

Divulgação de Resultados

3º TRI 2017



Programa de Produtividade supera expectativas em 26% no trimestre. PCLD cai 63%.

Comentários do Sr. Marcelo Antônio de Jesus

Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores

O desempenho deste trimestre, é mais uma vez fruto dos resultados obtidos por meio do nosso Plano de Criação de Valor, anunciado em fevereiro desde ano, e que propõe elevar a Eletropaulo a um novo patamar. A contínua melhoria dos nossos indicadores operacionais, redução da alavancagem e a evolução nas frentes de Gestão de Risco e fortalecimento da Governança Corporativa, confirmam nossa estratégia e são alguns dos temas que destaco a seguir, iniciando pela proposta de migração para o Novo Mercado.

Neste trimestre, demos um importante passo rumo à migração para o Novo Mercado com a aprovação em Assembleia por 60,36% dos acionistas preferencialistas. Após finalizado o período para exercício do direito de retirada pelos acionistas, estamos neste momento avaliando o montante total a ser desembolsado e nos próximos dias informaremos ao mercado sobre as próximas etapas do processo. Aproveito para reforçar a importância desta transformação, a medida em que trará, além da evolução nas nossas práticas de governança corporativa, uma maior flexibilidade na nossa estrutura de capital, fortalecendo nossa capacidade de investimento.

Na frente de Gestão de Riscos e Contingências, o principal destaque fica pela assinatura de MoU com a Eletrobras, solicitando a suspensão de 60 dias do processo judicial corrente para que possam ser estabelecidas as bases para um eventual acordo, por meio do processo de mediação. Também destaco as tratativas junto à ANEEL para o novo aditivo ao contrato de concessão, acreditamos que teremos uma resposta no primeiro semestre de 2018.

Em relação à Excelência Operacional, continuamos a investir com foco no aumento da confiabilidade operacional e recuperação dos nossos indicadores de qualidade, que continuam a apresentar expressiva melhora, aliada a estratégia de incremento da Base de Remuneração Regulatória. O DEC acumulado dos últimos 12 meses apresentou queda de 31% no 3T17 em relação ao 3T16, enquanto sua parcela não-programada apresentou expressiva redução de 42%, equivalente a 6 horas. Já o FEC apresentou redução de 5% no 3T17, enquanto sua parcela não-programada diminuiu 7%. Nossos investimentos totalizaram R\$ 302,8 milhões no 3T17, valor 61,3% superior comparado ao 3T16.

Na frente de Gestão da Receita, a transformação digital de nossos processos, como a plataforma de negociação online, além da célula dedicada ao público de baixa renda, gerou uma redução significativa de 63% da PCLD no 3T17 em relação ao mesmo período do ano anterior, com diminuição do ticket médio de inadimplência em 17%. Nesta frente, destaco as ações de negociação, por meio das assessorias contratadas, do portal e feirões de negociação, além da transformação do papel do leiturista em agente comercial, iniciativa que vem mudando a forma de nos relacionarmos com nossos clientes e com a comunidade.

Como consequência destas frentes, destaco os resultados do Programa de Produtividade. No 3T17 reduzimos nossos custos operacionais¹ em R\$ 101,3 milhões, desempenho 27% acima da projeção de R\$ 80 milhões para o trimestre, o que demonstra que nossa estratégia de recuperação de valor está no caminho certo. Para o ano de 2017 estimamos uma redução de R\$ 200 milhões e R\$ 150 milhões em 2018.

Como já demonstrado no trimestre anterior, o desempenho financeiro reflete o sucesso da estratégia do Plano de Criação de Valor. O EBITDA reportado no período totalizou R\$ 298,9 milhões, um aumento relevante comparado a R\$ 134,4 milhões no 3T16. Outro destaque foi a redução da dívida líquida para R\$ 3,6 bilhões, 1,1% inferior comparado ao 3T16, e redução da alavancagem em 0,37x, para 2,57x na relação Dívida Líquida/EBITDA Ajustado³, abaixo do limite previsto nos covenants das nossas dívidas (3,5x).

RESULTADOS

3T17

Teleconferência de resultados

07.11.2017

11h00 (BRT) e 08h00 (EST)

Código: AES Eletropaulo

Conexão:

- Brasil: +55 11 3193 1001

+55 11 2820 4001

- EUA: +1 888 700 0802

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

Índice

DESTAQUES	2
PERFIL	3
CONTEXTO SETORIAL	4
DESEMPENHO OPERACIONAL	9
DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	19
ENDIVIDAMENTO	30
INVESTIMENTOS	33
FLUXO DE CAIXA	35
MERCADO DE CAPITAIS	36
DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL	37
GOVERNANÇA CORPORATIVA	39
OUTROS EVENTOS	43
ANEXOS	49

R\$ milhões	3T17	3T16	Var (%)	9M17	9M16	Var (%)	Indicadores	3T17	3T16	Var (%)
Receita Líquida	3.768,3	2.919,1	29,1%	9.634,6	8.599,8	12,0%	Dívida Líquida ¹ (R\$ milhões)	3.644,5	3.686,1	-1,1%
Custo/Despesas Operacionais ¹	3.195,7	2.593,2	23,2%	8.105,0	7.580,1	6,9%	Dívida Líquida ³ / PL	1,3 x	1,73 x	-25,0%
EBITDA	298,9	134,4	122,4%	797,2	506,2	57,5%	Dívida Líquida ³ / EBITDA Ajustado ⁴ (LTM)	2,57 x	2,94 x	-0,3 p.p.
Margem EBITDA	7,9%	4,6%	3,32 p.p.	8,3%	5,9%	2,38 p.p.	EBITDA Ajustado ⁴ /Desp. Fin. Sobre Empréstimos (LTM)	2,65x	2,39x	0,26 p.p.
EBITDA ajustado ²	396,7	232,0	71,0%	1.091,1	677,1	61,1504%	Dados Operacionais	3T17	3T16	Var (%)
Margem EBITDA Ajustado	10,5%	7,9%	2,58 p.p.	11,3%	7,9%	3,45 p.p.	Mercado Total (GWh)	10.560,2	10.606,6	-0,4%
Lucro (Prejuízo) Líquido	74,3	(32,5)	328,2%	118,3	1,5	7727,7%	Tarifa Média (R\$/GWh) ⁵	271,14	166,58	62,8%
Patrimônio Líquido (PL)	2.813,7	2.134,8	31,8%	2.813,7	2.134,8	31,8%	Funcionários	7.384	7.244	1,9%
Investimentos (Capex)	302,8	187,8	61,3%	757,0	506,0	49,6%	Unidades Consumidoras / Funcionários	3.171,4	2.896	9,5%

1- Não inclui Depreciação / Amortização e Custo de Construção; 2-Ajustado por FCesp e Ativo Possivelmente Inexistente; 3- Não inclui o "corredor" contábil da Previdência Privada; 4- Ajustado por FCesp; 5- Tarifa Média Líquida (R\$/MWh); LTM = últimos 12 meses

ELPL4: R\$ 14,50 (01/11/2017)

VALOR DE MERCADO: R\$ 2.460,0

VALOR DE MERCADO: US\$ 753,4

São Paulo, 01 de novembro de 2017 - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (B3: ELPL3 e ELPL4) anuncia hoje os resultados referentes ao 3º trimestre de 2017 ("3T17"). As informações operacionais e financeiras da Companhia, exceto quando indicadas de outra forma, são apresentadas com base em números da Controladora e em milhares de reais, de acordo com a legislação societária.

¹ Os valores são em termos reais, ponderados pela alíquota efetiva mensal (IPCA em relação aos custos de pessoal e IGP-M para demais custos), em comparação com o resultado de 2016, excluindo as despesas com fundo de pensão

² Dívida conforme Covenants

³ Ajustado por despesa com fundo de pensão

DESTAQUES 3T17

Estratégia de Criação de Valor

- Programa de Produtividade resultou em uma redução das despesas operacionais⁴ de R\$ 101,3 milhões no 3T17, acima da meta de R\$ 80 milhões;
- Investimentos em modernização da rede e em qualidade do serviço prestado totalizaram R\$ 302,8 milhões no 3T17, sendo R\$ 271,4 milhões de recursos próprios e R\$ 31,5 milhões de recursos de terceiros;
- Migração para o Novo Mercado aprovada em Assembleia Extraordinária e ratificada em Assembleia Especial de Acionistas Preferencialistas. Aguarda-se apuração do direito de recesso finalizado em 30 de outubro;
- A Companhia celebrou em 04 de outubro MoU com a Eletrobras buscando eventual acordo do caso CTEEP-Eletrobras.

Comercial

- Redução de 0,4% do mercado total, com retração de 5,8% no mercado cativo, ainda refletindo principalmente a migração de consumidores especiais no comparativo entre 3T17 e 3T16;
- Por meio do portal de negociação lançado no início de 2017 foram realizadas 164 mil negociações no 3T17, somando mais de R\$ 135,0 milhões negociados.

Financeiro

- Receita Líquida de R\$ 3,8 bilhões no 3T17, aumento de 29,1% no comparativo com o 3T16 (R\$ 2,9 bilhões);
- OPEX reportado⁵ de R\$ 446,4 milhões no 3T17, redução de 18,5% em relação ao 3T16;
- EBITDA reportado de R\$ 298,9 milhões no 3T17, com crescimento de 122,4%, em relação aos R\$ 134,4 milhões no 3T16. EBITDA ajustado⁶ de R\$ 396,7 milhões no 3T17 vs. R\$ 232,0 milhões do 3T16;
- Lucro líquido reportado no 3T17 de R\$ 74,3 milhões vs. prejuízo de R\$ 32,5 milhões no 3T16;
- Saldo de CVA líquida passiva em R\$ 30,9 milhões no 3T17, beneficiando o caixa da Companhia vs. CVA líquida passiva de R\$ 190,8 milhões no 3T16;
- Relação de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado de 2,57x no 3T17, apresentou redução vs. 2,94x no 3T16.

Regulatório

- Redução do nível de contratação do ano de 2017 para 103,0% e 102,5% em 2018, reflexo das negociações bilaterais e da participação nos MCSD's e revisão do volume previsto para o mercado;
- No dia 24 de outubro de 2017, foi aberta Audiência Pública para revisão da metodologia de cálculo das bandeiras tarifárias e dos valores de suas faixas de acionamento. A fase de contribuições encerra-se em 11 de dezembro;
- Discussão dos novos parâmetros do WACC regulatório, válido para as futuras revisões tarifárias até 2020, aplicável às Companhias de distribuição. As companhias e demais agentes do mercado deverão contribuir no processo.

Reconhecimentos e Socioambiental

- Eleita pelo 2º ano consecutivo entre as 150 Melhores Empresas para se trabalhar no Brasil pelo Guia 2017 da Revista Você S/A;
- O Projeto Recicle Mais, Pague Menos teve 692 novos clientes cadastrados no 3T17, totalizando 52,0 mil clientes cadastrados desde o início do projeto em 2013;
- Nas comunidades onde atua, a AES Eletropaulo regularizou ligações elétricas de 16,5 mil famílias no 3T17 vs. 12,4 mil no 3Q16, totalizando mais de 809,5 mil regularizações desde a implementação do programa em 2004.

⁴ Os valores são em termos reais ponderados pela alíquota efetiva mensal (IPCA em relação aos custos de pessoal e IGP-M para demais custos), excluindo fundo de pensão e em comparação com as despesas operacionais de 2016.

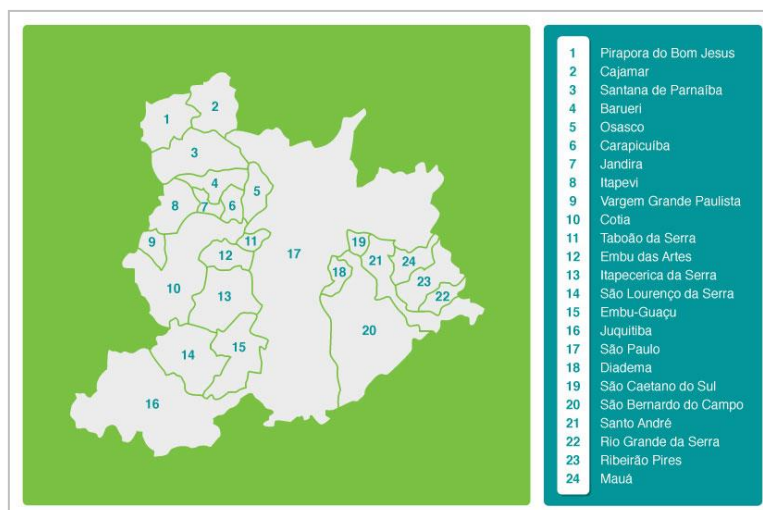
⁵ Excluindo depreciação, amortização e custo com construção

⁶ EBITDA ajustado pelo fundo de pensão e ativo possivelmente inexistente.

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 vendida⁷ e está presente em 24 cidades da Região Metropolitana de São Paulo, incluindo a capital, principal centro econômico-financeiro do Brasil.

Sua área de concessão, 4.526 km², concentra o maior PIB nacional e a mais alta densidade demográfica do país, 1.568 unidades consumidoras por km², o que corresponde a 33,5% do total de energia elétrica consumida no Estado de São Paulo e 9,3% do total do Brasil⁸.

