 7,3 milhões de reajuste de remuneração e benefícios em função do acordo coletivo; e
- (iii) R\$ 5,0 milhões em assistência médica, efeito do aumento da taxa de administração em 5,9%, da inflação médica em 19,8% e do volume de utilização do plano.

Nos 9M16, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 588,8 milhões, um aumento de 14,2%, ou R\$ 73,1 milhões, em comparação ao mesmo período de 2015. Esse aumento se dá, principalmente ao:

- (i) R\$ 39,2 milhões com despesas com pessoal relacionadas ao plano de recuperação dos indicadores de qualidade da Companhia;
- (ii) R\$ 24,2 milhões de reajuste de remuneração e benefícios; e,
- (iii) R\$ 6,9 milhões com assistência médica.

### **Despesa com Entidade de Previdência Privada**

No 3T16, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 97,6 milhões, um aumento de 24,0%, ou R\$ 18,9 milhões, em comparação ao 3T15. Esse aumento decorre da diminuição da taxa de desconto do passivo de 7,30% no encerramento de 2015 para 6,05% no período apresentado.

Nos 9M16, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 257,2 milhões, crescimento de 8,9%, ou R\$ 21,0 milhões, em comparação ao 9M15, pelo mesmo motivo supracitado.

### Despesas com materiais e serviços de terceiros

No 3T16, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 164,4 milhões, um aumento de 16,0%, ou R\$ 22,7 milhões, em comparação ao 3T15. Essa variação deve-se, sobretudo, a:

- (i) R\$ 23,2 milhões de despesas relacionadas ao plano de recuperação dos indicadores de qualidade da Companhia;
- (ii) R\$ 11,9 milhões de fomento às ações de corte e cobrança para minimizar aumento de inadimplência (PCLD);
- (iii) R\$ 4,1 milhões de despesas relacionadas à frota, como manutenção e maior custo do combustível; parcialmente compensado pela;
- (iv) reversão no 3T15 de R\$ 17,7 milhões de materiais que foram para estoque, relacionados a projetos cancelados ou postergados.

Nos 9M16, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 486,6 milhões, um aumento de 25,1%, ou R\$ 97,6 milhões, em comparação ao 9M15. Essa variação deve-se, sobretudo a:

- (i) R\$ 63,9 milhões com despesas relacionadas ao plano de recuperação dos indicadores de qualidade da Companhia;
- (ii) R\$ 35,9 milhões com o fomento à ações de corte e cobrança;
- (iii) R\$ 10,2 milhões com despesas relacionadas a frota; e
- (iv) contabilização de R\$ 5,2 milhões de despesas com provisão ambiental referente a investigações e remediações de algumas bases e Estações de Transmissão e Distribuição (ETDs), previamente contabilizado como despesa de Contingência.
- (v) reversão no 3T15 de R\$ 17,7 milhões de materiais que foram para estoque.

### 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.

Outras Despesas Operacionais - R\$ milhões	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)
PCLD	46,8	80,8	72,8%	118,5	238,2	100,9%
Provisão de Litígio e Contingências	116,9	8,5	-92,7%	154,8	34,1	-78,0%
Demais despesas*	62,3	84,0	34,8%	216,6	260,0	20,1%
<b>Total</b>	<b>225,9</b>	<b>173,3</b>	<b>-23,3%</b>	<b>490,0</b>	<b>532,3</b>	<b>8,6%</b>

\* Multas, arrendamentos e aluguéis, indenizações, perdas e danos, publicidade, tarifas bancárias, IPTU, baixa de ativos, etc

No 3T16, o grupo de outras despesas operacionais totalizou R\$ 173,3 milhões, uma redução de 23,3%, ou R\$ 52,6 milhões, em comparação ao 3T15. Essa variação deve-se, sobretudo a:

- (i) R\$ 34,0 milhões de maiores despesas com PCLD, refletindo o cenário macroeconômico e as revisões tarifárias de 2015, associadas à:
  - a. R\$ 24,1 milhões do aumento de 13,1% do “ticket médio” (R\$ 119 no 3T16 vs. R\$ 105 no 3T15) e aumento médio de 14,8% do número de clientes inadimplentes em comparação ao 3T15 (246 mil no 3T16 vs. 215 mil no 3T15);
  - b. R\$ 6,7 milhões de reversão de acordos e regularizações da prefeitura de Embu Guaçu no 3T15;
  - c. R\$ 1,4 milhão referente à provisão de cliente em situação falimentar.
- (ii) R\$ 108,3 milhões de redução das despesas com Contingências associadas à:
  - a. provisão de R\$ 105,4 milhões relacionadas às inconsistências no cálculo dos indicadores de qualidades no 3T15;
  - b. reversão de R\$ 7,2 milhões de INSS após sua decadência; parcialmente compensados por:

- c. R\$ 3,7 milhões referente a decisões trabalhistas desfavoráveis;
- (iii) R\$ 21,7 milhões de aumento com Demais Despesas em função do:
  - a. R\$ 19,5 milhões referente ao provisionamento referente às inconsistências nos cálculos dos indicadores de qualidade dos anos 2011-2015.

Nos 9M16, o grupo de outras despesas operacionais totalizou R\$ 532,3 milhões, um aumento de 8,6%, ou R\$ 42,3 milhões, em comparação ao 9M15. Essa variação deve-se, sobretudo a:

- (i) R\$ 119,6 milhões de maiores despesas com PCLD associadas à:
  - a. R\$ 85,7 milhões do aumento de 39,9% do “ticket médio” (R\$ 122 no 9M16 vs. R\$ 87 no 9M15) e aumento médio de 20,5% do número de clientes inadimplentes (253 mil nos 9M16 vs. 210 mil nos 9M15); e
  - b. R\$ 22,0 milhões do descadastramento de 241 mil instalações que perderam o benefício da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE);
  - c. reversão de R\$ 15,1 milhões devido à acordos e regularizações de prefeituras e de uma instituição pública nos 9M15; e
  - d. R\$ 15,1 milhões referente à provisão de clientes em situação falimentar; parcialmente compensado por:
  - e. R\$ 7,0 milhões da reversão da provisão referente ao imposto de iluminação pública cobrado na conta de luz (CIP / COSIP) no 1T16.
- (ii) R\$ 120,8 milhões de redução das despesas com Contingências associadas à:
  - a. provisão R\$ 105,4 milhões no 3T15 relacionadas às inconsistências no cálculo dos indicadores de qualidades;
  - b. reversão de R\$ 7,2 milhões de INSS após sua decadência;
  - c. redução em R\$ 5,1 milhões referente a decisões trabalhista desfavoráveis no 1T15;
  - d. R\$ 3,9 milhões em reversão da provisão da Prefeitura de Pindamonhangaba; parcialmente compensados por:
  - e. R\$ 6,8 milhão referente a decisões trabalhistas desfavoráveis.
- (iii) R\$ 43,5 milhões de aumento com Demais Despesas em função do:
  - a. acréscimo de R\$ 55,2 milhões com multas de DIC/FIC/DMIC/DICRI, refletindo aumento dos indicadores DEC e FEC;
  - b. R\$ 10,4 milhões referente ao provisionamento às inconsistências nos cálculos dos indicadores de qualidade dos anos 2011-2015.; parcialmente compensado pela:
  - c. redução de R\$ 27,0 milhões referente às perdas com desativação de bens, principalmente em função de baixas de medidores realizadas no início de 2015 em preparação para o 4º Ciclo de Revisão Tarifária.

## EBITDA Ajustado<sup>10</sup>

No 3T16, o Ebitda ajustado pelo fundo de pensão foi de R\$ 232,0 milhões, contra um Ebitda de R\$ 293,2 milhões ajustado pelo fundo de pensão e pelo ativo possivelmente inexistente, no valor de R\$ 43,2 milhões, que teve sua compensação concluída em junho deste ano, no 3T15. Os seguintes fatores explicam a redução de R\$ 61,2 milhões:

- (i) efeito negativo da retração de mercado que, apesar do aumento no componente de Parcela B na tarifa nos últimos eventos tarifários, contribuiu para uma redução de 73,6 milhões na margem
- (ii) R\$ 103,5 milhões referente ao aumento do PMSO gerenciável, já incluindo o montante de R\$ 40,6 milhões destinados ao plano de recuperação; parcialmente compensado pela:
- (iii) redução em R\$ 108,3 milhões referente às despesas com contingências, conforme mencionado acima; e
- (iv) efeito positivo de R\$ 7,1 milhões da sobrecontratação de energia dado que no 3T15 o efeito positivo foi em R\$ 1,0 milhão e no 3T16 foi positivo em R\$ 8,1 milhões.

Cabe ressaltar que os R\$ 8,1 milhões acima mencionados se referem à reversão do impacto financeiro da exposição voluntária da Companhia. A Companhia atualizou sua melhor estimativa de sobrecontratação para o ano para 111,6%, o que configura que toda a energia contratada acima dos 105% são caracterizadas como uma contratação involuntária por conta do leilão A-1 de 2015 e migração de clientes livres para o mercado regulado.

O Ebitda reportado no 3T16 foi de R\$ 134,4 milhões, ante um Ebitda de R\$ 257,7 milhões no 3T15, apresentando redução de R\$ 123,3 milhões.

No acumulado do ano, o Ebitda ajustado pelo ativo possivelmente inexistente e pelo fundo de pensão foi de R\$ 677,1 milhões, contra R\$ 991,2 milhões nos 9M15. Os seguintes fatores explicam a redução de R\$ 314,2 milhões:

- (i) efeito negativo da retração de mercado que, apesar dos aumentos tarifários, contribuiu para uma redução de 67,4 milhões na margem;
- (ii) efeito negativo de R\$ 33,8 milhões da sobrecontratação de energia dado que nos 9M15 o efeito positivo foi de R\$ 50,0 milhões e nos 9M16 positivo em R\$ 16,2 milhões. No 2T16 tivemos o reconhecimento de R\$ 16,2 milhões da sobrecontratação de 2015 fruto da mudança de metodologia de preço de compra de energia (PMix), que deixou de reconhecer o risco hidrológico.
- (iii) R\$ 238,1 milhões referente ao aumento do PMSO gerenciável, incluindo R\$ 96,0 milhões destinados ao plano de recuperação dos indicadores de qualidade; parcialmente compensado por:
- (iv) efeito positivo em R\$ 25,1 referente aos custos não gerenciáveis, conforme mencionado acima.

O Ebitda reportado nos 9M16 foi de R\$ 506,2 milhões, ante Ebitda de R\$ 790,9 milhões nos 9M15, uma redução de R\$ 284,8 milhões.