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

CONTEXTO SETORIAL

DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA NO BRASIL

A AES Eletropaulo é uma concessionária de serviço público 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

⁷ Dados da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADDEE, de dezembro de 2016.

⁸ Números referentes a agosto de 2017.

anuais (reajuste tarifário), periódicos (a cada quatro anos) e extraordinários (quando há observância de um significativo desequilíbrio econômico-financeiro).

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

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

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

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

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

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

PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO SUSTENTÁVEL

A estratégia da AES Brasil, grupo do qual a AES Eletropaulo faz parte, está orientada por uma missão que visa promover o bem-estar e o desenvolvimento com o fornecimento seguro, sustentável e confiável de soluções de energia. A visão é ter o reconhecimento de seus clientes e acionistas como principal parceiro de soluções inovadoras de energia de forma segura, sustentável, confiável e acessível.

Promover inovação, garantir a eficiência operacional, ampliar opções e reduzir riscos são os quatro direcionadores estratégicos definidos pela Companhia para atingir seus objetivos que são: ser membro do índice de sustentabilidade empresarial (ISE); estar entre as melhores empresas para se trabalhar no ranking Great Place to Work; garantir a satisfação do cliente (ISQP+ pontuação na pesquisa independente) e trazer retorno total aos acionistas acima do índice de energia elétrica (média setorial).

Adicionalmente, a Companhia divulgou no ano de 2017 sua Estratégia de Criação de Valor baseada em 3 importantes pilares (ilustrados abaixo) que, juntos, trazem um impacto positivo para a Companhia, sendo eles: (i) Programa de Produtividade, que será detalhado em respectiva seção, com foco nas seguintes frentes: Recuperação dos Indicadores de Qualidade, Gestão da Receita e Satisfação do Cliente; (ii) Gerenciamento de Riscos e Contingências e (iii) Fortalecer a Governança Corporativa.

Recuperação dos
Indicadores de
Qualidade

Gestão da Receita

Satisfação do
Cliente

Investimentos e melhoria de processos para garantir a eficiência

- Novo nível de investimentos na rede
- Programa de Produtividade

Gerenciamento
de Riscos e
Contingências

Mitigação de riscos
e redução de
volatilidade

Governança
Corporativa

Migração para o
Novo Mercado

EVENTOS REGULATÓRIOS

Reajuste Tarifário Anual

A ANEEL, em Reunião Pública de Diretoria que ocorreu em 27 de junho de 2017, homologou o resultado do reajuste tarifário anual de 2017, sendo aplicado a partir de 4 de julho de 2017. O índice de reajuste tarifário aplicado foi de 5,57%, composto por reajuste econômico de 4,60% e financeiro de +0,97%, resultando em um efeito médio de 4,48% a ser percebido pelos consumidores.

A Parcela A foi reajustada em 5,62%, representando 4,39% no reajuste econômico, afetado principalmente pelo Encargo de Transmissão (+7,11%).









A Parcela B foi reajustada em 0,98%, representando uma participação de +0,21% no reajuste econômico. Tal reajuste é composto pelo IGP-M de -0,30% no período de 12 meses findos em junho de 2017 acrescido pelo Fator X de -1,28%. 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 -0,04%.

O índice de reajuste tarifário foi de 4,48% (efeito médio a ser percebido pelo consumidor), sendo composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário		
Parcela A	Encargos Setoriais	-3,79%
	Energia Comprada	1,07%
	Encargos de Transmissão	7,11%
	Parcela A	4,39%
Parcela B		0,21%
Reajuste Econômico		4,60%
CVA Total		-5,59%
Outros Itens Financeiros da Parcela A		6,56%
Reajuste Financeiro		0,97%
Reajuste Total		5,57%
Componentes Financeiros do Processo Anterior		-1,09%
Efeito para o consumidor		4,48%

Bandeiras Tarifárias













A partir de janeiro de 2015, passou a vigorar o sistema de Bandeiras Tarifárias. Criado pela ANEEL, o sistema de bandeiras tarifárias sinaliza o custo real da energia gerada, incentivando os consumidores o uso consciente da energia elétrica. Composto por quatro modalidades (verde, amarela e vermelha - patamar 1 e patamar 2), tal sistema estabelece adicionais às tarifas de modo a refletir a variação dos custos da geração de energia, de acordo com o Custo Variável Unitário da última usina a ser despachada no sistema, conforme demonstrado na imagem a seguir:

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











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

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

As bandeiras tarifárias que vigoraram ao longo de 2016 e 2017, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas abaixo.

2016	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
	Patamar 1											
CVU ¹ - R\$/MWh	595,11	556,26	249,83	303,49	210,35	259,43	134,88	113,60	125,27	195,63	224,42	169,54

1 - Custo variável da última térmica despachável (fonte: ONS)

2017	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out
Bandeira Tarifária										
				Patamar 1	Patamar 1			Patamar 1		Patamar 2
CVU ¹ - R\$/MWh	128,65	179,74	279,04	426,99	447,61	155,85	237,71	513,51	411,92	698,14

1 - Custo variável da última térmica despachável (fonte: ONS)

Cabe destacar que os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são compartilhados entre elas por meio da CCRBT (Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária) administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Os recursos disponíveis nesta conta são repassados às distribuidoras considerando (i) os custos de geração e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo; (ii) a cobertura tarifária vigente de cada distribuidora; e (iii) a arrecadação de recursos financeiros por meio do faturamento das Bandeiras Tarifárias.

Audiência Pública - Revisão Metodologia Bandeira Tarifária

No dia 24 de outubro de 2017, foi aprovado em reunião pública da Diretoria da ANEEL a Audiência Pública para revisão da metodologia de cálculo das bandeiras tarifárias e dos valores de suas faixas de acionamento. A nova proposta do regulador é alterar o valor da bandeira Amarela de R\$ 20,00/MWh para R\$ 10,00/MWh e da bandeira Vermelha de Patamar 2 de R\$ 35,00/MWh para R\$ 50,00/MWh. Os novos valores de cobrança entraram em vigor, provisoriamente, no mês de novembro.

A proposta relativa à métrica de acionamento leva em conta a definição de custo do risco hidrológico, onde há relação indireta entre a profundidade do déficit de geração hidráulica e o preço da energia elétrica de curto prazo. A composição dessas duas variáveis em sistemática de gatilho tende a fazer com que a arrecadação prevista, com os valores propostos, se aproxime mais dos custos incorridos.

As contribuições para a audiência podem ser enviadas até 11 de dezembro. A audiência terá uma segunda fase, para manifestações relativas apenas às contribuições realizadas, entre 12 e 27 de dezembro. O prazo para encerramento da Audiência Pública deve ocorrer em janeiro de 2018.

Consulta Pública - Regulação do Setor

Em 3 de julho de 2017, o MME anunciou uma série de alterações propostas em relação a legislação do setor elétrico. Segundo o governo, o principal objetivo destas medidas seria, entre outros pontos: (i) redução dos riscos para as distribuidoras; (ii) fortalecimento do mercado livre ao reduzir as barreiras de migração; e (iii) redução de subsídios. Após avaliação das contribuições da sociedade, as propostas finais deverão compor uma medida provisória (MP), a ser emitida pelo Presidente da República, e, posteriormente, a MP será convertida em lei com aprovação do Congresso.

Dentre estas alterações, que a Companhia entende como positivas, podem ser destacadas a adoção do sistema de tarifação binômia (até 31/12/2021), que blinda a receita das distribuidoras das flutuações da parcela não gerenciável pela distribuidora, e a tarifação horária, que permite tarifação distinta de acordo com os diferentes horários de consumo.

A Companhia entende, igualmente, como positivo, o objetivo do governo em reduzir os riscos para distribuidoras, na medida em que passaria, entre outros pontos, a considerar como involuntária a sobrecontratação relacionada a migração de clientes para o mercado livre, protegendo a remuneração das empresas de distribuição. Por outro lado, a proposta reduz os limites de consumo para migração de cliente de forma escalonada, passando do limite atual de 3MW consumidos para que o cliente esteja habilitado a migrar para o mercado livre e, consequentemente, comprar energia diretamente das empresas geradoras, para 2MW em 2020 até 0,75MW em 2028.

O período de envio de contribuições à proposta apresentada na Consulta Pública encerrou-se em 17 de agosto de 2017. A Companhia manterá o mercado informado de eventuais efeitos consequentes da proposta de regulação do setor.

Revisão do WACC Regulatório

As discussões dos novos parâmetros do WACC regulatório aplicável às companhias de distribuição têm como objetivo obter contribuições quanto a atualização do cálculo. O assunto foi excluído da pauta da reunião pública da Diretoria do dia 24 de outubro, mas deverá ser aberto ainda a contribuições por parte das companhias, entidades e agentes do setor, nas premissas adotadas.

A atualização dos parâmetros representa uma etapa intermediária entre revisões metodológicas e o resultado desta etapa deverá ser válido para as futuras revisões tarifárias, independentemente do ciclo regulatório (para revisões a partir de 2018). A Companhia manterá o mercado informado de eventuais efeitos consequentes da proposta de regulação do setor.

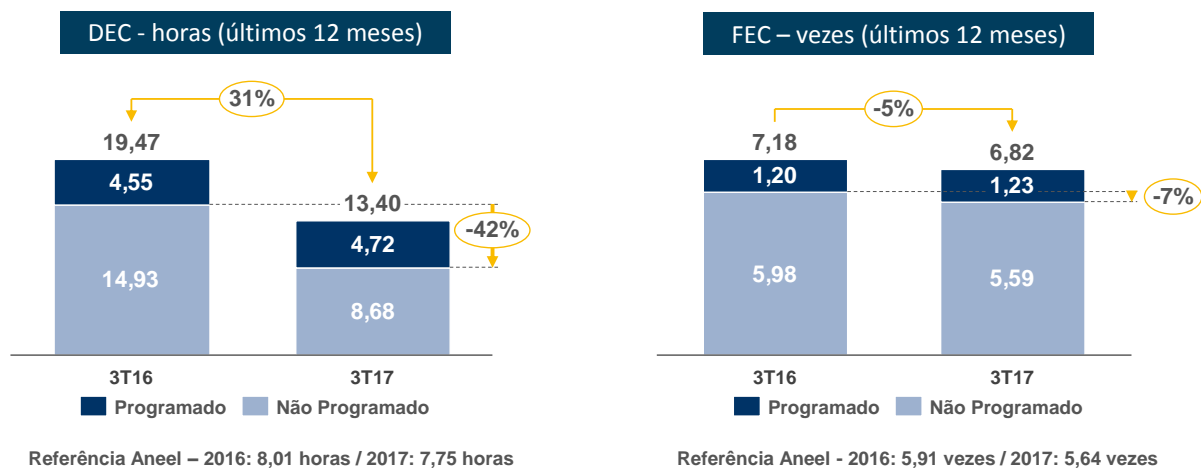
DESEMPENHO OPERACIONAL

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 no 3T17 vs. 3T16:



DEC e FEC - (últimos 12 meses)⁹

O indicador DEC registrado no 3T17 foi de 13,40 horas, apresentando uma redução significativa de 31% em relação ao 3T16, ou seja, redução de 6,07 horas de interrupção. O resultado reflete a queda expressiva de 42% do DEC não programado, ou 6,26 horas a menos de interrupção emergencial sentida pelo consumidor.

⁹ Valores referentes aos últimos 12 meses findos no último mês de cada período.

Vale ressaltar que a melhora do DEC é obtida por meio dos resultados das ações do Plano de Recuperação dos Indicadores de Qualidade, com foco na confiabilidade operacional por meio da transformação digital, e na evolução e otimização dos nossos processos a partir da intensificação da manutenção preventiva de rede, modernização da rede de distribuição, desenvolvimento de equipes multitarefa, melhorias de processos de despacho de ordens emergenciais com implantação de inovações, utilização da metodologia *Lean* e gestão a vista suportada por ferramentas *data analytics*.

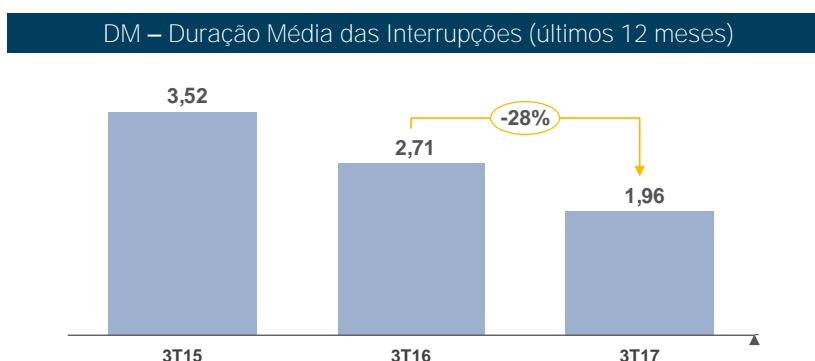


O indicador FEC do 3T17 foi de 6,82 vezes, uma redução de 5% em comparação ao reportado no 3T16, de 7,18 vezes. Quando considerados apenas a parcela não programada, esta redução é de 7% (0,39 vezes), refletindo de forma positiva o grande volume de manutenção programada. A parcela programada reflete ainda o significativo investimento na execução de manutenções preventivas e poda de árvores.