---

<sup>10</sup> Ajustes referentes ao ativo possivelmente inexistente e despesas com fundo de pensão.



## RESULTADO FINANCEIRO

A Companhia registrou no 3T16 um resultado financeiro negativo em R\$ 61,4 milhões, ante resultado financeiro negativo de R\$ 147,0 milhões no 3T15. A redução de R\$ 85,5 milhões comparado ao 3T15 se deve, sobretudo, à variação cambial de Itaipu e atualização dos ativos financeiros setoriais.

Nos 9M16, a Companhia registrou resultado financeiro negativo em R\$ 136,7 milhões ante um resultado financeiro negativo em R\$ 273,2 milhões em 9M15, apresentando um efeito positivo de R\$ 136,5 milhões no comparativo dos períodos. Tal efeito ocorreu em função, principalmente, do efeito positivo da variação cambial de Itaipu.

As variações das receitas e despesas financeiras dos períodos estão detalhadas a seguir:

### Receitas Financeiras

As receitas financeiras totalizaram R\$ 130,3 milhões no 3T16, uma redução de 2,4% em relação aos R\$ 133,6 milhões registrados no 3T15. Esse desempenho é explicado pela:

- (i) redução de R\$ 19,2 milhões referente à atualização dos ativos financeiros setoriais líquido;
- (ii) redução de R\$ 18,7 milhões em atualização monetária e juros de precatórios judiciais em função da reversão de perdas de precatório das prefeituras de Embu-Guaçu e Rio Grande da Serra; parcialmente compensado pelo;
- (iii) aumento de R\$ 21,9 milhões referente ao aumento da renda com aplicações financeiras, fruto do maior saldo de disponibilidades no trimestre;
- (iv) aumento de R\$ 13,2 milhões referente a multas contratuais em contas de energia elétrica e aos juros e correção monetária sobre aquelas em atraso.

Nos 9M16, a Companhia registrou uma receita financeira de R\$ 360,3 milhões, aumento de 7,9% em relação aos R\$ 334,1 milhões nos 9M15. Esta variação pode ser explicada pelo:

- (i) aumento de R\$ 44,0 milhões referentes as multas, juros e correção monetária sobre as contas de energia elétrica em atraso em decorrência, principalmente, dos aumentos tarifários; e
- (ii) aumento de R\$ 14,9 milhões em função da maior renda de aplicações financeira; parcialmente compensado pela;
- (iii) redução de R\$ 39,0 milhões referentes atualização dos ativos financeiros setoriais líquido.

### Despesas Financeiras

As despesas financeiras do 3T16 totalizaram R\$ 188,2 milhões, em linha com o 3T15 (R\$ 188,3 milhões). As principais variações entre grupos estão detalhadas a seguir:

- (i) redução de R\$ 7,3 milhões de despesas com atualização monetária de tributos.
- (ii) redução na atualização monetária de processos judiciais e outros em R\$ 4,2 milhões; compensado pelo;
- (iii) aumento do encargo das dívidas em R\$ 10,4 milhões, principalmente em função do aumento da taxa CDI no período (14,13% no 3T16 vs. 13,97% no 3T15);

Nos 9M16, a Companhia registrou despesa financeira de R\$ 534,9 milhões, um aumento de 13,0% em relação aos R\$ 473,6 milhões do 9M15. Esta variação pode ser explicada pelo:

- (i) aumento do encargo das dívidas em R\$ 72,2 milhões, em função do aumento no saldo da dívida bruta (18ª e 19ª emissão de debêntures ao longo de 2015) e aumento da taxa CDI (13,09% nos 9M16 vs. 10,64% nos 9M15); parcialmente compensado pela;
- (ii) redução de R\$ 10,7 milhões de despesas com atualização monetária de processos judiciais, principalmente em função da reversão da provisão da Prefeitura de Pindamonhangaba no 1T15 (R\$ 5,9 milhões) e,
- (iii) redução de R\$ 17,4 milhões de despesas com atualização monetária de tributos.

### Variações Cambiais Líquidas

No 3T16, as variações cambiais líquidas apresentaram um prejuízo de R\$ 3,6 milhões, redução de 96,2% em relação ao prejuízo de R\$ 92,3 milhões registrados no 3T15, principalmente em função da alta do dólar americano no mesmo período do ano passado que reflete no descasamento de dois meses entre a provisão da energia de Itaipu e sua liquidação.

Nos 9M16, as variações cambiais líquidas apresentaram ganho de R\$ 37,9 milhões, contra prejuízo de R\$ 133,7 milhões nos 9M15, principalmente em função da tendência de queda do dólar americano utilizado na provisão da energia de Itaipu.

### LUCRO LÍQUIDO

No 3T16, a Companhia reportou um prejuízo líquido de R\$ 32,5 milhões versus um prejuízo líquido de R\$ 5,2 milhões no 3T15. Se, para fins de comparação, ajustarmos os resultados pelo efeito do ativo possivelmente inexistente na receita, a Companhia apresentou um prejuízo líquido de R\$ 33,7 milhões no 3T15, enquanto o prejuízo do 3T16 manteve-se inalterado já que a compensação do valor foi concluída ao final do ano regulatório 2015-2016. Essa variação se deu, principalmente, em função do:

- (i) efeito negativo de R\$ 43,9 milhões na margem, refletindo, principalmente, a redução de 2,9% do mercado total; e
- (ii) efeito negativo de R\$ 9,0 milhões de despesas operacionais; parcialmente compensado pelo:
- (iii) resultado financeiro maior no período em R\$ 56,5 milhões, principalmente em função do menor custo com variação cambial; e,
- (iv) efeito positivo de R\$ 4,7 milhões da sobrecontratação de energia dado que no 3T15 o efeito positivo foi em R\$ 0,7 milhão e no 3T16 foi positivo em R\$ 5,3 milhões.

Nos 9M16, a Companhia reportou um lucro líquido de R\$ 1,5 milhão ante um lucro líquido de R\$ 90,1 milhões nos 9M15. Se ajustarmos pelo ativo possivelmente inexistente, o prejuízo líquido ajustado nos 9M16 foi de R\$ 55,5 milhões versus lucro líquido ajustado de R\$ 66,4 milhões nos 9M15. Essa variação deve-se ao:

- (i) efeito negativo de R\$ 154,4 milhões do aumento das despesas operacionais;
- (ii) efeito negativo de R\$ 22,3 milhões da sobrecontratação de energia considerando
  - a. ganho de R\$ 33,0 milhões apresentado nos 9M15; e
  - b. reconhecimento, no 2T15, de um ganho de R\$ 10,7 milhões da sobrecontratação de 2015, refletindo o expurgo do Risco Hidrológico do cálculo do PMix.
- (iii) efeito negativo de R\$ 44,5 milhões na margem; parcialmente compensado por:
- (iv) redução de R\$ 12,3 milhões de depreciação e amortização em função do reconhecimento de uma despesa adicional de depreciação não recorrente nos 9M15; e
- (v) efeito positivo de R\$ 90,1 milhões com resultado financeiro, principalmente em função da variação cambial de Itaipu beneficiada pela valorização do Real.

### ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS LÍQUIDOS

Segundo as normas da Aneel, as diferenças entre os itens não gerenciáveis, considerados no reajuste tarifário anual e/ou revisão tarifária, e os valores efetivamente incorridos pelas distribuidoras devem ser registradas para efeitos regulatórios em contas temporárias no balanço patrimonial e na demonstração de resultados regulatórios das distribuidoras. Essas contas podem ser credoras ou devedoras, a depender da variação dos custos realizados nos ciclos tarifários. Eventuais saldos dos ciclos são adicionados ou reduzidos da tarifa no reajuste tarifário anual ou na revisão tarifária seguinte - o que for aplicável, e são amortizados no próximo ano tarifário (período de 12 meses após a data do reajuste ou revisão).

Com a adoção do IFRS nas demonstrações contábeis societárias em 2011, as variações dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos deixaram de ser contabilizadas nas demonstrações financeiras da Companhia, gerando volatilidade no resultado.

A partir de Dezembro de 2014, de acordo com a Orientação Técnica OCPC 08 - Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica, e com 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 determinados ativos e passivos.

No quadro abaixo está demonstrado o impacto das variações dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos no resultado antes dos tributos da AES Eletropaulo:

Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos*	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)
Itens regulatórios a serem compensados em ciclos futuros	(480,4)	163,9	-134,1%	(556,8)	723,0	-229,9%
Itens regulatórios de ciclos anteriores	174,7	(111,3)	-163,7%	(664,2)	808,7	-221,8%
<b>Total</b>	<b>(305,7)</b>	<b>52,7</b>	<b>-117,2%</b>	<b>(1.221,0)</b>	<b>1.531,7</b>	<b>-225,4%</b>

\* Os valores positivos representam acúmulo de passivo setorial e os valores negativos representam valores de ativo setorial líquido.

No 3T16, os itens a serem compensados em ciclos futuros correspondem a R\$ 163,9 milhões e os itens regulatórios de ciclos anteriores correspondem a -R\$ 111,3 milhões. Dessa forma, a variação dos itens regulatórios em relação à tarifa resultou efeito de R\$ 52,7 milhões, a ser eventualmente repassado aos seus consumidores, explicado, principalmente, pela:

- (i) R\$ 1.283 milhões de passivo setorial líquido da variação cambial referente ao descasamento entre a provisão e a liquidação da fatura de Itaipu, considerando a valorização do Real ante o Dólar americano ao longo do período competência do terceiro trimestre de 2016;
- (ii) passivo setorial líquido de R\$ 149,7 milhões fruto da redução pela Aneel do encargo CDE em janeiro e junho de 2016;
- (iii) R\$ 124,3 milhões de passivo setorial líquido referente ao encargo setorial de ESS como resultado da diminuição do PLD no período; parcialmente compensado por,
- (iv) efeito de R\$ 140,4 milhões de ativo setorial líquido referente à sobrecontratação de energia; sendo que o preço de mercado de curto prazo no período ficou menor que o custo médio dos contratos que constam no portfólio da companhia;
- (v) maior despesa com custos de energia contratada, resultando em ativo setorial líquido no período de R\$ 235,1 milhões;

No acumulado do ano, os itens a serem compensados em ciclos futuros correspondem a R\$ 723,0 milhões e os itens financeiros setoriais líquidos de ciclos anteriores correspondem a R\$ 808,7 milhões. Dessa forma, a variação dos itens financeiros setoriais líquidos em relação à tarifa resultou em um impacto positivo de R\$ 1.531,7 milhões, explicado, principalmente, pela:

- (i) menor despesa com custos de energia contratada, resultando em um passivo financeiro setorial líquido no período de R\$ 1.342,5 milhões;
- (ii) passivo setorial líquido de R\$ 886,6 milhões referente à redução do encargo CDE em janeiro e junho de 2016, apesar da retração do consumo no período;
- (iii) R\$ 810 milhões de passivo setorial líquido da variação cambial referente ao descasamento entre a provisão e a liquidação da fatura de Itaipu, considerando a tendência de valorização do Real ao longo de 2016.
- (iv) passivo setorial líquido de R\$ 59,7 milhões com energia de Itaipu, principalmente em função da valorização do real em relação ao dólar americano versus o câmbio considerado na tarifa; parcialmente compensados pelo:
- (v) acúmulo de R\$ 403,2 milhões de ativo financeiro setorial líquido referente à sobrecontratação de energia, sendo que o preço de mercado de curto prazo no período ficou menor que o custo médio dos contratos que constam no portfólio da companhia;

A variação de Parcela A estimada pela companhia para ser compensada em períodos futuros é de (-) R\$ 190,8 milhões em 30 de setembro de 2016. Já a variação de Parcela A, no mesmo período do ano anterior, era de (+) R\$ 1.491,5 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\$ 1.323,0 milhões (excluindo o efeito do corredor contábil no montante de R\$ 2.303,9 milhões).