Como consequência da evolução dos indicadores de qualidade e alinhado à estratégia da Companhia, os valores em multas com DIC/FIC/DMIC reduziram 52,3% em relação ao 3T16, representando um impacto positivo de R\$ 17,7 milhões. Já no acumulado do ano, a redução com multas foi de R\$ 38,7 milhões ou 34,1%, para a redução dos custos, uma das importantes frentes do plano recuperação de valor da AES Eletropaulo apresentado no Programa de Produtividade.

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

- (i) substituição de 21.036 conectores e ramais no 3T17, totalizando a substituição de 159.462 conectores e ramais desde o 3T15;
- (ii) aumento no número de podas realizadas - desde janeiro de 2015 foram realizadas 889.443 podas, sendo que 111.840 podas foram feitas no 3T17;
- (iii) instalação de 269 religadores automáticos no 3T17, totalizando instalação de 2.014 religadores automáticos desde o 1T16, com 2.006 já em operação e;
- (iv) instalação de 1.110 detectores de falta no 3T17, totalizando a instalação de 5.193 detectores de falta desde o início do ano.



A duração média de atendimento das ocorrências emergenciais do 3T17 caiu 28% comparado ao mesmo período de 2016, refletindo de forma positiva a melhoria no processo de priorização e despacho e agilidade na reação dos desligamentos emergenciais.

DESEMPENHO COMERCIAL

CONSUMO¹⁰

O mercado total da AES Eletropaulo, conforme demonstrado na tabela a seguir, encerrou o 3T17 com um volume de 10.560,2 GWh retração de 0,4% comparado ao 3T16. Esse desempenho refletiu o menor número de dias de faturamento (-0,4 dias) e os impactos da recessão econômica no consumo de energia elétrica, especialmente nas classes industrial e comercial, que puxaram o desempenho negativo do mercado no período.

A classe residencial, única a apresentar desempenho positivo no 3T17, cresceu 0,1% em relação ao 3T16, enquanto as classes industrial, comercial, e demais recuaram 1,1%, 0,4% e 1,3% respectivamente. Ajustado pelo efeito da diferença de dias de faturamento (-0,4 dias, o equivalente a -64,5GWh), o mercado total registraria um crescimento de 0,2% no período.

Nos 9M17, o mercado total da área de concessão da AES Eletropaulo somou 32.210,6 GWh, uma queda de 0,4% em relação ao mesmo período de 2016. Nessa comparação, a classe residencial cresceu 0,7%, enquanto o consumo das classes industrial, comercial e demais recuaram 1,2%, 0,7% e 1,9%, respectivamente.

Consumo - GWh ¹	3T17	3T16	Var (%)	9M17	9M16	Var (%)
Residencial	4.057,9	4.055,2	0,1%	12.102,5	12.013,4	0,7%
Comercial	2.483,4	2.767,5	-10,3%	8.036,0	9.029,7	-11,0%
Industrial	835,6	1.024,9	-18,5%	2.512,8	3.151,9	-20,3%
Demais	650,6	676,4	-3,8%	2.002,6	2.070,2	-3,3%
Mercado Cativo	8.027,6	8.524,1	-5,8%	24.653,9	26.265,1	-6,1%
Cientes Livres	2.532,6	2.082,5	21,6%	7.556,7	6.061,8	24,7%
Mercado Total	10.560,2	10.606,6	-0,4%	32.210,6	32.327,0	-0,4%

Consumo total -GWh ¹ (inclusive Cientes Livres)	3T17	3T16	Var (%)	9M17	9M16	Var (%)
Residencial	4.057,9	4.055,2	0,1%	12.102,5	12.013,4	0,7%
Comercial	3.331,3	3.343,4	-0,4%	10.665,0	10.735,2	-0,7%
Industrial	2.185,0	2.209,4	-1,1%	6.427,5	6.504,9	-1,2%
Demais	985,9	998,6	-1,3%	3.015,6	3.073,5	-1,9%
Total	10.560,2	10.606,6	-0,4%	32.210,6	32.327,0	-0,4%

1 - Não inclui Consumo Próprio; Dados 2015 e 2016 consideram consumo dos serviços de condomínio na classe comercial

Mercado cativo

O mercado cativo totalizou 8.027,6 GWh no 3T17, o que representa uma queda de 5,8% em comparação ao 3T16. O desempenho deste segmento refletiu: i) migrações do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), com impacto de 472,6 GWh; ii) efeito da diferença de dias de faturamento (-0,4 dias, ou -64,5 GWh) e iii) retorno de clientes ao ACR, cujo impacto foi de 0,8 GWh. Ajustando-se esses efeitos, o mercado cativo teria um crescimento de -0,5%.

Nos 9M17, o consumo do segmento cativo totalizou 24.653,9 GWh, queda de 6,1% ante 9M16. Dentre os fatores que influenciaram esse resultado, destacamos: i) impacto da migração de clientes para o ACL (-1.657,0 GWh) e de retorno ao ACR (+9,5 GWh); (ii) diferenças na escala de faturamento entre classes (-54,7 GWh). Quando desconsiderados esses efeitos, o mercado teria um crescimento de 0,3%.

¹⁰ Considera o consumo de serviços de condomínio na classe comercial

Desempenho do mercado por classe de consumo

Residencial

O consumo da classe residencial somou 4.057,9 GWh no 3T17, o que correspondeu a um avanço de 0,1% em relação ao 3T16. No período, a classe foi influenciada pelos seguintes fatores: (i) 1,1 dias a menos de faturamento (-47,7 GWh), que desconsiderado faria com que a classe crescesse 1,2%; e (ii) incremento de 119 mil unidades consumidoras nos últimos 12 meses encerrados no 3T17.

Nos 9M17, o consumo residencial totalizou 12.102,5 GWh, um avanço de 0,7% ante 9M16. Esse avanço ocorreu em parte pelo aumento de temperatura, em especial no começo do ano, compensado por um desempenho adverso do mercado de trabalho na RMSP¹¹, que entre jan-jul/17 registrou queda de 2,1% do nível de emprego, de 2,2% do rendimento real dos ocupados e de 4,3% da massa real de rendimentos. O período também foi influenciado por 1,7 dias de faturamento a menos (-70,7 GWh), efeito que, ajustado, revelaria um crescimento de 1,3%.

Comercial

O total do consumo faturado para a classe comercial cativa foi de 2.483,4 GWh no 3T17, um decréscimo de 10,3% ante o 3T16. No período, o desempenho dessa classe foi influenciado por: (i) 0,3 dias a menos de faturamento (-9,2 GWh); (ii) Efeitos negativos da migração de clientes ao ACL (-275,4 GWh); e (iii) retorno de clientes ao ACR (+0,7 GWh). Desconsiderados os efeitos da migração ao ACL, retorno ao ACR e de dias de faturamento, o consumo da classe permaneceria estável no período.

Nos 9M17, o consumo cativo da classe comercial diminuiu 11,0% com relação ao mesmo período de 2016. Dentre os fatores que influenciaram esse resultado, destacamos: i) impacto da migração de clientes para o ACL (-987,7 GWh) e de retorno ao ACR (+7,5 GWh); (ii) 0,3 dias a mais de faturamento (+12,7 GWh); e (iii) menor consumo decorrente do varejo, posto que as vendas físicas acumularam fraco desempenho, de +0,1% entre jan-ago/2017¹². Quando desconsiderados os efeitos da migração e da diferença dos dias de faturamento, o mercado cairia 0,3%.

Industrial

No 3T17, o consumo cativo da classe industrial decresceu 18,5% em relação ao 3T16, totalizando 835,6 GWh. Os principais impactos na classe no trimestre foram os seguintes: i) migração de clientes ao ACL (-188,1 GWh); e ii) 0,3 dia a menos de faturamento (-3,6 GWh). Ajustado pelos efeitos da migração de clientes e dos dias de faturamento, a classe industrial cativa cresceria 0,2%.

Nos 9M17, a classe industrial cativa registrou queda de 20,3% do consumo ante ao 9M16. Os principais impactos no período foram: i) migração de clientes para o ACL (-644,0 GWh); ii) 0,3 dia a mais de faturamento (+4,4 GWh); e (iii) crescimento de 1,5% da produção industrial no Estado de São Paulo entre jan-ago/17¹³. Se excluídos os efeitos da migração de clientes e de dias de faturamento, a classe industrial cativa permaneceria estável no período.

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

O consumo cativo das demais classes foi de 650,6 GWh no 3T17, um decréscimo de 3,8% em relação ao 3T16, impactado por 2,1 dias a menos de faturamento no trimestre (-4,1 GWh). Esse resultado é impactado pela classe de serviços públicos (tração elétrica e água/esgoto) que apresentou queda de 7,9% no período, devido à saída de clientes para o mercado livre (-9,1 GWh). Desconsiderando o efeito de dias de faturamento e migração, as demais classes cairiam 1,9% no trimestre.

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

¹² Pesquisa Mensal de Comércio (PMC) do IBGE. Pesquisa mensal do comércio: Divulgação: 11/10/2017 (Referência: agosto/2017)

¹³ Pesquisa Industrial Mensal: Divulgação: 08/11/2017 (Referência: Setembro/2017)

Nos 9M17, as demais classes registraram queda de 3,3% em relação ao mesmo período de 2016, puxada pela classe de poderes públicos, que reduziu seu consumo em 3,0%. Desconsiderando o efeito de 1,4 dias a menos de faturamento (-1,1 GWh) e migração ao mercado livre (-25,3 GWh), o consumo das demais classes reduziria 2,0%.

Cientes Livres

No 3T17, houve migração de 68 clientes ao ACL, totalizando 1.155 unidades consumidoras livres na área de concessão da AES Eletropaulo.

O mercado faturado dos clientes livres foi de 2.532,6 GWh no 3T17, um aumento de 21,6% quando comparado ao 3T16, devido principalmente à migração de clientes ao ACL.

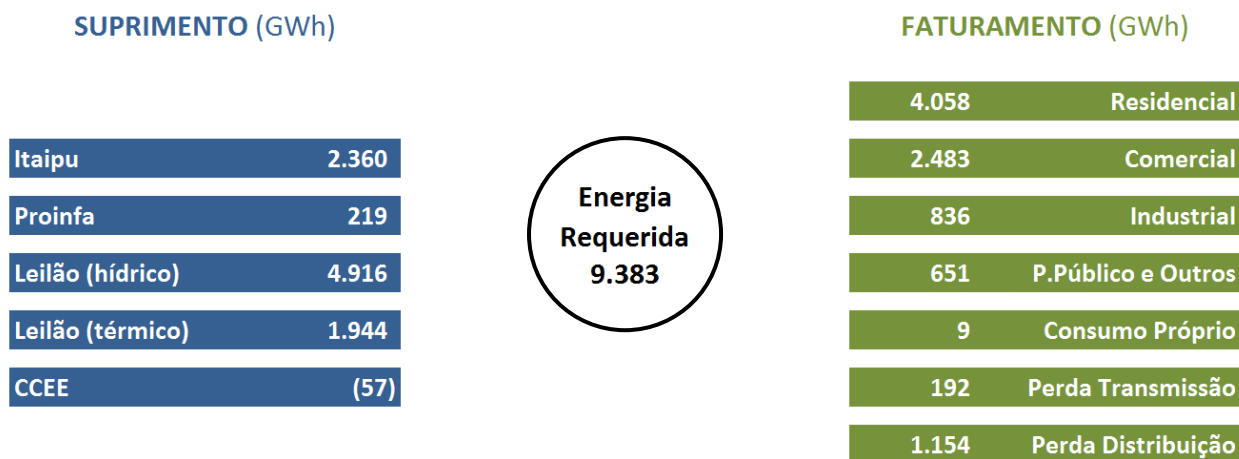
No período, 68 unidades consumidoras migraram para o ACL, 1 unidade retornou para o ACR, 2 unidades foram desligadas, e 4 foram ligadas no ACL, sendo o efeito líquido dessa movimentação, um acréscimo de 493,0 GWh no mercado livre. Se esses efeitos fossem descontados, o mercado teria uma queda de 2,1% no trimestre.

Nos 9M17, o mercado faturado dos clientes livres registrou crescimento de 24,7%, também impactado por migrações ao ACL. No período de 12 meses encerrados no 3T17, 454 unidades consumidoras migraram para o ACL, 4 unidades retornaram para o ACR, 6 unidades foram desligadas e 4 unidades foram ligadas no ACL. O efeito líquido dessa movimentação representou um acréscimo de 1.754,4 GWh no ACL. Excluindo-se todos esses efeitos, o mercado livre recuaria 4,3% no período de 12 meses findos no 3T17.