Em 30 de setembro de 2016, as disponibilidades da Companhia somavam R\$ 1.335,4 milhões, valor R\$ 569,7 milhões superior ao mesmo período de 2015.

Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 3.686,1 milhões, uma redução de 13,4 % em relação ao 3T15. Essa redução deve-se principalmente a:

- (i) aumento de R\$569,74 milhões nas disponibilidades de caixa, em parte por conta da redução de saldo da CVA;
- (ii) amortização da 13ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 40 milhões em dezembro de 2015;
- (iii) amortização da 16ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 14,7 milhões em 2015 e de R\$ 133,2 milhões em 2016;
- (iv) amortização da CCB com o Bradesco, no valor de R\$ 180 milhões, em novembro e dezembro de 2015;

Parcialmente compensados pela:

- (i) 19ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 320 milhões;
- (ii) emissão da CCB com ABC, no valor de R\$ 70 milhões;
- (iii) liberações do FINEM, no valor de R\$ 15 milhões em 2015 e R\$ 149 milhões em 2016;
- (iv) aumento do saldo do leasing em R\$40 milhões;

Dívida - R\$ milhões	3T15	3T16	Var (%)
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	3.670,9	3.698,5	0,8%
Fundo de Pensão	1.349,6	1.323,0	-2,0%
(-) Disponibilidades <sup>1</sup>	765,7	1.335,4	74,4%
<b>Dívida Líquida</b>	<b>4.254,7</b>	<b>3.686,1</b>	<b>-13,37%</b>
EBITDA (LTM)	1.154,9	917,4	-20,6%
Despesa com FCESP (LTM)	308,0	336,2	9,2%
Ativos e Passivos regulatórios (LTM)	(221,3)	-	-100,0%
<b>EBITDA Ajustado (LTM)</b>	<b>1.241,5</b>	<b>1.253,7</b>	<b>0,98%</b>
<b>Despesa financeira sobre empréstimos<sup>2</sup></b>	<b>(417,6)</b>	<b>(524,7)</b>	<b>25,65%</b>
<b>Dívida Líquida<sup>2</sup>/EBITDA Ajustado</b>	<b>3,43</b>	<b>2,94</b>	<b>-14,21%</b>
<b>EBITDA Ajustado/Despesa financeira<sup>2</sup></b>	<b>(2,97)</b>	<b>(2,39)</b>	<b>-19,6%</b>

<sup>1</sup> - Caixa + Títulos e Valores Mobiliários;

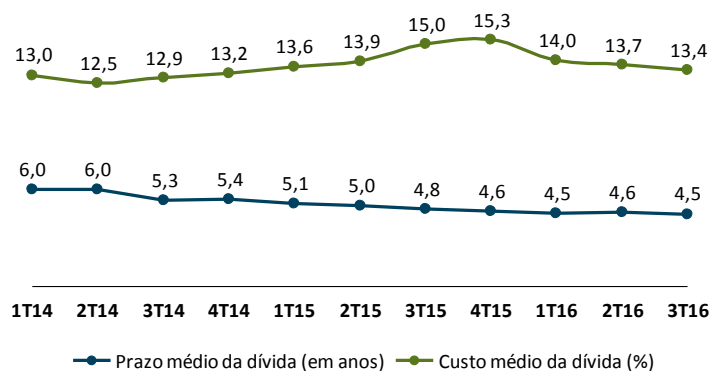
<sup>2</sup> - Desp. Fin. para fins de covenant, não considera reserva de reversão/fees de debêntures

Em 30 de setembro de 2015, a dívida da AES Eletropaulo atrelada ao CDI, de R\$ 3.326,8 milhões, tinha um custo médio de CDI + 1,66% a.a. e passou para R\$ 3.254,6 milhões, a um custo médio de CDI + 1,85 % a.a. em 30 de setembro de 2016 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 IGPD + 5,5% a.a.) em 30 de setembro de 2015 era de R\$ 1.556,8 milhões. Em 30 de setembro de 2016, este saldo passou a totalizar R\$ 1.688,7 milhões, ao custo médio de IGPD + 5,5% a.a.

O prazo médio da dívida em 30 de setembro de 2015 era de 4,80 anos patamar superior ao prazo de 4,46 anos de 30 de setembro de 2016, em função das novas emissões e pagamento de dívidas ao longo dos últimos doze meses. Considerando o Ebitda previsto nos covenants<sup>11</sup> dos últimos 12 meses findos em 30 de setembro de 2016, a AES Eletropaulo apresentou indicadores Dívida Líquida/Ebitda Ajustado de 2,94x, e Ebitda Ajustado/Despesa Financeira de 2,39x.

#### Custo e Prazo Médio da dívida

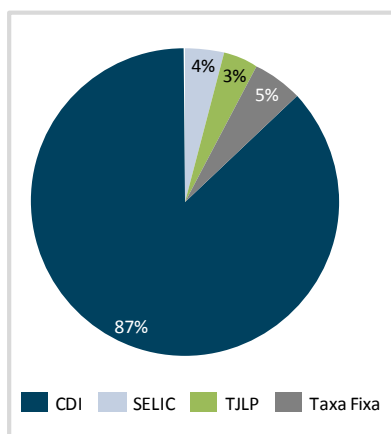


Os covenants da dívida são:

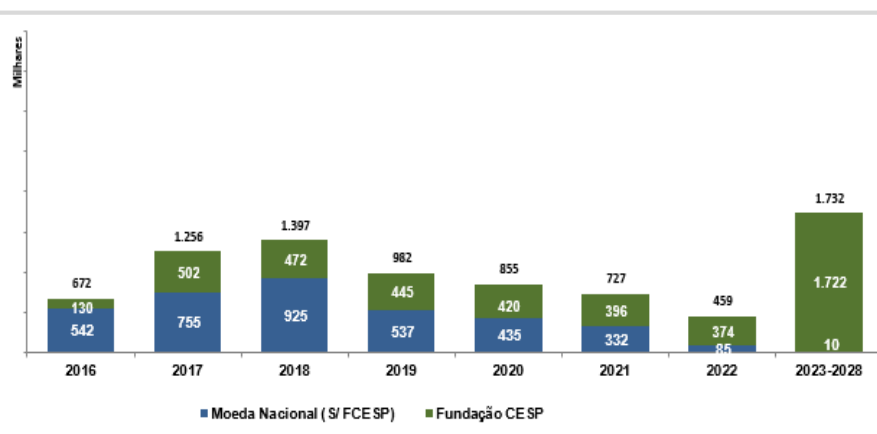
- (i) Dívida Líquida/Ebitda Ajustado não pode ser superior a 3,5x e
- (ii) Ebitda Ajustado/Despesa Financeira não pode ser inferior a 1,75x.

Desta forma, em 30 de setembro de 2016, 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\$ milhões<sup>12</sup>



<sup>11</sup>O 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.

<sup>12</sup> Fluxo composto por amortização de principal, juros acruados e saldo de diferidos, conforme "Nota Explicativa 15" das Informações Trimestrais da Companhia.



A tabela abaixo indica a escala de rating da AES Eletropaulo.

	Ratings	Fitch <sup>1</sup>	S&P <sup>2</sup>	Moody's <sup>3</sup>
Nacional		AA-	A-	A3
Internacional		BB	BB-	Ba3

Últimas atualizações:

1 - Fitch reafirmou o rating nacional e internacional em 09/2016

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

3 - Moody's reafirmou o rating nacional e internacional em 08/2016

## INVESTIMENTOS

No 3T16, a AES Eletropaulo investiu R\$ 187,8 milhões. Do total, R\$ 161,9 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 25,9 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes.

Investimentos - R\$ milhões	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)
Serviço ao consumidor e expansão do sistema	64,3	78,0	21,3%	176,9	208,1	17,7%
Confiabilidade operacional	14,0	58,6	318,9%	74,0	153,8	107,8%
Recuperação de perdas	2,0	2,0	0,3%	5,7	5,5	-4,4%
Tecnologia da Informação	16,6	11,1	-33,0%	39,3	29,5	-25,0%
Outros	7,8	12,2	56,6%	22,1	39,4	77,7%
<b>Total com Recursos Próprios</b>	<b>104,7</b>	<b>161,9</b>	<b>54,6%</b>	<b>318,1</b>	<b>436,2</b>	<b>37,2%</b>
Financiado pelo cliente	22,3	25,9	16,3%	67,3	69,7	3,6%
<b>Total</b>	<b>127,0</b>	<b>187,8</b>	<b>47,9%</b>	<b>385,4</b>	<b>506,0</b>	<b>31,3%</b>

### Principais Investimentos - 3T16

#### Serviços ao Cliente e Expansão do Sistema

Visa 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 3T16, R\$ 43,3 milhões foram investidos na adição de 66,6 mil novos clientes, na religação de 209,3 mil clientes e na regularização de 12,3 mil clientes clandestinos. Na expansão, foram investidos R\$ 34,7 milhões no sistema para a melhora da qualidade do fornecimento, com destaque para a conclusão de 15 recondutoramentos de saídas subterrâneas de circuitos de distribuição, além da adição 13 MVA de capacidade, que beneficiarão 64 mil clientes.

No acumulado de 2016, foram investidos R\$ 130,0 milhões na adição de 189,5 mil novos clientes, na religação de 518,8 mil clientes e na regularização de 36,7 mil clientes clandestinos e R\$ 78,1 milhões na qualidade do fornecimento, com destaque para a conclusão da ETD Cambuci, e 55 recondutoramentos de circuitos de distribuição.