Cientes Livres	Período ³	Número de Unidades	GWh Faturado	Período ³	Número de Unidades	GWh Faturado
Total	2T17	1.086	2.577	3T16	707	8.021
Saída para Rede Básica	3T17	0	-	LTM ⁴	0	-
Unidades Desligadas	3T17	-2	1,2	LTM ⁴	-6	12,2
Unidades Novas	3T17	4	1,2	LTM ⁴	4	30,3
Migração para ACL ¹	3T17	68	34,3	LTM ⁴	454	1.774,0
Retorno para o ACR ²	3T17	-1	0	LTM ⁴	-4	37,0
Total	3T17	1.155	2.533	3T17	1.155	9.857

1- ACL- Ambiente de Contratação Livre | 2- ACR - Ambiente de Contratação Regulado | 3 - Último mês do período | 4 - LTM (Last Twelve Months)

BALANÇO ENERGÉTICO E NÍVEL DE CONTRATAÇÃO 3T17¹⁴



A AES Eletropaulo encerrou o 3T17 com um nível de contratação de energia equivalente a 100,6% da sua carga cativa. As sobras de energia (superávit) de 57 GWh acumuladas foram vendidas na CCEE. Para os anos de 2017 e 2018, a Companhia prevê um nível de contratação de 103,0% e 102,5% respectivamente.

No início do ano, a Companhia projetava um nível de contratação de 111,3% para o ano de 2017 e 107,3% para o ano de 2018. Tais projeções eram impactadas pela energia contratada no leilão A-1 de 2015 e pela migração dos clientes especiais. As iniciativas para redução da sobrecontratação, como renegociação bilateral com geradores de energia (cerca de 80 acordos desde 2016) e participação de 17 leilões do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), resultaram no nível de contratação dentro dos limites regulatórios.

Sobrecontratação de Energia

Em relação à energia contratada no Leilão A-1 de 2015, cabe ressaltar que, em cumprimento à regulação vigente, a Companhia declarou compulsoriamente 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 02 de agosto de 2016, 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 de 2015.

Em relação à migração de consumidores especiais, seguindo orientações dadas em Reunião de Diretoria da Aneel, a Companhia apresentou em julho de 2016 pedido administrativo de equiparação à tratativa existente para os clientes convencionais, com consequente reconhecimento de sobrecontratação involuntária. Também protocolou pedido administrativo para reconhecimento da compra compulsória de energia no leilão A-1 e consequente sobrecontratação involuntária. Conforme decisão da ANEEL de 25 de abril de 2017, o reconhecimento da sobrecontratação involuntária devido a ambos os casos não foi reconhecido no caso genérico e será analisado individualmente considerando o esforço de cada concessionária na redução do montante sobrecontratado.

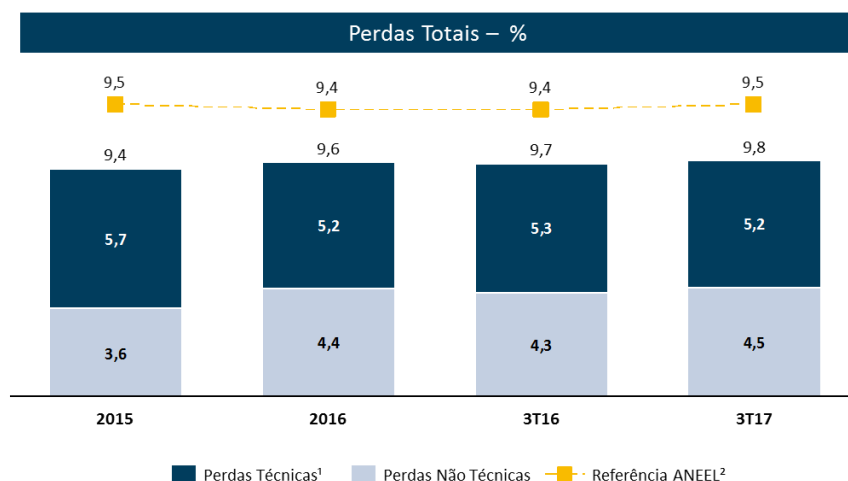
¹⁴ O balanço energético reflete os números de 2017 informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Os números demonstrados nas notas explicativas que constam nas Demonstrações Contábeis da Companhia refletem os valores por elas estimados à época do fechamento contábil e que são ajustados nos meses subsequentes, quando da disponibilização dos números finais pela CCEE.

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

PERDAS

O percentual de perdas é a taxa obtida por meio 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 (47.541 GWh).

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,75%, sendo divididas entre perdas técnicas (5,21%) e não técnicas (4,54%). As perdas totais decorrem do aumento tarifário de 2015 e do cenário econômico que o país enfrenta, conforme demonstrado no gráfico a seguir.



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

2. Limite Regulatório de perdas para o ano regulatório normalizada para o ano civil

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 3T17 aproximadamente 474 mil famílias foram beneficiadas com este programa, versus 485 mil no 3T16.

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

- (i) **Inspeções de fraude:** têm por objetivo identificar instalações com erros de medição, seja por defeitos nos equipamentos ou por ações de terceiros forjando a medição. No 3T17 foram realizadas 109,7 mil inspeções e identificadas 34,2 mil irregularidades, contra 110,6 mil inspeções e 33,9 mil irregularidades no 3T16. Nos 9M17 foram realizadas 312,5 mil inspeções e identificadas 95,2 mil irregularidades, contra 295,1 mil inspeções e 67,9 mil irregularidades no 9M16. Este aumento de 40,2% na identificação de irregularidades deve-se ao uso de tecnologias mais atuais, com inteligência analítica e *machine learning*, que têm contribuído para a eficiência desse processo;
- (ii) **Programa de recuperação de instalações cortadas:** tem por objetivo recuperar as instalações de clientes cortados por inadimplência e que, ao não efetuarem a quitação dos débitos pendentes, passam a consumir energia de forma irregular. No 3T17, foram realizadas 120,8

mil visitas e 35,7 mil instalações foram recuperadas, ante 97,4 mil visitas e 22,4 mil instalações recuperadas no 3T16. O aumento de 59,4% na quantidade de instalações recuperadas é devido à melhoria no processo com a adoção de tecnologias de inteligência analítica e mineração de dados. Nos 9M17 foram realizadas 360,9 mil visitas e 108,2 mil instalações foram recuperadas, ante 307,6 mil visitas e 63,5 mil instalações recuperadas no 9M16;

- (iii) Regularização de ligações informais (clandestinas): Tem por objetivo transformar consumidores clandestinos em clientes regulares. No 3T17, foram regularizadas 16,5 mil ligações informais, contra 12,4 mil regularizações no 3T16. Nos 9M17 foram regularizadas 45,9 mil instalações informais, contra 36,8 mil instalações no 9M16. A empresa iniciou este programa em 2004 e até o momento mais de 800 mil instalações já foram regularizadas;
- (iv) Redução de perdas administrativas: o objetivo dessa iniciativa é identificar as oportunidades nos processos do ciclo comercial que geram perdas de faturamento. No 3T17 a empresa identificou cerca de 36,7 mil instalações com esse tipo de perdas ante 42,0 mil no 3T16. As principais causas estão relacionadas às instalações com contrato rescindido e os impedimentos de leitura de medidores para o faturamento. Nos 9M17 foram regularizadas 118,6 mil instalações, contra 75,4 mil instalações nos 9M16.



Em linha com o Programa de Produtividade divulgado pela Companhia, uma das frentes de ampla atuação é a transformação da equipe de leituristas em agentes comerciais. Essa frente de atuação permite a essas novas equipes multifuncionais realizarem cortes de energia por falta de pagamento. Como resultado, 9 em cada 10 negociações realizadas pelos leituristas, resultam em pagamento no mesmo dia. Os benefícios econômicos gerados por esta ação é a redução de custos para a AES Eletropaulo devido ao menor custo de 56% por operação de serviço de corte, reduzindo os custos também de religação.

No 3T17, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 82,6 milhões no resultado da Companhia e acrescentaram ao mercado faturado 206 GWh de energia, ante os 165,9 GWh adicionados no 3T16. Este montante está dividido da seguinte forma:

- (i) R\$ 67,4 milhões (187,2 GWh) nos 9M17, sendo R\$ 22,5 milhões (64,0 GWh) no 3T17 em decorrência das inspeções de combate à fraude;
- (ii) R\$ 32,6 milhões (81,2 GWh) nos 9M17, sendo R\$ 11,8 milhões (28,9 GWh) no 3T17 com a regularização de ligações informais;
- (iii) R\$ 34,4 milhões (60,6 GWh) nos 9M17, sendo R\$ 10,3 milhões (25,2 GWh) no 3T17 com a recuperação de clientes cortados;
- (iv) R\$ 95,4 milhões (237,6 GWh) nos 9M17, sendo R\$ 32,3 milhões (79,0 GWh) no 3T17 com redução de perdas administrativas;
- (v) R\$ 15,6 milhões (38,8 GWh) nos 9M17, sendo R\$ 5,7 milhões (13,8 GWh) no 3T17 com o faturamento de energia retroativa de consumo irregular.

Projeto Recicle Mais, Pague Menos

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



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

No 3T17, 692 novos clientes se cadastraram no projeto, contra 1.046 novos clientes cadastrados no 3T16, totalizando 52 mil desde o início do projeto em 2013. O valor de bônus concedido aos clientes chegou a R\$ 65,5 mil no 3T17 com a coleta de 337,9 toneladas de resíduos no trimestre, o que representou um aumento de 31% em relação ao 3T16, quando foram concedidos R\$ 50 mil em bônus.

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

Tarifa Social de Energia Elétrica

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

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

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

Considerando as novas definições da Resolução Normativa 717/16, no ano 2017 foram realizados cerca de 70 mil descadastramentos da Tarifa Social e aproximadamente 140.484 notificações ao cliente por meio de mensagem em fatura.

Período	Relatório de Descadastramento	Descadastramento Efetivo
1T17	45.449	42.038
2T17	24.965	24.311
3T17*	5.299	4.584
Total	75.713	70.933

*Dados Preliminares

Para minimizar o impacto aos clientes, a AES Eletropaulo tem realizado diversas medidas, como:

- (i) realização de reuniões sobre o tema com representantes dos 24 municípios da área de concessão, líderes comunitários e PROCON;
- (ii) realização de treinamento para as equipes de atendimento;
- (iii) realização de saneamento na base cadastral dos clientes e atuação junto aos consumidores por meio do Projeto CadÚnico Atualização.

No 3T17 a Companhia faturou 474.391 clientes com TSEE vs. 484.993 faturados no 3T16.

FOCO NO CLIENTE

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

A tabela a seguir apresenta a evolução do índice de satisfação da Companhia:

Índice de Desempenho	Meta 2017	2017	2016	2015
Índice de Satisfação de Clientes	79,60%	74,90%	74,70%	76,10%

Em 2017, a AES Eletropaulo atingiu 74,9% no Índice de Satisfação de Qualidade Percebida pelos clientes residenciais - ISQP, evolução de 0,2 p.p quando comparado ao resultado de 2016 74,7%. As áreas de qualidade que mais apresentaram evolução foram as de “Informação e Comunicação” e “Fornecimento” que apresentaram crescimento de 0,7 p.p e 0,6 p.p respectivamente. Esta melhoria na percepção dos clientes nas áreas relacionadas a fornecimento é reflexo das ações de investimentos e do Plano de Recuperação dos Indicadores de Qualidade para realização entre os anos de 2016 e 2017.

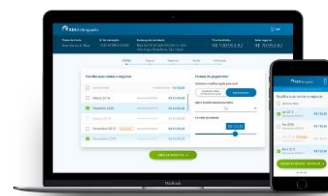


Um dos grandes avanços realizados foi o lançamento de um hot site - portal de investimento, onde o cliente pode consultar de forma online, por meio de um mapa, os locais onde a companhia está realizando obras e investimentos, o tipo de obra está sendo feita na região, assim como a programação de interrupções para manutenções quando necessário. Foi realizada a divulgação deste portal, comunicando toda a ação da Companhia.

AÇÕES DE NEGOCIAÇÃO

O aumento das tarifas ocorrido em 2015 e aplicações das bandeiras tarifárias ao longo de 2016 e 2017 contribuiu para o aumento da inadimplência. Para mitigar o impacto das ações de cobrança na satisfação do cliente, a AES Eletropaulo intensificou as ações para o esclarecimento de dúvidas sobre o tema e ações para facilitar o pagamento.

Dentre essas ações destaca-se o lançamento do portal de negociação para os clientes da AES Eletropaulo no 1T17, oferecendo mais praticidade, agilidade e condições diferenciadas para negociação de dívidas. No 3T17 foram mais de 164 mil negociações (comparado a 45 mil no 2T17) após implantação da segunda fase do Portal de Negociação, na qual as assessorias negociam diretamente com o cliente, totalizando mais de R\$ 135,0 milhões negociados no trimestre, aumento significativo em relação ao último trimestre no qual foram negociados R\$ 23,6 milhões.



Neste período também foi dada continuidade aos Feirões de Negociação, que são eventos em que os clientes podem negociar os débitos pendentes junto à empresa e obter descontos e opções de parcelamento. Nos 9M17, foram realizados quatro Feirões de Negociação. O resultado destes Feirões neste período somou R\$ 2,2 milhões negociados através de 807 acordos, em comparação a R\$ 1,6 milhão no mesmo período do ano passado, e pode ser percebido na redução dos níveis de PCLD (Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa).

Além disso a AES Eletropaulo investiu em ações de comunicação com os clientes, por meio de: (i) campanhas de “Marketing”, usando SMS e e-mail marketing para obtenção do resultado esperado; (ii) reforço do tema nas redes sociais; (iii) Divulgação nos seus canais de comunicação (conta de luz, cartaz lojas, entre outros).

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

RECEITA OPERACIONAL BRUTA

A receita operacional bruta da AES Eletropaulo totalizou R\$ 5.812,0 milhões no 3T17, apresentando um crescimento de 16,7% ou R\$ 831,0 milhões, quando comparada ao 3T16. Esse desempenho é explicado, principalmente, por:

- (i) aumento de R\$ 739,8 milhões referente ao Ativo Financeiro Setorial, devido principalmente ao maior custo com aquisição de energia;
- (ii) maior faturamento com bandeiras tarifárias¹⁵ no valor de R\$ 156,7 milhões; e
- (iii) parcialmente compensado pelo menor valor faturado de R\$ 150,4 milhões com venda de energia no mercado de curto prazo, resultado do menor volume de GWh vendido na CCEE.

No acumulado do ano, a receita bruta da Companhia totalizou R\$ 15.797,8 milhões, apresentando uma melhora de R\$ 397,5 milhões, representando um crescimento de 2,6% quando comparado ao mesmo período do ano passado. O desempenho é explicado, principalmente, por:

- (i) aumento de R\$ 1.786,2 milhões referente ao Ativo Financeiro Setorial, impactado principalmente, pelo maior custo com aquisição de energia no período;
- (ii) aumento de R\$ 37,7 milhões com faturamento com Bandeira Tarifária¹⁶; e

¹⁵ Inclui apenas valores faturados

¹⁶ Inclui apenas valores faturados

- (iii) recebimento de R\$ 77,7 milhões referente a ressarcimento de acordos bilaterais, decorrente da estratégia de redução dos níveis de sobrecontratação adotada no 1S17; parcialmente compensado;
- (iv) pela redução de R\$ 1.607,0 milhões da receita de fornecimento (ex-bandeira tarifária) devido ao menor consumo faturado.

DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL

As deduções representaram 35,2% da receita operacional bruta no 3T17, totalizando R\$ 2.043,7 milhões. Quando comparado ao 3T16, houve uma redução de R\$ 18,1 milhões. Esse desempenho é explicado principalmente pela redução de:

- (i) R\$ 126,2 milhões da conta de PIS/COFINS, em função da alteração na regra de tributação, excluindo o ICMS-ST da base de cálculo destas deduções;
- (ii) R\$ 96,3 milhões da conta de CDE; resultado parcialmente compensado pelo aumento de:
- (iii) R\$ 185,4 milhões da CCRBT, em virtude das Bandeiras Tarifárias no período;
- (iv) R\$ 17,3 milhões de deduções relacionada ao PROINFA e eficiência energética.

No acumulado do ano, as deduções da receita representaram 39,0% da receita operacional bruta, totalizando R\$ 6.163,2 milhões, uma redução de R\$ 637,3 milhões em relação ao mesmo período de 2016. As principais variações que impactaram as deduções no período foram:

- (i) redução de R\$ 346,1 milhões de da conta de CDE;
- (ii) redução de R\$ 277,5 milhões de ICMS;
- (iii) redução de R\$ 192,1 milhões da conta de PIS/COFINS, conforme mencionado acima;
- (iv) compensado pelo aumento de R\$ 135,7 milhões da CCRBT.

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

No 3T17, a Companhia registrou uma receita operacional líquida de R\$ 3.768,3 milhões, um aumento de R\$ 849,2 milhões em relação ao 3T16.

No acumulado de 2017 a receita operacional líquida foi de R\$ 9.634,6 milhões, uma melhora de 12,0% representando R\$ 1.034,8 milhões em relação ao acumulado do ano de 2016. Além das variações apontadas acima, destaca-se:

- (i) efeito da compensação relativa ao ativo possivelmente inexistente, fruto da liminar obtida em favor da Companhia em janeiro de 2015, que apresentou um impacto positivo de R\$ 86,3 milhões no 1S16. A compensação do valor foi concluída ao final do ano regulatório 2015-2016, e, portanto, não apresentou nenhum efeito no 3T17.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais da AES Eletropaulo, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R\$ 3.195,7 milhões no 3T17, um aumento de 23,2% em relação ao 3T16, apesar da redução de 15,7% registrada nas linhas de PMSO. No acumulado do ano, o total de custos e despesas operacionais somaram R\$ 8.105,0 milhões nos 9M17, contra R\$ 7.580,1 milhões nos 9M16, um aumento de 6,9%. As principais variações estão detalhadas a seguir:

Custos e Despesas Operacionais* (R\$ milhões)	3T17	3T16	Var (%)	9M17	9M16	Var (%)
Parcela A	2.651,5	1.947,8	36,1%	6.341,0	5.715,2	10,9%
Energia Comprada para Revenda	2.366,0	1.732,5	36,6%	5.670,7	4.909,7	15,5%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	285,6	215,2	32,7%	670,4	805,5	-16,8%
PMSO	544,2	645,5	-15,7%	1.764,0	1.864,9	-5,4%
Pessoal e Entidade de Previdência	297,6	307,7	-3,3%	904,8	846,0	6,9%
Materiais	14,2	19,5	-27,2%	47,6	60,0	-20,6%
Serviços de Terceiros	138,2	144,9	-4,6%	419,3	426,6	-1,7%
Outros	94,1	173,3	-45,7%	392,3	532,3	-26,3%
Total	3.195,7	2.593,2	23,2%	8.105,0	7.580,1	6,9%

* Não considera custo de construção e Depreciação/Amortização

Parcela A

Custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda

No 3T17, a despesa com energia comprada para revenda aumentou em 36,6%, ou R\$ 633,4 milhões, em comparação ao 3T16, totalizando R\$ 2.366,0 milhões. No acumulado de 2017, tal despesa aumentou R\$ 760,9 milhões, uma variação de 15,5% em relação ao mesmo período de 2016. Abaixo estão detalhadas as principais variações nas despesas com compra de energia elétrica:

- (i) **Risco Hidrológico:** o impacto do risco hidrológico no trimestre foi de R\$ 885,5 milhões, devido à baixa afluência em 2017 e aumento do despacho térmico. No acumulado de 2017, a variação devido ao risco hidrológico foi de R\$ 1.146,6 milhões;
- (ii) **Leilões¹⁷:** redução de R\$ 231,7 milhões, em função, principalmente, de uma redução de 20,3% no montante de energia adquirida no 3T17 em comparação ao 3T16, apesar do aumento de 2,1% na tarifa média no período. No acumulado do ano de 2017, o valor reduziu R\$ 310,8 milhões em comparação com o mesmo período do ano anterior explicado pelos mesmos fatores;
- (iii) **Itaipu:** aumento de R\$ 50,1 milhões, refletindo maior volume contratado em 2,6% no período e aumento da tarifa em dólar/kW. No acumulado de 2017, o montante apresentou aumento de R\$ 44,4 milhões, explicado pelos mesmos motivos;
- (iv) **Proinfa:** redução de R\$ 20,1 milhões, refletindo redução no volume de 9,1% e na tarifa média de 16,6% entre os trimestres. No acumulado de 2017, a redução foi de R\$ 65,9 milhões, em decorrência da menor tarifa média no período e menor volume contratado.

Fontes de Compra de Energia	Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte em R\$/MWh						Participação da Fonte		
	3T17	3T16	Var (%)	9M17	9M16	Var (%)	3T17 Part.	3T16 Part.	9M17 Part.
Itaipu	200,3	183,6	9,1%	200,7	198,0	1,3%	24,6%	20,2%	23,6%
Leilão ¹	148,3	145,2	2,1%	144,5	134,8	7,2%	70,2%	74,1%	70,8%
Angra 1 e 2	338,7	199,9	69,4%	259,7	201,4	29,0%	2,8%	3,6%	3,6%
Proinfa	286,3	343,4	-16,6%	293,3	372,6	-21,3%	2,3%	2,1%	2,1%
Tarifa²	271,1	166,6	62,8%	210,1	160,6	30,9%	100,0%	100,0%	100,0%

1- Considera Quotas de Garantia Física e Ressarcimento | 2 - Considera Quotas de Garantia Física, Ressarcimento e Risco Hidrológico

¹⁷ Inclui Cotas de Garantia Físicas, Ressarcimento relacionado aos leilões e Compra na CCEE.

Volume de Energia Comprada por Fonte (GWh)	3T17	3T16	Var (%)	9M17	9M16	Var (%)
Itaipu	2.359,0	2.300,1	2,6%	6.983,8	6.853,3	1,9%
Leilão	6.720,7	8.460,0	-20,6%	20.966,9	24.779,3	-15,4%
Angra 1 e 2	272,8	411,2	-33,7%	1.064,7	1.224,8	-13,1%
Proinfa	218,9	240,9	-9,1%	613,1	659,4	-7,0%
Volume Total	9.571,4	11.412,2	-16,1%	29.628,6	33.516,8	-11,6%

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\$ 285,6 milhões no 3T17, um aumento de 32,7%, ou R\$ 70,4 milhões, em comparação ao mesmo período de 2016. A variação é explicada, principalmente, pelo:

- (i) aumento de R\$ 237,3 milhões do Uso da Rede Básica, em função do ressarcimento das transmissoras após a renovação das concessões em 2012 e 2013, e transporte de energia de Furnas / Itaipu, devido ao aumento dos encargos de transmissão decorrente da indenização das transmissoras que renovaram concessões em 2013, conforme estabelecido no último reajuste tarifário; parcialmente compensado pela:
- (ii) variação positiva de recursos financeiros da CONER no valor de R\$ 125,5 milhões; e
- (iii) menores custos no valor de R\$ 47,8 milhões do Encargo de Serviço do Sistema, devido ao menor custo com despacho de térmicas fora da ordem de mérito.

No acumulado de 2017, as despesas com encargos do uso de rede elétrico e transmissão totalizaram R\$ 670,4 milhões, uma variação positiva de R\$ 135,1 milhões, representando uma melhora de 16,8% comparado ao acumulado do ano de 2016 de R\$ 805,5 milhões. O resultado do período deve-se:

- (i) aos menores custos no montante de R\$ 174,9 milhões em relação ao mesmo período de 2016 na conta de Encargos do Serviço do Sistema;
- (ii) variação positiva de recursos financeiros da CONER de R\$ 167,9 milhões; e
- (iii) aos ajustes referente ao alívio retroativo no valor de R\$ 35,5 milhões; compensado por
- (iv) maiores dispêndios de R\$ 231,4 milhões com Uso da Rede Básica e com Transporte de Energia - Furnas/Itaipu.

OPEX - PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros)

No 3T17, o OPEX reportado foi de R\$ 544,2 milhões, uma redução de R\$ 101,3 milhões quando comparado ao mesmo período do ano de 2016, ou 15,7%. Excluindo o fundo de pensão, tal redução totalizaria 18,5%.

No acumulado do ano, OPEX reportado totalizou R\$ 1.764,0 milhões, uma redução de 5,4% em relação ao mesmo período do ano anterior, ou R\$ 100,9 milhões. Excluindo o fundo de pensão, tal redução totalizaria 8,6%.

As principais variações serão detalhadas nesta seção:

OPEX - R\$ milhões	3T17	3T16	Var (%)	9M17	9M16	Var (%)
Pessoal	199,8	210,1	-4,9%	610,9	588,8	3,7%
Serviços de Terceiros	138,2	144,9	-4,6%	419,3	426,6	-1,7%
Material	14,2	19,5	-27,2%	47,6	60,0	-20,6%
Outras Despesas	39,7	50,0	-20,6%	151,1	146,8	2,9%
PMSO (ex-FCESP)	391,9	424,6	-7,7%	1.228,9	1.222,2	0,5%
PCLD e Baixas	29,5	80,8	-63,5%	133,2	238,2	-44,1%
Contingências	8,7	8,5	2,4%	33,4	34,1	-2,0%
Multas (DIC/FIC/DMIC)	16,2	33,9	-52,3%	74,6	113,2	-34,1%
OPEX (ex-FCESP)	446,4	547,9	-18,5%	1.470,1	1.607,7	-8,6%
Entidade de Previdência	97,8	97,6	0,3%	293,9	257,2	14,3%
OPEX Reportado	544,2	645,5	-15,7%	1.764,0	1.864,9	-5,4%

Opex (em termos reais)

Em termos reais, o OPEX reportado, excluindo fundo de pensão, ficou inferior em R\$ 101,3 milhões no 3T17 comparado ao 3T16, com destaque para a redução no grupo de outras despesas, incluindo PCLD e Multas. Tal redução foi superior ao projetado para a Companhia em seu Programa de Produtividade no 3T17, conforme será detalhado na seção “Programa de Produtividade”. No acumulado do ano, a redução totalizou R\$ 177,8 milhões (ou 10,79%), em comparação aos 9M16.