#### 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 3T16 foram investidos R\$ 58,6 milhões em projetos de manutenção preventiva e corretiva da rede, além da modernização da subtransmissão e redes subterrâneas.

No acumulado de 2016 foram investidos R\$ 153,8 milhões em projetos de atendimento ao cliente e expansão do sistema.

### Recuperação de Perdas

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

No 3T16 o montante investido em recuperação de perdas atingiu R\$ 2,0 milhões. Foram realizadas 9,3 mil regularizações por meio de inspeções de fraude e anomalias.

No acumulado de 2016 foram investidos R\$ 5,5 milhões em recuperação de perdas.

### 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 3T16 foram investidos R\$ 11,1 milhões em projetos de TI na modernização e automação dos sistemas de distribuição e operação da Companhia.

No acumulado de 2016 foram investidos R\$ 29,5 milhões em projetos de TI.

### Outros

No 3T16, foram investidos R\$ 12,2 milhões em outros projetos principalmente referente a manutenções prediais e segurança eletrônica.

No acumulado de 2016 foram investidos R\$ 39,4 milhões.

### Financiado pelo Cliente

Os investimentos realizados pelos clientes totalizaram R\$ 25,9 milhões no trimestre e referem-se principalmente à conversão e remoção de redes e alteamento de linhas de alta tensão, entre outros.

No acumulado de 2016 foram investidos R\$ 69,7 milhões em projetos financiados pelo cliente.

## FLUXO DE CAIXA

Fluxo de Caixa - R\$ milhões	3T15	3T16	Var.	9M15	9M16	Var.
Saldo inicial de caixa	736,5	1.338,9	602,4	909,2	531,2	(378,0)
Geração de caixa operacional	(16,9)	441,9	458,9	301,8	2.011,5	1.709,7
Investimentos	(149,8)	(154,1)	(4,3)	(455,2)	(522,9)	(67,7)
Despesa Financeira Líquida / Amortizações Líquidas	277,5	(154,3)	(431,8)	193,4	(360,3)	(553,7)
Despesas com Fundo de Pensão	(49,8)	(129,1)	(79,3)	(142,9)	(286,8)	(144,0)
Imposto de Renda	(28,4)	(1,2)	27,2	(71,4)	(1,3)	70,0
Caixa restrito e/ou bloqueado	(3,3)	(6,7)	(3,4)	30,8	(35,8)	(66,6)
<b>Caixa livre</b>	<b>29,2</b>	<b>(3,5)</b>	<b>(32,7)</b>	<b>(143,4)</b>	<b>804,3</b>	<b>947,7</b>
Saldo final de caixa	765,7	1.335,4	569,7	765,7	1.335,4	569,7

### Destaques do Fluxo de Caixa do 3T15 em comparação ao 3T16

A Companhia registrou melhora de R\$ 458,9 milhões na geração de caixa operacional no 3T16 quando comparada ao 3T15 devido, principalmente:

- menores gastos com encargos setoriais no valor de R\$ 474,0 milhões, devido principalmente a queda nas despesas com CDE e CCRBT;
- redução dos gastos com energia no valor de R\$ 599,4 milhões, devido principalmente ao despacho térmico menor no período, queda na tarifa da energia de Itaipu; parcialmente compensado por:

- (iii) maiores gastos com despesas operacionais em R\$ 124,7 milhões, devido principalmente ao aumento dos gastos com pessoal e com o plano de recuperação dos indicadores de resultados durante o período; e,
- (iv) efeito negativo de R\$ 497,4 milhões na arrecadação líquida devido aos eventos tarifários de 2016 (redução da tarifa), redução de mercado e migração de clientes cativos para o mercado livre.

O saldo líquido do serviço da dívida, amortização e captação apresentou variação negativa de R\$ 431,8 milhões, devido ao menor volume de vencimentos e de novos financiamentos durante o 3T16 quando comparado com o 3T15.

#### **Destaques do Fluxo de Caixa do 9M15 em comparação ao 9M16**

A Companhia registrou melhora de R\$ 1.709,7 milhões na geração de caixa operacional nos 9M16 quando comparada aos 9M15 devido, principalmente:

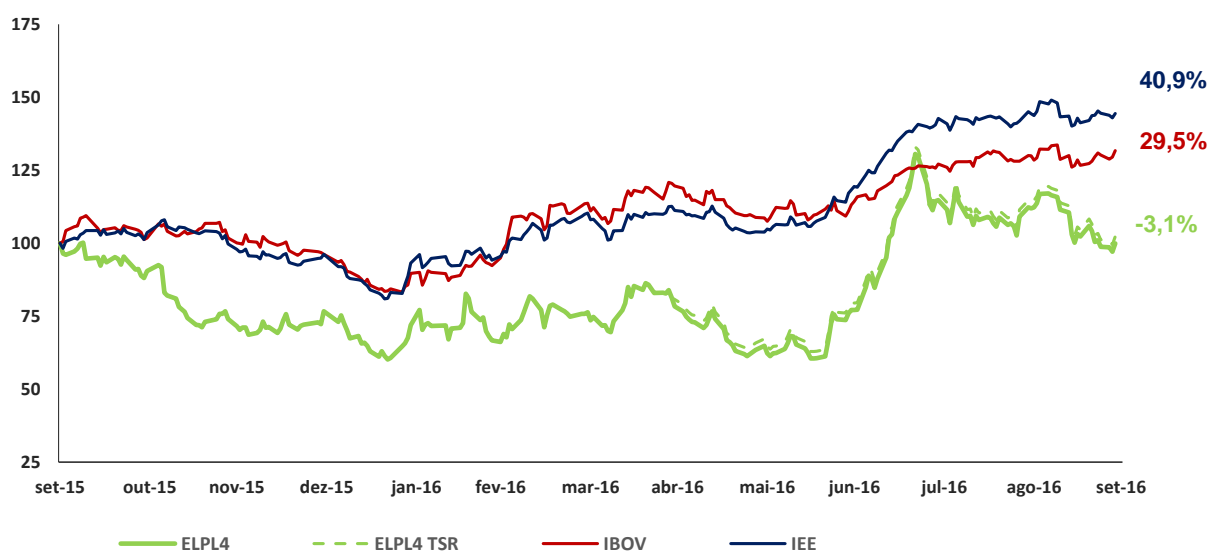
- (i) efeito positivo de R\$ 1.072,7 milhões referente a uma melhora na arrecadação líquida devido aos eventos tarifários de 2015;
- (ii) menor gasto com energia no valor de R\$ 915,9 milhões, devido principalmente ao despacho térmico menor no período, queda na tarifa da energia de Itaipu; parcialmente compensado por:
- (iii) maiores gastos com despesas operacionais em R\$ 312,2 milhões devido ao programa de recuperação dos indicadores de qualidade e gastos com pessoal.
- (iv) maior investimento no montante de R\$ 67,7 milhões em comparação ao 9M15.

## **MERCADO DE CAPITAIS**

As ações preferenciais da Companhia 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 3T16, as ações da AES Eletropaulo tiveram uma valorização desvalorização de 3,1% quando comparada aos últimos 12 meses, enquanto o IEE valorizou 40,9% e o Ibovespa 29,5%. O volume médio diário negociado neste mesmo período foi de 919 mil ações.

#### **Desempenho das ações (últimos 12 Meses<sup>1</sup>)**



1 - Base 100: 30/06/2015;

## DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

### SEGURANÇA E MEIO AMBIENTE

Um dos principais desempenhos sociais da AES Eletropaulo está relacionado com a segurança de colaboradores próprios, contratados e população.

No 3T16, registrou-se um aumento na taxa de acidentes com afastamento com colaboradores próprios para 0,28, frente a 0,04 no 3T15. Tal incremento está relacionado a incidentes de menor gravidade, sem relação com a energia elétrica. Em relação a taxa de acidentes com afastamento com colaboradores contratados, houve uma redução de 0,11 no 3T15 para 0,06. A taxa de acidentes sem afastamento teve um incremento de 0,26 para colaboradores próprios no 3T16 frente a 0,08 no 3T15. Também houve incremento de 0,55 para a mesma taxa relacionada a colaboradores contratados no 3T16 frente a 0,08 no 3T15. Como estratégia para reforçar a cultura de segurança, a empresa intensificou a realização dos Diálogos de Segurança nas áreas operacionais e, em conjunto com a área de Psicologia Operacional, está desenvolvendo um programa específico para a operação com foco em atenção concentrada. Também foram reforçados os treinamentos com a liderança imediata (Coordenadores/Supervisores Operacionais).

Em agosto de 2016 foi registrado um acidente de trânsito envolvendo uma equipe contratada, que resultou em uma fatalidade. A equipe deslocava-se em um caminhão tipo cesta aérea em direção à base operacional e, na tentativa de evitar uma colisão com o veículo que invadiu a faixa de rodagem do caminhão, acabou colidindo com um ônibus parado no acostamento da rodovia sem sinalização. Em 2015, duas fatalidades com colaboradores contratados foram registradas devido a um acidente durante deslocamento da equipe, em que o freio-motor não foi acionado. A companhia apoiou o desenvolvimento de um plano preventivo no uso de veículos pesados junto à empresa contratada e reforçou a importância da aplicação disciplinada dos procedimentos de segurança pelos colaboradores.

Metas	Indicadores	2014	2015	3T15	3T16
Zero acidente fatal com colaboradores próprios e contratados	Nº acidentes fatais	0	2	2	1
Registrar taxa abaixo de 0,14 para acidentes com afastamento, em 2016	<i>LTI Rate*- próprios</i>	0,04	0,07	0,04	0,28
	<i>LTI Rate*- contratados</i>	0,07	0,11	0,11	0,06
Registrar taxa abaixo de 0,81 para acidentes sem afastamento, em 2016	<i>Recordable Rate**- próprios</i>	0,11	0,08	0,08	0,26
	<i>Recordable Rate**- contratados</i>	0,09	0,19	0,08	0,55
Reduzir em 10% os acidentes com a população em 2016	Nº de acidentes totais	68	91	72	69

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

\*\* Taxa de incidentes com tempo perdido (acidentes típicos, com 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.

Quanto aos acidentes com a população, o resultado acumulado do 3T16 está 4% abaixo do mesmo período do ano anterior. Foram registradas 12 fatalidades, mesmo valor acumulado até o 3T15. Os eventos têm como característica envolverem atividades de construção informal e em regiões de baixa renda.

Realizamos continuamente palestras com foco nos perigos envolvendo a rede elétrica, e estamos capacitando um contingente maior de colaboradores visando atingir mais pessoas com informações sobre o uso eficiente e seguro da energia elétrica. Além disso, mantivemos as campanhas de mídia de massa (TV, rádio e metrô) e Blitz de segurança nas regiões de baixa renda.