Pessoal

Pessoal - R\$ milhões	3T17	3T16	Var (%)	9M17	9M16	Var (%)
Pessoal e Encargos	199,8	210,1	-4,9%	610,9	588,8	3,7%
Entidade de Previdência Privada	97,8	97,6	0,3%	293,9	257,2	14,3%
Total	297,6	307,7	-3,3%	904,8	846,0	6,9%

Despesas com Pessoal e Encargos

No 3T17, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 199,8 milhões, uma redução de 4,9% ou R\$ 10,3 milhões em comparação ao 3T16. Essa variação deve-se, sobretudo, ao:

- (i) redução de R\$ 5,8 milhões de assistência médica, em função da redução no volume registrado na utilização do plano de saúde;
- (ii) redução de R\$ 4,0 milhões na remuneração variável;
- (iii) redução de R\$ 11,2 milhões referente a maior capitalização devido ao aumento do CAPEX; parcialmente compensada por
- (iv) aumento de R\$ 9,1 milhões de reajuste de remuneração e benefícios em função de acordos coletivos de 2016 e 2017;

No acumulado do ano, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 610,9 milhões, um aumento de 3,7% em comparação ao mesmo período do ano anterior. Essa variação deve-se, principalmente, a:

- (i) aumento de R\$ 27,0 milhões de reajuste de remuneração e benefícios em função dos acordos coletivos de 2016 e 2017;

- (ii) aumento de R\$ 6,1 milhões referente a despesas com rescisão e Programa de Incentivo à Aposentadoria (PIA); parcialmente compensados por
- (iii) redução de R\$ 6,0 milhões na remuneração variável; e
- (iv) redução de R\$ 11,2 milhões referente a maior capitalização devido ao aumento do CAPEX.

Despesa com Entidade de Previdência Privada

No 3T17, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 97,8 milhões, resultado em linha comparado ao 3T16.

No acumulado, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 293,9 milhões, um aumento de 14,3% ou R\$ 36,7 milhões em comparação ao mesmo período de 2016. Contribuiu para esta variação, a redução da taxa de desconto do passivo, que foi reduzida para 5,80% no 3T16 contra 7,30% aplicado ao final de 2015.

Despesas com materiais e serviços de terceiros

No 3T17, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 152,4 milhões, uma redução de 7,3% ou R\$ 12,0 milhões em comparação ao 3T16. Essa variação deve-se, sobretudo à:

- (i) redução de R\$ 7,5 milhões devido as melhorias no processo de poda seletiva, incluindo otimização de recursos e aumento na utilização de pessoal próprio; e
- (ii) redução de R\$ 1,1 milhão como resultado da maior produtividade com utilização de equipes multitarefas nos processos de manutenção de rede.

No acumulado do ano, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 467,0 milhões, uma redução de 4,0% ou R\$ 19,7 milhões em comparação aos 9M16. Esta variação deve-se, principalmente:

- (i) redução de R\$ 18,2 milhões devido as melhorias no processo de poda seletiva;
- (ii) redução de R\$ 3,9 milhões referente a despesas relacionadas ao plano de recuperação dos indicadores de qualidade da Companhia, realizadas em 2016; parcialmente compensada por:
- (iii) aumento de R\$ 3,0 milhões relacionados ao aumento no treinamento de eletricitistas terceirizados; e
- (iv) aumento de R\$ 4,0 milhões devido à ampliação das ações de corte e religa, com o objetivo de reduzir os níveis de inadimplência.

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 (c) compensações de DIC/FIC/DMIC/DICRI e (d) Demais Despesas, incluindo aluguéis, publicidade, IPTU, entre outros.

Outras Despesas Operacionais R\$ milhões	3T17	3T16	Var (%)	9M17	9M16	Var (%)
PCLD e Baixas	29,5	80,8	-63,5%	133,2	238,2	-44,1%
Provisão de Litígios e Contingências	8,7	8,5	2,4%	33,4	34,1	-2,0%
DIC / FIC / DMIC / DICRI	16,2	33,9	-52,3%	74,6	113,2	-34,1%
Outros ¹	39,7	50,0	-20,6%	151,1	146,8	2,9%
Total	94,1	173,3	-45,7%	392,3	532,3	-26,3%

¹ Multas, arrendamentos e aluguéis, indenizações, perdas e danos, publicidade, tarifas bancárias, IPTU, baixa de ativos, etc

No 3T17, o total de Outras Despesas Operacionais manteve a forte redução apresentada no último trimestre, caindo 45,7%, ou R\$ 79,2 milhões, em comparação ao mesmo período de 2016, totalizando R\$ 94,1 milhões. Dentre os principais componentes deste grupo, destacam-se as variações abaixo:

- redução de R\$ 51,3 milhões em despesas com PCLD, resultado da implementação de ações de cobrança, com diminuição do ticket médio da carteira de inadimplentes no trimestre em 17,4% (R\$ 98,4/MWh no 3T17 vs R\$ 119,1/MWh no 3T16), fruto das iniciativas do Programa de Produtividade, com redução no volume médio de clientes inadimplentes (231,4 mil no 3T17 vs 246,5 mil no 3T16);
- redução em R\$ 17,7 milhões com DIC / FIC / DMIC do 3T17 quando comparado ao 3T16, refletindo melhora nos indicadores de qualidade, fruto dos resultados do Programa de Produtividade, e provisionamento realizado no 3T16 referente a indicadores de qualidade de anos anteriores;
- redução de R\$ 1,4 milhão com aluguel de imóveis; e
- custos com desativação de ETD incorridos no 3T16, no valor de R\$ 5,0 milhões.

No acumulado do ano, a redução foi de 26,3%, ou R\$ 140,0 milhões, em comparação aos 9M16, totalizando R\$ 392,3 milhões. Destacam-se, entre os principais componentes, as variações abaixo:

- redução de R\$ 104,9 milhões em despesas com PCLD, resultado da implementação de ações de cobrança, com diminuição do ticket médio da carteira de inadimplentes em 18,1% (R\$ 99,57/MWh em 9M17 vs R\$ 121,51/MWh nos 9M16), com redução no volume médio de clientes inadimplentes (238,5 mil nos 9M17 vs 253,3 mil nos 9M16);
- redução de R\$ 38,7 milhões com DIC / FIC / DMIC, refletindo melhora nos indicadores de qualidade, fruto dos resultados do nosso Programa de Produtividade, conforme indicado anteriormente;
- aumento de R\$ 12,1 milhões em demais despesas principalmente associadas à: (i) aumento de R\$ 2,4 milhões da taxa paga para a CCEE; (ii) ressarcimentos de serviços, no valor de R\$ 1,3 milhão e (iii) aumento de pedidos de indenização (PID) e reclassificações, no valor de R\$ 8,4 milhões.

PROGRAMA DE PRODUTIVIDADE

A Companhia divulgou em conjunto com seus resultados do 4T16 suas projeções para a redução das despesas operacionais, excluindo fundo de pensão, considerando diversas iniciativas detalhadas ao longo deste documento, que se baseiam em:

A. Recuperação dos Indicadores de Qualidade (redução de DEC e FEC) por meio de:

- Novo patamar de investimentos;
- Inteligência da rede;

iii. Digitalização de processos.

B. Gestão da Receita por meio das ações a seguir:

- i. Desenvolvimento de sistema para antecipar o comportamento dos consumidores;
- ii. Trazer inteligência para o processo;
- iii. Transformação do leiturista em agente comercial.

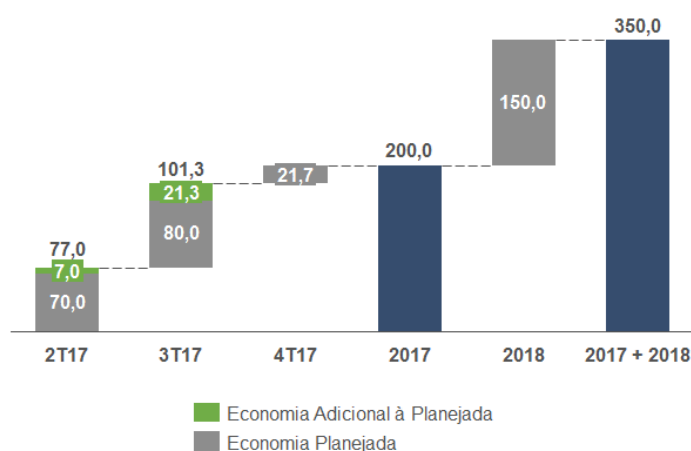
C. Satisfação do Cliente

- i. Gerenciamento da jornada do cliente;
- ii. Gestão de controle da qualidade e eficácia do atendimento;
- iii. Inteligência preditiva para análise de causa e raiz.

Atuando em todas estas frentes, que se traduzem, principalmente em redução de multas e PCLD, a Companhia demonstrou seu comprometimento com as metas estabelecidas no Programa de Produtividade e atingiu no 3T17, R\$ 101,3 milhões de redução de despesas operacionais, acima dos R\$ 80 milhões da meta.

No 2T17 a Companhia atingiu R\$ 77,0 milhões de redução, também acima da meta esperada do R\$ 70 milhões para o trimestre. Para o ano completo de 2017 a redução esperada é de R\$ 200 milhões, dos quais R\$ 187,3 milhões já foram realizados, e para 2018 de R\$ 150 milhões. Os valores são em termos reais ponderados pela alíquota efetiva mensal (IPCA em relação aos custos de pessoal e IGP-M para demais custos) e em comparação com as despesas operacionais de 2016, excluindo as despesas com fundo de pensão.

Evolução Esperada da Redução das Despesas (R\$ mm)



Redução em termos reais, comparado ao OPEX de 2016, excluindo Fundo de Pensão.

EBITDA AJUSTADO¹⁸

No 3T17, o EBITDA Ajustado pelo fundo de pensão registrou crescimento de 71,0%, em comparação ao mesmo período de 2016, totalizando R\$ 396,7 milhões. O aumento de R\$ 164,7 milhões no EBITDA Ajustado é explicado, principalmente por:

- (i) redução de R\$ 101,5 milhões no OPEX, ajustado pelo fundo de pensão, como resultado das ações do Programa de Produtividade empenhadas pela Companhia;
- (ii) efeito negativo pela ausência de impacto de sobrecontratação no 3T17, em comparação ao impacto positivo de R\$ 8,1 milhões da sobrecontratação registrada no 3T16;
- (iii) impacto positivo de R\$ 70,3 milhões referente a efeitos regulatórios/tributários, como:

¹⁸ Ajustes referentes as despesas com fundo de pensão e ativo possivelmente inexistente (apenas em 2016).

- a. alteração na base de cálculo do PIS/COFINS sobre ICMS-ST (clientes ACL);
 - b. atualização monetária do ativo financeiro;
 - c. variação cambial de Itaipu;
 - d. recontabilização da liquidação de 2012 a 2015.
- (iv) impacto negativo de mercado em R\$ 1,1 milhão, em decorrência das variações no volume cativo, parcialmente compensado pelo aumento do componente da Parcela B na tarifa em decorrência do reajuste tarifário de 2017.

O EBITDA reportado no 3T17 foi de R\$ 298,9 milhões, ante um EBITDA de R\$ 134,4 milhões no 3T16, apresentando um aumento de R\$ 164,5 milhões, ou 122,4%.

No acumulado do ano, o EBITDA Ajustado pelo fundo de pensão e ativo possivelmente inexistente registrou crescimento significativo de 61,2%, em comparação ao mesmo período de 2016, totalizando R\$ 1.091,1 milhões. O aumento de R\$ 414,0 milhões é explicado principalmente, por:

- (i) redução de R\$ 137,6 milhões no OPEX ajustado pelo fundo de pensão, já contemplando parcialmente os resultados das ações do Programa de Produtividade;
- (ii) impacto positivo de R\$ 176,6 milhões referente a efeitos regulatórios/tributários, devido:
 - a. alteração na base de cálculo do PIS/COFINS sobre ICMS-ST (clientes ACL);
 - b. negociação de contratações bilaterais.
 - c. atualização monetária do ativo financeiro;
 - d. variação cambial de Itaipu;
 - e. recontabilização da liquidação de 2012 a 2015.
- (iii) efeito positivo na margem, no valor de R\$ 99,8 milhões, em decorrência das variações no volume cativo e no componente da Parcela B na tarifa em decorrência do reajuste tarifário de 2017.

RESULTADO FINANCEIRO

A Companhia registrou no 3T17 um resultado financeiro negativo em R\$ 44,0 milhões, frente um resultado financeiro negativo de R\$ 61,4 milhões no 3T16. A variação positiva de R\$ 17,5 milhões comparado ao 3T16 refere-se principalmente à variação cambial de Itaipu, com impacto positivo de R\$ 15,6 milhões devido à oscilação cambial.

Nos 9M17, a Companhia registrou resultado financeiro negativo em R\$ 206,2 milhões, ante um resultado financeiro negativo em R\$ 136,7 milhões no 9M16, que se dá, principalmente, à variação cambial de Itaipu e à atualização financeira do ativo e passivo financeiro setorial.

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

Receitas Financeiras

As receitas financeiras totalizaram R\$ 116,3 milhões no 3T17, uma redução de R\$ 14,1 milhões em relação aos R\$ 130,3 milhões registrados no 3T16. Esse desempenho é explicado principalmente pela:

- (i) redução de R\$ 23,5 milhões referentes as multas contratuais, multas sobre contas de energia elétrica e juros e correção monetária sobre as contas de energia elétrica em atraso;
- (ii) redução de R\$ 14,9 milhões referentes atualização monetária (Selic) do ativo financeiro setorial;
- (iii) redução de R\$ 21,6 milhões referentes ao rendimento das aplicações financeiras, resultado de um menor volume de aplicações e da redução do CDI no período, parcialmente compensado pelo:

- (iv) aumento de R\$ 42,5 milhões referente à receitas de atualização monetária de créditos retroativos de PIS/COFINS, oriundo da exclusão do ICMS-ST (clientes ACL) da base de cálculo.

Nos 9M17, a Companhia registrou uma receita financeira de R\$ 274,6 milhões versus os R\$ 360,3 milhões no mesmo período de 2016. Esta variação é justificada sobretudo pela:

- (i) redução de R\$ 56,3 milhões referentes as multas contratuais, multas sobre contas de energia elétrica e juros e correção monetária sobre as contas de energia elétrica em atraso;
- (ii) redução de R\$ 46,1 milhões referentes atualização monetária (Selic) do ativo financeiro setorial;
- (iii) redução de R\$ 19,8 milhões ao rendimento das aplicações financeiras, resultado de um menor volume de aplicação e da redução do CDI no período. Parcialmente compensada por:
- (iv) aumento de R\$ 42,5 milhões referente à receitas de atualização monetária de créditos retroativos de PIS/COFINS, oriundo da exclusão do ICMS-ST (clientes ACL) da base de cálculo.

Despesas Financeiras

As despesas financeiras do 3T17 totalizaram R\$ 172,1 milhões, uma redução de 8,5%, ou R\$ 16,1 milhões, em comparação ao 3T16. Essa variação positiva é explicada, principalmente, pela:

- (i) redução de 32,4% do encargo das dívidas com impacto positivo de R\$ 48,6 milhões em função da diminuição no saldo da dívida bruta referente amortização parcial da 9ª e 19ª emissão de debêntures e também da 3ª Nota Promissória e CCB Bradesco; parcialmente compensada pelo:
- (ii) aumento das despesas provenientes da atualização monetária (Selic) do passivo financeiro setorial em R\$ 32,2 milhões, em função de uma CVA Passiva acumulada no 3T17.

Nos 9M17, a Companhia registrou despesa financeira de R\$ 485,9 milhões, uma redução de 9,2% em relação aos R\$ 534,9 milhões do mesmo período do ano passado. Esta variação positiva é esclarecida pela:

- (i) redução do encargo das dívidas em R\$ 102,1 milhões principalmente em função amortização de debêntures; parcialmente compensado pelo:
- (ii) aumento de R\$ 10,5 milhões, referente aos juros capitalizados transferidos para o intangível em curso;
- (iii) aumento das despesas provenientes da atualização monetária (Selic) do passivo financeiro setorial em R\$ 47,8 milhões, em função de constituição de CVA Passiva registrada nos 9M17.

Variações Cambiais Líquidas

No 3T17, as variações cambiais líquidas apresentaram um resultado positivo de R\$ 11,9 milhões ante um resultado negativo R\$ 3,5 milhões registrados no 3T16, devido à oscilação cambial principalmente referente a aquisição da energia de Itaipu.

Nos 9M17, as variações cambiais líquidas apresentaram um ganho de R\$ 5,1 milhões contra um ganho de R\$ 37,9 milhões no 9M16, variação justificada pelo mesmo motivo exposto acima.

LUCRO LÍQUIDO

No 3T17, a Companhia reportou um lucro líquido de R\$ 74,3 milhões versus um prejuízo líquido reportado de R\$ 32,5 milhões no 3T16. Essa performance é explicada pelas variações (líquidas de impostos) abaixo:

- (i) aumento do EBITDA ajustado¹⁹ de R\$ 108,7 milhões em relação ao 3T16, em função principalmente do resultado das ações do programa de produtividade;
- (ii) melhora no resultado financeiro em R\$ 11,5 milhões sobretudo impactado pelo efeito das oscilações cambiais e redução de encargos, fruto das amortizações de debêntures; parcialmente compensado pelo:
- (iii) aumento das despesas com fundo de pensão, depreciação e amortização e outros²⁰ em R\$ 13,4 milhões.

Nos 9M17, o lucro líquido da AES Eletropaulo foi de R\$ 118,3 milhões, um aumento de R\$ 116,8 milhões em comparação ao 9M16. Essa variação líquida deve-se ao:

- (i) aumento do EBITDA ajustado²¹ em 61,2% ou R\$ 216,3 milhões se comparado ao 9M16; parcialmente compensado pela:
- (ii) piora no resultado financeiro de R\$ 45,9 milhões devido em maior medida à variação cambial de Itaipu e redução de encargos, fruto das amortizações; e
- (iii) aumento das despesas com fundo de pensão, depreciação e amortização e outros²² em R\$ 53,6 milhões.

ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS LÍQUIDOS

No 3T17, a Companhia registrou uma CVA Líquida Passiva (“a pagar”) de R\$ 30,9 milhões, uma redução de R\$ 237,8 milhões em relação ao saldo de CVA Líquida Passiva de R\$ 268,7 milhões em 2016, conforme detalhado a seguir.

Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	2016	Diferimentos	Amortização	Bandeira	Atualização monetária	Reclassificações	3T17
Itaipu	978,2	310,0	(797,3)	-	47,2	(109,6)	428,4
Proinfa	24,6	(22,0)	(18,1)	-	(0,3)	-	(15,8)
Transporte - Rede Básica	29,7	39,3	(20,0)	-	2,4	-	51,3
Transporte - Itaipu	5,8	8,3	(3,6)	-	0,4	-	10,9
CDE	42,1	(239,9)	(151,6)	-	(14,8)	(49,8)	(413,9)
Custo de Energia	(581,2)	1.101,5	640,8	(444,6)	(39,7)	75,1	752,0
Encargos do Serviço de Sistema	(376,7)	(513,6)	172,4	-	(26,1)	44,3	(699,7)
Demais Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	(391,1)	(11,5)	235,5	-	(17,0)	40,0	(144,2)
<i>Neutralidade Parcela A</i>	200,4	82,4	(149,8)	-	7,0	-	140,1
<i>Sobrecontratação</i>	96,5	(93,1)	65,5	-	10,7	(0,6)	79,1
<i>RTE</i>	(416,2)	-	347,1	-	(15,7)	84,9	-
<i>Ultrapassagem de Demana e Excedente de Reativos</i>	(206,1)	(64,6)	-	-	(19,3)	-	(290,1)
<i>Fator Xq</i>	(61,3)	55,7	-	-	5,6	-	(0,0)
<i>Devolução Angra III</i>	-	175,1	(33,5)	-	3,0	(44,3)	100,4
<i>Risco Hidrológico</i>	-	(118,3)	-	-	(0,8)	-	(119,1)
<i>Outros</i>	(4,3)	(48,9)	6,1	-	(7,5)	-	(54,5)
Total	(268,7)	672,2	57,9	(444,6)	(47,8)	-	(30,9)

¹⁹ Ajustado pelo fundo de pensão

²⁰ Considera variação de alíquota de IR/CSLL de 34% para a alíquota efetiva verificada

²¹ Ajustado pelo fundo de pensão

²² Considera variação de alíquota de IR/CSLL de 34% para a alíquota efetiva verificada

O ativo setorial líquido de R\$ 672,2 milhões averiguado nos diferimentos deste trimestre podem ser explicados, principalmente, pelo:

- (i) ativo financeiro setorial diferido no valor de R\$ 1.101,5 milhões referente ao aumento do custo de compra de energia associado as piores condições hidrológicas.
- (ii) aumento do custo de aquisição de energia de Itaipu no montante de R\$ 310,0 milhões devido à maior tarifa em dólares;
- (iii) constituição de ativo financeiro setorial no valor de R\$ 175,1 milhões no 2T17 referente à devolução tarifária antecipada dos custos de Angra III; parcialmente compensada por;
- (iv) redução dos ESS que constituiu um passivo financeiro regulatório diferido no valor de R\$ 513,6 milhões devido ao menor despacho térmico fora da ordem de mérito;
- (v) constituição de passivo financeiro setorial de R\$ 239,9 milhões devido à redução do encargo da CDE; e
- (vi) adiantamento de componente financeiro referente à cobertura do risco hidrológico no valor de R\$ 473,1 milhões previsto no processo tarifário de 2017 das distribuidoras, ocorrendo a reversão mensal, totalizando R\$ 118,3 milhões no 3T17.

ENDIVIDAMENTO

A Companhia registrou no 3T17 uma dívida bruta²³ de R\$ 4.710,2 milhões, um total 6,2% menor em relação ao 3T16 que apresentou R\$ 5.021,5 milhões. As disponibilidades somavam R\$ 1.065,7 milhões no 3T17 vs. R\$ 1.335,4 do mesmo período do ano anterior.

Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 3.644,5 milhões no 3T17, uma redução de R\$ 41,6 milhões em relação ao valor de R\$ 3.686,1 do 3T16. Essa redução deve-se principalmente à:

- (i) amortizações de debêntures, CCB, FINEM, FINEP e Leasing, contemplando principal e juros no valor de R\$ 1.388,7 milhões, com destaque no 3T17 para amortização do principal do CCB no valor de R\$ 120,0 milhões mais juros e de R\$ 35,6 milhões referentes a 19ª debenture mais juros.
- (ii) redução do saldo do fundo de pensão em R\$ 58,1 milhões; parcialmente compensado pela:
- (iii) emissões de R\$ 1.135,6 milhões, no período, incluindo debêntures, notas promissórias, CCB e FINEM, com destaque para a 21ª debenture emitida no 3T17, no valor de R\$ 271,0 milhões, para refinanciamento do passivo da Companhia e reforço do capital de giro; e
- (iv) redução de R\$ 269,7 milhões no saldo de caixa.

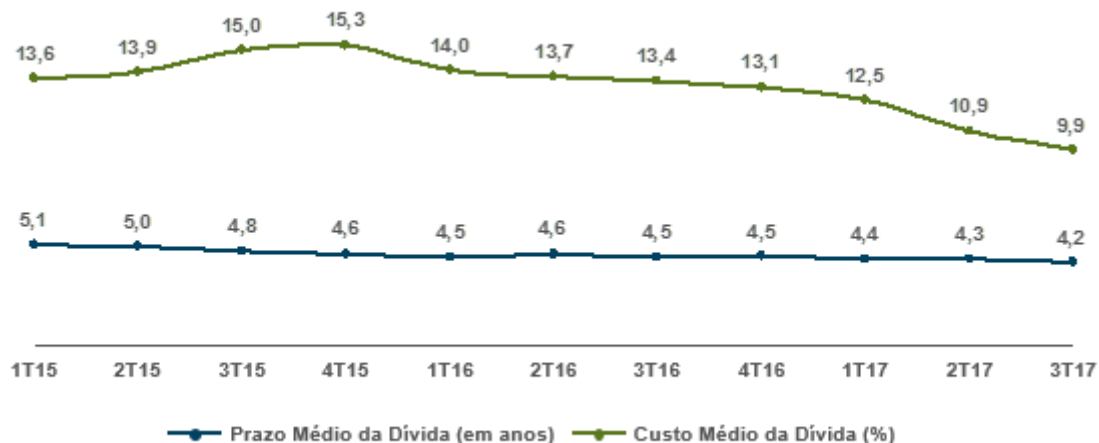
²³ Dívida Bruta corresponde ao somatório dos empréstimos, financiamentos, leasing financeiro e debêntures de curto e longo prazo, além do saldo devedor com o fundo de pensão de R\$ 1.264,9 milhões (excluindo o efeito do corredor contábil no montante de R\$ 2.468,0 milhões).

Dívida - R\$ milhões	3T17	3T16	Var (%)
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	3.445,3	3.698,5	-6,8%
Fundo de Pensão	1.264,9	1.323,0	-4,4%
(-) Disponibilidades ¹	1.065,7	1.335,4	-20,2%
Dívida Líquida	3.644,5	3.686,1	-1,1%
EBITDA (LTM)	1.025,3	917,4	11,8%
Despesa com FCESP (LTM)	392,3	336,2	16,7%
EBITDA Ajustado (LTM)	1.417,7	1.253,7	13,1%
Despesa financeira sobre empréstimos²	534,0	524,7	1,8%
Dívida Líquida²/EBITDA Ajustado	2,57	2,94	-12,6%
EBITDA Ajustado/Despesa financeira²	2,65	2,39	11,1%

1 - Caixa + Títulos e Valores Mobiliários;

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

Custo e Prazo Médio da dívida²⁴



No 3T17 a dívida da AES Eletropaulo atrelada ao CDI²⁵ foi de R\$ 3.029,6 milhões com um custo médio de CDI + 2,09 % a.a., maior do que o registrado no 3T16 de CDI + 1,85 % a.a. sob a dívida de R\$ 3.254,6 milhões em função, principalmente, das novas emissões e pagamentos de dívidas ocorridas no período, conforme descritas acima.