Firmamos, também, uma parceria com o SENAI (unidade Tatuapé, São Paulo) para a realização de palestras com foco nos perigos envolvendo a rede elétrica em atividades de construção civil. Até o 3T16, atingimos 300 pessoas por meio desta parceria.

Quanto ao desempenho ambiental, não foi possível evitar emissões de gases de efeito estufa\* no 3T16 devido, principalmente, ao aumento de perdas globais.

Indicador de desempenho	1S15	1S16	2T15	2T16	3T15	3T16
Consumo de energia elétrica (em MWh)	19.897	20.695	9.786	10.253	9.923	9.870
GWh de perdas globais	2.231	2.326	1.114	1.170	1.162	1.190

\*Até a divulgação deste release, o fator de emissão da matriz elétrica brasileira referente ao mês de setembro não foi publicado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. A média dos fatores dos meses de julho e agosto foi utilizada nas estimativas de gases de efeito estufa.

## ENGAJAMENTO DE PÚBLICOS DE RELACIONAMENTO

### INSTITUTO AES

Em outubro de 2016, foi lançado o Instituto AES, que 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. Através do Instituto a AES Eletropaulo pretende expandir projetos sociais estratégicos como o Recicle Mais Pague Menos, que permite que os clientes troquem resíduos por descontos na conta e contribui, assim, para a gestão da receita da companhia. Três pilares de atuação foram definidos: (i) formação do cidadão, (ii) inovação para o desenvolvimento social e (iii) empreendedorismo consciente.

A missão do Instituto está alinhada à estratégia de negócios, à inovação e ao crescimento da AES Brasil, e os projetos serão desenvolvidos em rede, incluindo os beneficiários, as comunidades e os parceiros. Com isso, os recursos próprios e incentivados investidos em projetos sociais serão alocados com mais assertividade em relação ao potencial de impacto socioambiental. A nova organização contribuirá diretamente para gerar valor compartilhado entre os públicos de relacionamento da AES Brasil, por meio do fortalecimento de laços com as comunidades e clientes, da redução de riscos reputacionais e do mapeamento de oportunidades de soluções inclusivas de energia.

### COLABORADORES E COMUNIDADES

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

Um dos objetivos da AES Eletropaulo é a retenção de seus colaboradores. Em 2016, a satisfação no ambiente de trabalho atingiu 81%, abaixo da meta de 85%. Em 2015, esse índice foi de 78%. A companhia foi reconhecida entre as 150 Melhores Empresas para Trabalhar pela Revista Você S/A.

Um dos principais indicadores é a rotatividade voluntária, que no 3T16 apresentou redução em relação ao 3T15 (0,25% vs. 0,27%).

Indicador de desempenho	2014	2015	1T15	2T15	3T15	1T16	2T16	3T16
Rotatividade voluntária	1,98%	1,30%	0,35%	0,54%	0,27%	0,35%	0,28%	0,25%

Nas comunidades onde atua, a AES Eletropaulo regularizou ligações elétricas de 12,3 mil famílias - cerca de 49 mil pessoas. 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. A meta de regularização para 2016 é de 45 mil ligações, das quais 36,8 mil já foram realizadas até o 3T16.

Indicador de desempenho	2014	2015	1T15	2T15	3T15	1T16	2T16	3T16
Número de ligações regularizadas	58.657	67.043	14.616	19.151	18.289	12.636	11.418	12.329



Em outubro de 2016 foi lançado o Instituto AES, que consolida a atuação social voluntária das empresas do grupo visando dar maior capilaridade e impacto aos projetos já existentes, e criar novas possibilidades de impacto social. Três pilares de atuação foram definidos: formação do cidadão, inovação para o desenvolvimento social e empreendedorismo consciente. A missão do Instituto está alinhada à estratégia de negócios, inovação e crescimento da AES, e os projetos serão desenvolvidos em rede, incluindo os beneficiários, comunidades e parceiros. Com isso, os recursos próprios e incentivados investidos em projetos sociais serão alocados com mais assertividade em relação ao potencial de impacto socioambiental. A nova organização contribuirá diretamente para gerar valor compartilhado entre os públicos de relacionamento da AES, por meio do fortalecimento de laços com as comunidades e clientes, redução de riscos reputacionais e mapeamento de oportunidades de soluções inclusivas de energia.

## GOVERNANÇA CORPORATIVA

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

No âmbito interno, a AES 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 dezenove membros, sendo dez membros efetivos e nove 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 é membro independente e não possui suplente e um efetivo e respectivo suplente foi indicado/eleito por acionistas minoritários detentores de ações preferenciais. 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 normalmente 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 as propostas dos órgãos da administração a serem submetidos em assembleia geral. O Conselho Fiscal da Companhia é atualmente composto por dez membros, sendo cinco membros efetivos e respectivos suplentes, dos quais: dois efetivos e respectivos suplentes foram indicados pelo acionista controlador, um efetivo e respectivo suplente foi indicado pela BNDESPAR; um efetivo e respectivo suplente foi indicado pelos acionistas minoritários ordinários; e um efetivo e respectivo suplente foi indicado pelos acionistas minoritários preferencialistas.

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

## TRANSPARÊNCIA E ÉTICA

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

## OUTROS EVENTOS

### Ativo possivelmente inexistente

Em 01 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 03 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\$ 326 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 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 02 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 05 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 07 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 5 de maio de 2015 a Companhia recebeu o Auto de Infração nº 1014/2015-SFF emitido pela Aneel no montante de R\$ 143,3 milhões, em função de seu entendimento de que a Companhia descumpriu o Termo de Notificação mencionado na nota explicativa nº 18.2.25, o qual determinava o registro contábil nos livros regulatórios do componente financeiro negativo de R\$ 626,1 milhões e suas atualizações (Cabo).

A Administração da Companhia mantém seu entendimento de que seguiu as regras estabelecidas pelo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSPEE, e, portanto, vem adotando todas as medidas cabíveis nas esferas administrativas e judiciais, para o cancelamento do referido Auto de Infração.

Tendo em vista a avaliação de seus advogados quanto às chances de perda na discussão do Auto de Infração ser possível, bem como pelo fato de não haver expectativa de desembolso de caixa futuro quanto ao referido Auto, nenhuma provisão foi constituída. Em 30 de setembro de 2016, o valor atualizado da devolução tarifária em discussão é de R\$ 768,5 milhões.

### **CTEEP/Eletróbrás - Contrato de Financiamento**

Em 17 de setembro de 2015, foi divulgado o laudo pericial sobre a disputa judicial que envolve a Eletróbrás - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletróbrás), a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP) e a Companhia quanto à responsabilidade pelo pagamento do saldo do empréstimo contratado pela Eletropaulo - Eletricidade de São Paulo, à época controlada pelo Estado de São Paulo, junto à Eletróbrás, em 30 de outubro de 1986 (Empréstimo).

O laudo é a primeira manifestação do perito judicial nomeado para auxiliar o Juízo de primeira instância (5ª Vara da Comarca do Rio de Janeiro) no esclarecimento de fatos. O documento, apesar de reconhecer as premissas técnicas defendidas pela AES Eletropaulo concernentes ao processo de cisão (anterior à privatização), emite opinião no sentido de que a responsabilidade pelo pagamento da diferença de correção do saldo do Empréstimo teria ficado com a Companhia.

Em 30 de setembro de 2015, a Eletropaulo protocolou junto à 5ª Vara Civil da Comarca do Rio de Janeiro o parecer dos assistentes técnicos a respeito do laudo e foram apresentados novos questionamentos ao perito judicial. Na mesma data, a CTEEP protocolou os seus comentários ao laudo e, em 06 de outubro de 2015, a Eletróbrás apresentou novos quesitos ao Perito, requerendo a definição dos critérios de correção e o cálculo atualizado da dívida.

Em 25 de abril de 2016, a Eletropaulo apresentou em juízo pareceres de renomados contadores indicando que a Eletropaulo não é responsável pela dívida e, em 12 de maio de 2016, 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 correto, o qual não considera a aplicação de juros moratórios sobre a dívida após a data da cisão da Eletropaulo -

Eletropaulo, que ocorreu em 1º de janeiro de 1998. Entende a Eletropaulo que não há inadimplemento culposo por parte do devedor (Eletropaulo ou CTEEP), haja vista que a própria Eletrobrás reconhece a indefinição acerca da responsabilidade sobre o pagamento da dívida. Em 30 de setembro, segundo o critério de cálculo defendido pela Eletropaulo, o valor da dívida seria de R\$ 840,2 milhões.

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

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

Ainda não há decisão do Juízo sobre o tema.

Sobrevindo decisão desfavorável de mérito, a Eletropaulo recorrerá ao Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, requerendo efeito suspensivo para obstar eventual execução pela Eletrobrás antes que o Tribunal se pronuncie sobre a questão.

Caso não seja obtido o efeito suspensivo referido acima ou seja posteriormente encerrado o Procedimento Judicial de Liquidação de Sentença com decisão final desfavorável à Eletropaulo, a Eletrobrás poderá seguir com o processo de execução contra a Companhia. Será, então, necessário apresentar garantia nos termos do Código de Processo Civil Brasileiro.

É possível que, prosseguindo a execução, seja requerido o levantamento da garantia pela Eletrobrás, 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. Em 30 de setembro de 2016, o valor da dívida, segundo os critérios defendidos pela Eletrobrás, é de aproximadamente R\$1,93 bilhão.

### **Renovação das Concessões**

A ANEEL, em 10 de junho de 2015, abriu Audiência Pública (AP nº 038/2015) com objetivo de obter subsídios para o aprimoramento do modelo de termo aditivo ao contrato de concessão para a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica.

Em 10 de setembro de 2015, visando à estabilidade, previsibilidade e segurança jurídica, o Tribunal de Contas da União (TCU) determinou que a ANEEL regulamentasse alguns pontos que constavam em aberto na minuta do aditivo.

Em cumprimento a esta orientação do TCU, em 24 de setembro de 2015, a agência reabriu a audiência pública, com período para envio de contribuição de 25/9/2015 a 5/10/2015, visando obter subsídios exclusivamente a respeito dos critérios objetivos ensejadores da extinção da concessão e relacionados à apuração da qualidade do serviço e da gestão econômico-financeira.

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. Os descumprimentos dos limites podem resultar em caducidade da concessão ou, também, em limitações à distribuição de resultados financeiros aos acionistas das empresas que aderirem a renovação das concessões.

A ANEEL, para regulamentar a limitação de dividendos, promoveu audiência pública (AP034/2016) no período de 16/06 a 18/07. Já para regulamentar as regras tarifárias de quem aderiu ao novo teto do contrato de concessão, a ANEEL abriu a Audiência Pública nº 58/2016. O regulador ainda avaliará as manifestações para emitir norma regulamentadora acerca do tema.



### Liminar ABRACE

Desde 2015, algumas associações de agentes do setor elétrico vêm 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).

Em resumo, a liminar determinava a exclusão do pagamento dos associados da ABRACE de itens de custos da CDE relacionados (i) à indenização das concessões renovadas, (ii) à subvenção para a redução tarifária equilibrada, (iii) aos saldos a pagar da CDE em 2014, (iv) ao atraso das obras associadas às interligações de Manaus e Macapá ao Sistema Interligado Nacional; (v) ao valor que ultrapassar o preço de referência do transporte de gás natural do gasoduto Urucu-Coari-Manaus e (vi) ao combustível das Fases A e B da UTE Presidente Médici.

Para cumprir tal decisão, e como resultado da Audiência Pública nº 057/15, a ANEEL publicou em setembro de 2015 a Resolução Homologatória nº 1.967/2015, na qual definiu tarifas específicas para os clientes associados à ABRACE. Desse modo, tais clientes passaram a pagar tarifas reduzidas e como não houve uma redução do pagamento da cota da CDE à Eletrobrás por parte das distribuidoras, estas passaram a assumir um custo financeiro até o seu próximo reajuste tarifário anual, quando a parcela desonerada da CDE aos associados da ABRACE seria rateada para os demais consumidores.

Em dezembro de 2015, por meio de decisão judicial, a qual deu provimento ao agravo de instrumento interposto pela ABRADÉE, as distribuidoras ficaram desobrigadas a repassar à Eletrobrás, a partir de janeiro de 2016, os valores não arrecadados da CDE dos clientes associados à liminar ABRACE.

Em junho de 2016, com o aumento dos processos judiciais contestando o encargo CDE após a liminar concedida à ABRACE, a ANEEL decidiu alterar a metodologia ora utilizada para a aplicação das liminares, conforme detalhado no Despacho ANEEL nº 1.576/16 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 do valor não arrecadado devido a liminares e (ii) não haverá mais a necessidade de se apurar um componente financeiro para ser considerado nos reajustes tarifários.

Assim, para a AES Eletropaulo, não foi considerado no reajuste tarifário de 2016 componente financeiro relativo a liminar da ABRACE.

Em setembro de 2016, a ANEEL publicou o Despacho nº 2.634, de 30 de setembro de 2016, atendendo nova liminar obtida pela ABRACE, isentando seus associados da (i) indenização de concessões de geração, (ii) obrigações pendentes da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, (iv) recomposição do saldo da Reserva Global de Reversão - RGR, (v) parcela da CCC que cabe à Amazonas Distribuidora de Energia S.A., e (vi) parcela do custo das térmicas a gás natural do Sistema Manaus que excede o Preço de Liquidação de Diferenças - PLD, dentro da quota de CDE de 2016.



## EQUIPE DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

<b>Gerência de Relações com Investidores</b>		
Tel.: (11) 2195-7048 / ri.aeseletropaulo@aes.com		
<b>Gerente de RI</b>		
Isabela Klemes Taveira	isabela.taveira@aes.com	(11) 2195-2212
<b>Analistas de RI</b>		
Danielle Mioni Acuy	danielle.mioni@aes.com	(11) 2195-2213
Ivan Martins Vaz	ivan.martins@aes.com	(11) 2195-2827
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 - GWh <sup>1</sup>	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)
Residencial	3.965,9	4.055,2	2,3%	12.038,9	12.013,4	-0,2%
Comercial	2.939,0	2.767,5	-5,8%	9.329,7	9.029,7	-3,2%
Industrial	1.177,9	1.024,9	-13,0%	3.565,9	3.151,9	-11,6%
Demais	692,7	676,4	-2,3%	2.102,9	2.070,2	-1,6%
<b>Mercado Cativo</b>	<b>8.775,5</b>	<b>8.524,1</b>	<b>-2,9%</b>	<b>27.037,4</b>	<b>26.265,1</b>	<b>-2,9%</b>
Clientes Livres	1.938,1	2.082,5	7,5%	6.098,7	6.061,8	-0,6%
<b>Mercado Total</b>	<b>10.713,6</b>	<b>10.606,6</b>	<b>-1,0%</b>	<b>33.136,1</b>	<b>32.327,0</b>	<b>-2,4%</b>
Consumo total (inclusive Clientes Livres) - GWh <sup>1</sup>	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)
Residencial	3.965,9	4.055,2	2,3%	12.038,9	12.013,4	-0,2%
Comercial	3.436,5	3.343,4	-2,7%	10.961,1	10.735,2	-2,1%
Industrial	2.276,9	2.209,4	-3,0%	7.002,9	6.504,9	-7,1%
Demais	1.034,3	998,6	-3,5%	3.133,1	3.073,5	-1,9%
<b>Total</b>	<b>10.713,6</b>	<b>10.606,6</b>	<b>-1,0%</b>	<b>33.136,1</b>	<b>32.327,0</b>	<b>-2,4%</b>

1 - Não inclui Consumo Próprio

Faturamento - R\$ Milhões	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)
Residencial	1.963,3	1.777,9	-9,4%	5.010,6	5.602,0	11,8%
Industrial	538,8	407,2	-24,4%	1.426,8	1.346,2	-5,6%
Comercial	1.426,8	1.162,2	-18,5%	3.936,8	4.054,6	3,0%
Demais	280,2	230,7	-17,7%	737,8	762,8	3,4%
<b>Total</b>	<b>4.209,2</b>	<b>3.578,1</b>	<b>-15,0%</b>	<b>11.111,9</b>	<b>11.765,7</b>	<b>5,9%</b>

Consumo Clientes Livres - GWh	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)
Comercial	497,5	575,9	15,7%	1.631,5	1.705,5	4,5%
Industrial	1.098,9	1.184,5	7,8%	3.437,0	3.353,0	-2,4%
Demais	341,6	322,1	-5,7%	1.030,2	1.003,4	-2,6%
<b>Total</b>	<b>1.938,1</b>	<b>2.082,5</b>	<b>7,5%</b>	<b>6.098,7</b>	<b>6.061,8</b>	<b>-0,6%</b>

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição TUSD	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)
Receita Líquida	203,8	201,6	-1,1%	522,6	616,4	18,0%
GWh	1.938,1	2.082,5	7,5%	6.098,7	6.061,8	-0,6%
<b>Tarifa (R\$ mil / GWh)</b>	<b>105,1</b>	<b>96,8</b>	<b>-7,9%</b>	<b>85,7</b>	<b>101,7</b>	<b>18,7%</b>

Fonte de compra de energia	Tarifa Média de Energia Comprada por fonte R\$/MWh						Participação da fonte			
	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)	3T15	3T16	9M15	9M16
AES Tietê	217,5	-	-100,0%	210,1	-	-100,0%	24,9%	0,0%	24,9%	0,0%
Itaipú	309,1	186,7	-39,6%	270,8	198,0	-26,9%	20,7%	20,4%	20,7%	20,4%
Leilão	180,6	162,6	-9,9%	200,8	146,6	-27,0%	52,5%	77,7%	52,4%	77,6%
<i>Térmica</i>	225,2	179,0	-20,5%	253,0	181,9	-28,1%	17,6%	22,7%	17,5%	22,6%
<i>Hídrica</i>	158,0	155,9	-1,4%	174,6	132,0	-24,4%	34,9%	55,0%	34,9%	55,0%
Outros	268,4	403,5	50,3%	261,0	372,6	42,7%	2,0%	1,9%	2,0%	2,0%
<b>Tarifa</b>	<b>218,0</b>	<b>172,0</b>	<b>-21,1%</b>	<b>218,8</b>	<b>161,5</b>	<b>-26,2%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Volume de Energia Comprado por Fonte (GWh)	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)
AES Tietê	2.800	-	-100,0%	8.309	-	-100,0%
Itaipú	2.325	2.262	-2,7%	6.913	6.853	-0,9%
Leilão	5.911	8.602	45,5%	17.489	26.004	48,7%
<i>Térmica</i>	1.984	2.511	26,5%	5.839	7.584	29,9%
<i>Hídrica</i>	3.927	6.091	55,1%	11.650	18.420	58,1%
Energia no Curto Prazo	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Outros	220	205	-6,6%	678	659	-2,8%
<b>Volume</b>	<b>11.256</b>	<b>11.069</b>	<b>-1,7%</b>	<b>33.389</b>	<b>33.517</b>	<b>0,4%</b>

Receita Líquida - R\$ milhões	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)
Residencial	2.240,2	2.217,9	-1,0%	5.785,7	6.830,9	18,1%
Comercial	498,5	492,0	-1,3%	1.319,6	1.507,8	14,3%
Industrial	1.663,7	1.398,1	-16,0%	4.612,9	4.845,7	5,0%
Rural	1,1	0,8	-27,9%	2,8	3,0	9,3%
Poder Público	147,1	137,1	-6,8%	394,9	447,3	13,3%
Iluminação Pública	68,9	62,8	-8,9%	178,4	194,1	8,8%
Serviço Público	67,2	62,8	-6,6%	176,4	201,0	14,0%
Bandeira Tarifária	467,1	0,1	-100,0%	1.214,1	336,5	-72,3%
Remuneração do ativo financeiro	55,4	70,8	27,9%	142,1	200,7	41,2%
<b>Total de Fornecimento</b>	<b>5.209,2</b>	<b>4.442,2</b>	<b>-14,7%</b>	<b>13.826,7</b>	<b>14.567,0</b>	<b>5,4%</b>
Energia no Curto Prazo	208,2	210,3	1,0%	629,8	435,1	-30,9%
Não Faturado	117,7	(122,3)	-203,9%	352,6	(184,3)	-152,3%
Dif. de alíquota - PIS/Cofins - Consumidor	55,9	(41,9)	-174,9%	(25,2)	(8,1)	-68,1%
Rec. Disponibilidade da Rede Elétrica (TUSD)	238,9	229,0	-4,2%	635,7	709,1	11,5%
Subvenção recursos CDE	52,0	63,5	22,2%	166,5	186,4	11,9%
Receita de construção	119,1	191,5	60,8%	385,4	513,5	33,3%
Ativo (Passivo) Financeiro Setorial	632,6	(66,4)	-110,5%	1.812,0	(1.056,2)	-158,3%
Atualização do ativo financeiro da concessão	36,3	35,6	-2,1%	103,5	127,8	23,4%
Outros	31,5	39,4	25,2%	96,2	110,1	14,4%
<b>Total Outros</b>	<b>1.492,3</b>	<b>538,7</b>	<b>-63,9%</b>	<b>4.148,9</b>	<b>833,3</b>	<b>-79,9%</b>
<b>Total Receita Bruta</b>	<b>6.701,5</b>	<b>4.980,9</b>	<b>-25,7%</b>	<b>17.975,6</b>	<b>15.400,3</b>	<b>-14,3%</b>
<b>Dedução do Resultado Bruto</b>	<b>(3.137,5)</b>	<b>(2.061,8)</b>	<b>-34,3%</b>	<b>(7.757,2)</b>	<b>(6.800,5)</b>	<b>-12,3%</b>
<b>ICMS</b>	<b>(1.040,9)</b>	<b>(902,7)</b>	<b>-13,3%</b>	<b>(2.770,0)</b>	<b>(2.925,7)</b>	<b>5,6%</b>
Residencial	(516,9)	(477,2)	-7,7%	(1.341,5)	(1.485,8)	10,8%
Comercial	(331,5)	(270,7)	-18,3%	(921,4)	(938,9)	1,9%
Industrial	(143,5)	(113,3)	-21,1%	(379,0)	(365,8)	-3,5%
Rural	(0,0)	(0,0)	-10,1%	(0,1)	(0,1)	-24,7%
Poder Público	(17,6)	(15,5)	-11,7%	(47,6)	(51,0)	7,1%
Iluminação Pública	(14,6)	(11,5)	-21,2%	(37,5)	(36,6)	-2,6%
Serviço Público	(16,9)	(14,5)	-14,1%	(42,8)	(47,6)	11,2%
<b>Encargos do Consumidor</b>	<b>(1.516,7)</b>	<b>(691,2)</b>	<b>-54,4%</b>	<b>(3.563,9)</b>	<b>(2.416,1)</b>	<b>-32,2%</b>
PROINFA	(11,8)	(9,8)	-17,4%	(35,3)	(31,8)	-9,8%
Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	(30,3)	(26,6)	-12,2%	(90,0)	(77,5)	-14,0%
CCC	-	-	n.a.	-	-	n.a.
CDE	(1.020,3)	(654,8)	-35,8%	(2.149,3)	(2.039,4)	-5,1%
Bandeira Tarifária (CCRBT)	(454,3)	(0,1)	-100,0%	(1.289,4)	(267,5)	-79,3%
Outros (PIS, Cofins e ISS)	(576,4)	(464,1)	-19,5%	(1.411,7)	(1.447,6)	2,5%
Taxa de Fiscalização da Aneel	(3,6)	(3,8)	5,7%	(11,6)	(11,0)	-4,9%
<b>Receita Líquida</b>	<b>3.564,0</b>	<b>2.919,1</b>	<b>-18,1%</b>	<b>10.218,4</b>	<b>8.599,8</b>	<b>-15,8%</b>

Custos e Despesas Operacionais* (R\$ milhões)	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)
<b>Parcela A</b>	<b>2.555,3</b>	<b>1.947,8</b>	<b>-23,8%</b>	<b>7.411,2</b>	<b>5.715,2</b>	<b>-22,9%</b>
Energia Comprada para Revenda	2.213,2	1.732,5	-21,7%	6.562,4	4.909,7	-25,2%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	342,1	215,2	-37,1%	848,9	805,5	-5,1%
<b>PMSO</b>	<b>631,9</b>	<b>645,5</b>	<b>2,2%</b>	<b>1.630,9</b>	<b>1.864,9</b>	<b>14,4%</b>
Pessoal e Entidade de Previdência	264,2	307,7	16,5%	751,9	846,0	12,5%
Pessoal	185,5	210,1	13,3%	515,7	588,8	14,2%
Entidade de Previdência	78,7	97,6	24,0%	236,3	257,2	8,9%
Materiais	(4,4)	19,5	-544,9%	16,9	60,0	255,7%
Serviços de Terceiros	146,2	144,9	-0,9%	372,1	426,6	14,7%
Outros	225,9	173,3	-23,3%	490,0	532,3	8,6%
<b>Total</b>	<b>3.187,2</b>	<b>2.593,2</b>	<b>-18,6%</b>	<b>9.042,1</b>	<b>7.580,1</b>	<b>-16,2%</b>

\* Não considera custo de construção e Depreciação/Amortização

PMSO - R\$ milhões	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)
Pessoal	264,2	307,7	16,5%	751,9	846,0	12,5%
Material	(4,4)	19,5	-544,9%	16,9	60,0	255,7%
Serviços de Terceiros	146,2	144,9	-0,9%	372,1	426,6	14,7%
Outras Despesas	225,9	173,3	-23,3%	490,0	532,3	8,6%
<b>PMSO Reportado</b>	<b>631,9</b>	<b>645,5</b>	<b>2,2%</b>	<b>1.630,9</b>	<b>1.864,9</b>	<b>14,4%</b>
Entidade de Previdência	78,7	97,6	24,0%	236,3	257,2	8,9%
PCLD e Baixas	46,8	80,8	72,8%	118,5	238,2	100,9%
Contingências	116,9	8,5	-92,7%	154,8	34,1	-78,0%
Outros	77,0	42,5	-44,9%	170,3	146,4	-14,1%
<i>Provisões operacionais - Outras (Nível 2)</i>	<i>(8,3)</i>	<i>(9,3)</i>	<i>12,7%</i>	<i>(26,2)</i>	<i>(26,0)</i>	<i>-0,6%</i>
<i>Outras Receitas Operacionais</i>	<i>(1,6)</i>	<i>(3,5)</i>	<i>112,8%</i>	<i>(4,7)</i>	<i>(9,8)</i>	<i>107,0%</i>
<i>Outras Despesas Operacionais</i>	<i>17,9</i>	<i>14,1</i>	<i>-21,2%</i>	<i>71,2</i>	<i>37,3</i>	<i>-47,6%</i>
<i>Outros (Gerencial)</i>	<i>69,0</i>	<i>41,2</i>	<i>-40,4%</i>	<i>130,1</i>	<i>144,9</i>	<i>11,4%</i>
<b>PMSO - excluindo não gerenciáveis</b>	<b>312,5</b>	<b>416,0</b>	<b>33,1%</b>	<b>950,9</b>	<b>1.189,1</b>	<b>25,1%</b>

Pessoal - R\$ milhões	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)
Pessoal e Encargos	185,5	210,1	13,3%	515,7	588,8	14,2%
Entidade de Previdência Privada	78,7	97,6	24,0%	236,3	257,2	8,9%
<b>Total</b>	<b>264,2</b>	<b>307,7</b>	<b>16,5%</b>	<b>751,9</b>	<b>846,0</b>	<b>12,5%</b>

Outras Despesas Operacionais - R\$ milhões	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)
PCLD	46,8	80,8	72,8%	118,5	238,2	100,9%
Provisão de Litígio e Contingências	116,9	8,5	-92,7%	154,8	34,1	-78,0%
Demais despesas*	62,3	84,0	34,8%	216,6	260,0	20,1%
<b>Total</b>	<b>225,9</b>	<b>173,3</b>	<b>-23,3%</b>	<b>490,0</b>	<b>532,3</b>	<b>8,6%</b>

\* Multas, arrendamentos e aluguéis, indenizações, perdas e danos, publicidade, tarifas bancárias, IPTU, baixa de ativos, etc

Resultado Financeiro - R\$ milhões	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(147,0)</b>	<b>(61,4)</b>	<b>58,2%</b>	<b>(273,2)</b>	<b>(136,7)</b>	<b>-50,0%</b>
<b>Receita Financeira</b>	<b>133,6</b>	<b>130,3</b>	<b>2,4%</b>	<b>334,1</b>	<b>360,3</b>	<b>7,9%</b>
Renda de aplicações financeiras	15,7	37,5	139,6%	57,0	71,9	26,1%
Multas sobre contas de energia elétrica em atraso	28,8	29,3	1,8%	73,3	91,4	24,6%
Atualização monetária e juros sobre contas de energia elétrica	18,0	30,6	70,5%	54,5	80,5	47,6%
Multas contratuais	1,7	4,1	141,9%	4,6	11,9	157,2%
Subvenções governamentais	0,6	1,0	61,6%	1,9	2,9	54,8%
Atualização de créditos tributários	0,5	10,2	1977,2%	0,5	10,5	1848,9%
Atualização monetária dos depósitos judiciais	10,1	0,2	98,0%	26,0	18,4	-29,1%
Receita financeira da alienação de imóvel	0,2	14,9	9039,3%	1,1	18,0	1601,5%
Atualização monetária de ativos financeiros setoriais	34,1	-	100,0%	85,0	31,2	-63,4%
Precatórios judiciais - juros e atualização monetária	19,3	0,6	97,0%	19,3	2,8	-85,3%
Outras receitas financeiras	4,6	1,0	78,6%	10,9	20,0	84,2%
<b>Despesa Financeira</b>	<b>(188,3)</b>	<b>(188,2)</b>	<b>0,0%</b>	<b>(473,6)</b>	<b>(534,9)</b>	<b>13,0%</b>
Encargo de dívidas - empréstimos moeda nacional	(139,5)	(149,9)	7,5%	(363,2)	(435,4)	19,9%
Subvenções governamentais	(0,6)	(1,0)	61,6%	(1,9)	(2,9)	54,8%
Atualização monetária de P&D e eficiência energética	(1,9)	(3,6)	93,2%	(4,4)	(9,1)	105,1%
Juros capitalizados transferidos para o intangível em curso	0,7	5,3	681,1%	4,8	20,2	322,6%
Multas moratórias, compensatórias e sancionatórias	2,6	(0,1)	103,9%	(0,2)	(9,2)	4053,8%
Cartas de fiança e seguros garantia	(11,8)	(10,2)	14,1%	(26,6)	(30,7)	15,2%
Atualização monetária de processos judiciais e outros	(17,4)	(13,2)	24,2%	(39,4)	(23,5)	-40,5%
Atualização monetária - Energia livre	(2,7)	(3,0)	13,6%	(7,1)	(8,7)	22,8%
Outras despesas financeiras	(14,0)	(12,6)	10,4%	(31,8)	(35,8)	12,4%
<b>Variação Cambial</b>	<b>(92,3)</b>	<b>(3,5)</b>	<b>96,2%</b>	<b>(133,7)</b>	<b>37,9</b>	<b>-128,4%</b>
Itaipu	(93,3)	(3,6)	96,2%	(135,1)	38,6	-128,6%
Outras variações cambiais	1,0	0,0	95,8%	1,4	(0,7)	-145,6%



Demonstração dos Resultados - R\$ milhões	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)
Receita Bruta	6.701,5	4.980,9	-25,7%	17.975,6	15.400,3	-14,3%
Dedução à Receita Operacional	(3.137,5)	(2.061,8)	-34,3%	(7.757,2)	(6.800,5)	-12,3%
<b>Receita Líquida</b>	<b>3.564,0</b>	<b>2.919,1</b>	<b>-18,1%</b>	<b>10.218,4</b>	<b>8.599,8</b>	<b>-15,8%</b>
<i>Receita Líquida (ex-receita de construção)</i>	<i>3.444,9</i>	<i>2.727,6</i>	<i>-20,8%</i>	<i>9.833,0</i>	<i>8.086,3</i>	<i>-17,8%</i>
<b>Custos e Despesas Operacionais</b>	<b>(3.421,2)</b>	<b>(2.905,8)</b>	<b>-15,1%</b>	<b>(9.802,9)</b>	<b>(8.450,5)</b>	<b>-13,8%</b>
<b>Parcela A</b>	<b>(2.555,3)</b>	<b>(1.947,8)</b>	<b>-23,8%</b>	<b>(7.411,2)</b>	<b>(5.715,2)</b>	<b>-22,9%</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.213,2)	(1.732,5)	-21,7%	(6.562,4)	(4.909,7)	-25,2%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(342,1)	(215,2)	-37,1%	(848,9)	(805,5)	-5,1%
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(865,9)</b>	<b>(958,0)</b>	<b>10,6%</b>	<b>(2.391,7)</b>	<b>(2.735,2)</b>	<b>14,4%</b>
Pessoal	(185,5)	(210,1)	13,3%	(515,7)	(588,8)	14,2%
Entidade de Previdência Privada	(78,7)	(97,6)	24,0%	(236,3)	(257,2)	8,9%
Materiais	4,4	(19,5)	-544,9%	(16,9)	(60,0)	255,7%
Serviços de Terceiros	(146,2)	(144,9)	-0,9%	(372,1)	(426,6)	14,7%
PCLD	(46,8)	(80,8)	72,8%	(118,5)	(238,2)	100,9%
(Provisão) Reversão para contingências	(116,9)	(8,5)	-92,7%	(154,8)	(34,1)	-78,0%
Outros custos	(62,3)	(84,0)	34,8%	(216,6)	(260,0)	20,1%
Custo de construção	(119,1)	(191,5)	60,8%	(385,4)	(513,5)	33,3%
Depreciação e Amortização	(114,9)	(121,0)	5,3%	(375,5)	(356,8)	-5,0%
<b>EBITDA</b>	<b>257,7</b>	<b>134,4</b>	<b>-47,8%</b>	<b>790,9</b>	<b>506,2</b>	<b>-36,0%</b>
Desp. Passivo - FCESP	78,7	97,6	24,0%	(236,3)	(257,2)	8,9%
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>336,4</b>	<b>232,0</b>	<b>-31,0%</b>	<b>554,6</b>	<b>248,9</b>	<b>-55,1%</b>
Receita Financeira	133,6	130,3	-2,4%	334,1	360,3	7,9%
Despesa Financeira	(188,3)	(188,2)	0,0%	(473,6)	(534,9)	13,0%
Var. Cambial / Monetária Líquida	(92,3)	(3,5)	-96,2%	(133,7)	37,9	-128,4%
Resultado Financeiro	(147,0)	(61,4)	-58,2%	(273,2)	(136,7)	-50,0%
<b>Resultado antes da Tributação</b>	<b>(4,2)</b>	<b>(48,1)</b>	<b>1038,1%</b>	<b>142,3</b>	<b>12,6</b>	<b>-91,1%</b>
Imposto de Renda e Contribuição Social	(0,9)	15,6	-1743,0%	(52,2)	(11,1)	-78,7%
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido</b>	<b>(5,2)</b>	<b>(32,5)</b>	<b>529,0%</b>	<b>90,1</b>	<b>1,5</b>	<b>-98,3%</b>

Balço Patrimônial	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)
<b>Ativo Total</b>	<b>13.499,0</b>	<b>13.045,7</b>	<b>-3,4%</b>	<b>13.499,0</b>	<b>13.045,7</b>	<b>-3,4%</b>
<b>Ativo Circulante</b>	<b>4.734,9</b>	<b>4.095,0</b>	<b>-13,5%</b>	<b>4.734,9</b>	<b>4.095,0</b>	<b>-13,5%</b>
Caixa e equivalentes de caixa	153,8	151,6	-1,5%	153,8	151,6	-1,5%
Investimentos de curto prazo	611,9	1.183,8	93,5%	611,9	1.183,8	93,5%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	2.537,7	2.064,4	-18,6%	2.537,7	2.064,4	-18,6%
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	82,8	37,6	-54,6%	82,8	37,6	-54,6%
Outros tributos compensáveis	87,7	75,6	-13,9%	87,7	75,6	-13,9%
Devedores diversos	11,0	-	-100,0%	11,0	-	-100,0%
Contas a receber - acordos	91,9	102,5	11,4%	91,9	102,5	11,4%
Outros créditos	249,0	264,6	6,3%	249,0	264,6	6,3%
Almoxarifado	60,7	53,9	-11,2%	60,7	53,9	-11,2%
Despesas pagas antecipadamente	34,0	38,9	14,6%	34,0	38,9	14,6%
Ativo financeiro setorial, líquido	814,4	122,1	-85,0%	814,4	122,1	-85,0%
<b>Ativo Não Circulante</b>	<b>8.764,1</b>	<b>8.950,7</b>	<b>2,1%</b>	<b>8.764,1</b>	<b>8.950,7</b>	<b>2,1%</b>
Consumidores, concessionárias e permissionárias	25,9	27,3	5,5%	25,9	27,3	5,5%
Outros tributos compensáveis	33,7	40,2	19,3%	33,7	40,2	19,3%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	530,6	803,9	51,5%	530,6	803,9	51,5%
Cauções e depósitos vinculados	426,7	485,1	13,7%	426,7	485,1	13,7%
Contas a receber - acordos	12,1	6,5	-46,3%	12,1	6,5	-46,3%
Outros créditos	75,9	67,7	-10,7%	75,9	67,7	-10,7%
Ativo financeiro da concessão	1.870,8	2.282,9	22,0%	1.870,8	2.282,9	22,0%
Ativo financeiro setorial, líquido	677,1	-	-100,0%	677,1	-	-100,0%
Investimento	12,2	13,1	6,8%	12,2	13,1	6,8%
Imobilizado, líquido	36,3	72,3	99,1%	36,3	72,3	99,1%
Intangível	5.062,6	5.151,7	1,8%	5.062,6	5.151,7	1,8%

Balço Patrimonial	3T15	3T16	Var (%)	9M15	9M16	Var (%)
<b>Passivo Total</b>	<b>13.499,0</b>	<b>13.045,7</b>	<b>-3,4%</b>	<b>13.499,0</b>	<b>13.045,7</b>	<b>-3,4%</b>
<b>Passivo Circulante</b>	<b>4.479,0</b>	<b>3.666,4</b>	<b>-18,1%</b>	<b>4.479,0</b>	<b>3.666,4</b>	<b>-18,1%</b>
Fornecedores	1.909,8	1.321,9	-30,8%	1.909,8	1.321,9	-30,8%
Empréstimos e financiamentos	215,9	120,3	-44,3%	215,9	120,3	-44,3%
Debêntures	433,8	721,2	66,3%	433,8	721,2	66,3%
Arrendamento financeiro	9,9	28,0	183,1%	9,9	28,0	183,1%
Subvenções governamentais	2,4	4,0	65,2%	2,4	4,0	65,2%
IRCS a pagar	74,4	2,6	-96,5%	74,4	2,6	-96,5%
Outros tributos a pagar	525,5	446,6	-15,0%	525,5	446,6	-15,0%
Dividendos e JSCP a pagar	3,8	42,7	1013,6%	3,8	42,7	1013,6%
Obrigações estimadas	107,3	-	-100,0%	107,3	-	-100,0%
Obrigações sociais e trabalhistas	5,0	126,7	2451,2%	5,0	126,7	2451,2%
Encargos tarifários e do consumidor a recolher	701,8	387,5	-44,8%	701,8	387,5	-44,8%
Provisão para processos judiciais e outros	237,8	188,4	-20,8%	237,8	188,4	-20,8%
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	50,9	-	-100,0%	50,9	-	-100,0%
Outras obrigações	200,8	276,5	37,7%	200,8	276,5	37,7%
<b>Passivo Não Circulante</b>	<b>6.361,2</b>	<b>7.244,5</b>	<b>13,9%</b>	<b>6.361,2</b>	<b>7.244,5</b>	<b>13,9%</b>
Empréstimos e financiamentos	587,5	634,9	8,1%	587,5	634,9	8,1%
Debêntures	2.396,0	2.144,5	-10,5%	2.396,0	2.144,5	-10,5%
Arrendamento financeiro	27,7	49,7	79,1%	27,7	49,7	79,1%
Subvenções governamentais	8,7	12,9	48,1%	8,7	12,9	48,1%
Obrigações com entidade de previdência privada	2.897,6	3.626,9	25,2%	2.897,6	3.626,9	25,2%
Provisão para processos judiciais e outros	341,9	345,8	1,1%	341,9	345,8	1,1%
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	25,6	43,2	68,3%	25,6	43,2	68,3%
Obrigações estimadas	0,8	0,6	-32,5%	0,8	0,6	-32,5%
Reserva de reversão	66,1	66,1	0,0%	66,1	66,1	0,0%
Outras obrigações	9,2	7,1	-22,7%	9,2	7,1	-22,7%
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>2.658,8</b>	<b>2.134,8</b>	<b>-19,7%</b>	<b>2.658,8</b>	<b>2.134,8</b>	<b>-19,7%</b>
Capital social	1.257,6	1.257,6	0,0%	1.257,6	1.257,6	0,0%
Reserva de capital	20,1	21,3	6,1%	20,1	21,3	6,1%
Outros resultados abrangentes/ajustes de avaliação patrin	117,6	(452,6)	-484,9%	117,6	(452,6)	-484,9%
Reserva de lucros:						
Reserva legal	235,6	244,3	3,7%	235,6	244,3	3,7%
Reserva estatutária	880,8	1.007,0	14,3%	880,8	1.007,0	14,3%
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Lucros (prejuízos) acumulados	147,1	57,1	-61,2%	147,1	57,1	-61,2%

## 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.

**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. 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.

**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.

**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

**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.

**ONS** - Operador Nacional de Sistemas Elétricos. Pessoa jurídica de direito privado autorizada a executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados.

**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.

**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.