O saldo da dívida atrelada aos demais índices²⁶ no 3T17, principalmente IGP-DI + 5,9% a.a. é de R\$ 1.603,5 milhões vs R\$ 1.688,9 milhões ao custo médio de IGP-DI + 5,5% a.a. registrado no 3T16.

²⁴ Prazo médio considera principal e Custo Médio considera principal e juros.

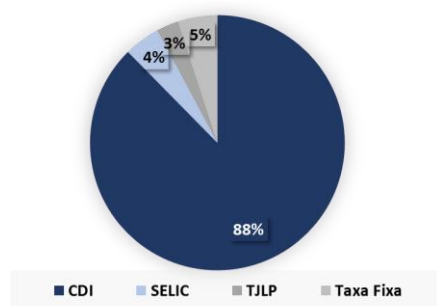
²⁵ Dívida atrelada ao CDI compreende ao somatório de principal e encargos das debêntures, nota promissória e cédulas de crédito bancário (CCB).

²⁶ A dívida atrelada aos demais índices compreende ao somatório do FINEM, FINEP e fundo de pensão (excluindo corredor).

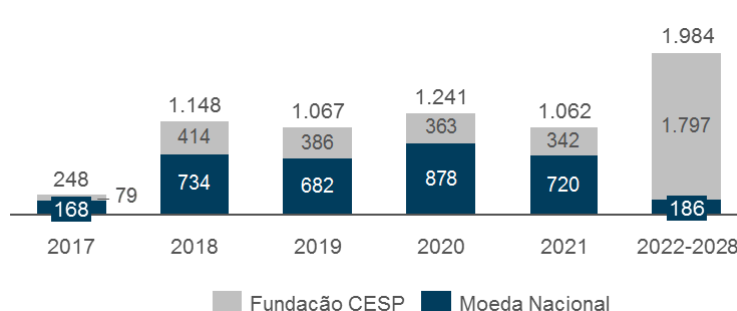
O prazo médio da dívida no 3T17 é de 4,2 anos, patamar inferior ao prazo de 4,5 anos do 3T16, também explicado pelas novas emissões e pagamentos de dívidas ocorridas neste período.

Abaixo, segregação da dívida bruta da Companhia por indexador e o cronograma de amortização:

Dívida Bruta por indexador²⁷



Cronograma de amortização da dívida - R\$ milhões²⁸



Escala de rating da Companhia

Em 16 de agosto de 2017, a S&P elevou o rating da Companhia em escala nacional em dois níveis, de “A-” para “A+”, com perspectiva estável. De acordo com a agência, a nova classificação de risco reflete o impacto da alteração de perspectiva do rating soberano, com alteração na tabela de mapeamento de ratings, anunciada na mesma data.

Em 25 de setembro de 2017, a Fitch afirmou em, ‘BB’ os IDRs (Issuer Default Ratings - Ratings de Probabilidade de Inadimplência do Emissor) em Moedas Estrangeira e Local da Companhia e o Rating Nacional de Longo Prazo ‘AA- (bra)’. A Perspectiva dos ratings corporativos é estável.

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

Últimas atualizações: Fitch - Set'17; S&P - Ago'17; Moody's - Mar'17

Emissões Recentes

Em 28 de agosto de 2017, a Companhia concluiu a 21ª emissão de debêntures simples no montante total de R\$ 271,0 milhões. O prazo de vencimento é de 5 anos contados da data de emissão com o pagamento de juros remuneratórios equivalentes a CDI + 2,95% a.a. Os recursos líquidos foram destinados ao reperfilamento do passivo da Companhia e reforço de capital de giro.

Covenants

Para efeito de cálculo dos covenants da Companhia, considera-se o saldo devedor com o fundo de pensão de R\$ 1.264,9 milhões no 3T17 (excluindo o efeito do corredor contábil no montante de R\$ 2.468,0 milhões).

²⁷ Referente a Empréstimos, Financiamentos e Debêntures

²⁸ Fluxo composto por amortização de principal, juros acumulados e saldo de diferidos.

Considerando o EBITDA previsto nos *covenants*²⁹ dos últimos 12 meses findos em 30 de setembro de 2017, a AES Eletropaulo apresentou indicadores Dívida Líquida/EBITDA Ajustado de 2,57x, e EBITDA Ajustado/Despesa Financeira de 2,65x.

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, no 3T17, a Companhia estava dentro dos limites estabelecidos nos contratos de dívida.

INVESTIMENTOS

No 3T17, a AES Eletropaulo investiu R\$ 302,8 milhões. Destes, R\$ 271,4 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 31,5 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes. No acumulado do ano, a AES Eletropaulo investiu R\$ 757,0 milhões, destes R\$ 677,9 foram realizados com recursos próprios e R\$ 79,1 com recursos de terceiros.

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

Investimentos - R\$ milhões	3T17	3T16	Var (%)	9M17	9M16	Var (%)
Serviço ao consumidor e expansão do sistema	151,0	78,0	93,6%	360,7	208,1	73,3%
Confiabilidade operacional	70,6	58,6	20,6%	231,6	153,8	50,6%
Recuperação de perdas	3,2	2,0	60,1%	8,0	5,5	45,7%
Tecnologia da Informação	11,0	11,1	-0,9%	27,0	29,5	-8,4%
Outros	35,5	12,2	189,7%	50,6	39,4	28,6%
Total com Recursos Próprios	271,4	161,9	67,6%	677,9	436,2	55,4%
Financiado pelo cliente	31,5	25,8	21,7%	79,1	69,7	13,4%
Total	302,8	187,8	61,3%	757,0	506,0	49,6%

Principais Investimentos no 3T17

Serviços ao Consumidor e Expansão do Sistema

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

No 3T17, R\$ 86,9 milhões foram investidos na adição de 55,9 mil novos clientes, na religação de 246,4 mil clientes e na regularização de 16,5 mil conexões informais. Na expansão, foram investidos R\$ 64,2 milhões no sistema para a melhora da qualidade do fornecimento. Entre os investimentos destacam-se a construção da Subestação Bom Jesus (BJU-102 e BJU-103), com 2 transformadores de 10 MVA e 2 circuitos primários de distribuição, beneficiando mais de 10.258 Clientes dos Municípios Pirapora do Bom Jesus e Santana de Parnaíba. Também neste trimestre ocorreu a inauguração dos circuitos primários de distribuição (CAI-109, CAI-111) referente a subestação Canindé que atende aos bairros Água Branca, Barra Funda, Bom Retiro, Brás, Canindé, Centro, Luz, Parque Anhembi e Santana no Município São Paulo e outro circuito primário de distribuição (HCL-106) que atende ao Hospital Emílio Ribas e outros clientes daquela região no Município São Paulo.

²⁹ 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 e todos os montantes relativos com entidade de Previdência Privada classificado na conta de "custo de operação".

No acumulado, R\$ 165,1 milhões foram investidos na adição de 154,3 mil novos clientes, na religação de 691,0 mil clientes e na regularização de 45,9 mil conexões informais. Na expansão, foram investidos R\$ 195,6 milhões no sistema para a melhora da qualidade do fornecimento de energia.

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 3T17 foram investidos R\$ 70,6 milhões em projetos de manutenção preventiva e corretiva da rede, além da modernização da subtransmissão e redes subterrâneas. No acumulado foram investidos R\$ 231,6 milhões em projetos de manutenção preventiva e corretiva da rede, além da modernização da subtransmissão e redes subterrâneas.

Recuperação de Perdas

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

No 3T17 o montante investido em recuperação de perdas atingiu R\$ 3,2 milhões. Foram realizadas 11,4 mil regularizações por meio de inspeções de fraudes e anomalias.

No acumulado do ano foram investidos R\$ 8,0 milhões, montante 45,5% maior do que o mesmo período do ano anterior que registrou R\$ 5,5 milhões.

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 3T17 foram investidos R\$ 11,0 milhões, e no acumulado esse totalizamos R\$ 27,0 milhões em projetos de Tecnologia da Informação na modernização e automação dos sistemas de distribuição e operação da Companhia.

Outros

No 3T17, foram investidos R\$ 35,5 milhões em outros projetos referentes a, principalmente, manutenções prediais e segurança eletrônica e no acumulado do ano, foram investidos R\$ 50,6 milhões.

Financiado pelo Cliente

Os investimentos realizados pelos clientes totalizaram R\$ 31,5 milhões no 3T17 e referem-se principalmente à conversão e remoção de redes, alteamento de linhas de alta tensão, entre outros. No acumulado os investimentos realizados pelos clientes totalizaram R\$ 79,1 milhões.

Investimento Remunerável

O investimento remunerável, também denominado como Base de Remuneração, é constituído pelo Ativo Imobilizado em Serviço - AIS e Almojarifado de Operação, deduzido do saldo das Obrigações Vinculadas ao Serviço Público de Energia Elétrica (Obrigação Especial).

Sobre o valor líquido da base de remuneração é calculada a remuneração, e sobre o valor bruto, a cota de depreciação, que fazem parte da Parcela “B” da Receita Requerida - RR da Concessionária, homologada pela Resolução Homologatória No 2102 ANEEL de 28/06/2016. A tabela a seguir apresenta os valores da Base de Remuneração aprovada pela ANEEL para o 4º ciclo de Revisão Tarifária Periódica vigente de julho de 2015 a julho 2019 e a sua respectiva atualização do reajuste ocorrido em julho de 2017, na qual vemos uma diminuição do Ativo Imobilizado em Serviço Bruto entre os reajustes de jul/16 e jul/17. Essa redução está diretamente relacionada a queda do fator (IGP-M do referido período) de atualização utilizado.

Componentes do Investimento Remunerável	Revisão jul/11	Reajuste jul/12	Reajuste jul/13	Reajuste jul/14	Revisão (*) jul/15	Reajuste jul/16	Reajuste jul/17
a) Ativo Imobilizado em Serviço Bruto	16.189.530.212	17.021.672.065	18.096.420.439	19.225.818.039	21.183.138.713	23.769.012.101	23.583.986.980
b1) (-) Depreciação Acumulada	10.347.767.123	10.879.642.353	11.566.582.971	12.288.453.414	13.391.278.940	15.025.982.480	14.909.015.725
b2) (-) Depreciação Acumulada %	63,9%	63,9%	63,9%	63,9%	63,2%	63,2%	63,2%
c1) (-) Obrigação Vinculada ao SPEE Bruta	1.370.413.429	1.440.852.680	1.531.828.118	1.627.429.511	2.315.613.770	2.598.285.951	2.578.060.114
c2) (-) Obrigação Vinculada ao SPEE Líquida	1.196.630.700	1.258.137.518	1.337.576.321	1.421.054.459	1.767.608.511	1.983.384.457	1.967.945.198
d) Bens 100% depreciados	3.364.292.879	3.537.217.533	3.760.557.448	3.995.253.838	6.147.896.400	6.898.383.941	6.844.684.851
e) Terrenos e Servidões	313.831.955	329.962.917	350.796.776	372.690.002	456.376.870	512.087.821	508.101.576
f) = Ativo Imobilizado em Serviço Bruto Depreciável	11.140.991.949	11.713.638.936	12.453.238.098	13.230.444.688	12.263.251.673	13.760.254.388	13.653.140.439
g) (+) Almoxarifado	31.500.064	33.119.167	35.210.312	37.407.787	56.691.527	63.611.989	63.116.814
h) = Investimento Remunerável (Base Remuneração)	4.676.632.453	4.917.011.361	5.227.471.459	5.553.717.952	6.080.942.789	6.823.257.153	6.770.142.872
i) (+) Investimento previsto no Xe	0	0	0	0	0	0	0
j) Variação do IGP (RH Aneel/ Reajuste Tarifário n°)	1,0000	1,0514	1,0631	1,0624	1,0559	1,1221	0,9922
k) cota de Depreciação - Taxa média Anual %	3,82%	3,82%	3,82%	3,82%	3,75%	3,75%	3,75%
* 4º ciclo de RTP - Julho 2015 Valores segundo REH 2102 ANEEL de 28/06/2016		a) Valor deduzido dos valores de Bens Administrativos, Veículos, Móveis e Utensílios e índice de aproveitamento					

Plano de Investimento - 2017 até 2021

A Companhia prevê investir R\$ 3.970,3 milhões no período de 2017 até 2021, principalmente na expansão da rede de atendimento e novos clientes, na preservação dos ativos para garantir a distribuição de energia e na melhoria dos indicadores de qualidades, um aumento significativo quando comparado ao plano anterior de 2016 a 2020 em que a Companhia previa investir R\$ 3.563 milhões.

Investimentos - R\$ milhões¹	2017E	2018E	2019E	2020E	2021E	Total
Capex Total	942,0	732,1	759,5	752,0	784,7	3.970,3
Recursos Próprios	841,3	649,2	680,0	671,1	700,5	3.542,1
Recursos de Terceiros	100,7	82,9	79,5	80,9	84,2	428,2

* Valores nominais

FLUXO DE CAIXA

Fluxo de Caixa - R\$ milhões	3T17	3T16	Var.	9M17	9M16	Var.
Saldo inicial de caixa	931,9	1.338,9	(407,0)	1.067,6	531,2	536,5
Geração de caixa operacional	531,6	495,0	36,7	1.311,6	2.029,3	(717,6)
Investimentos	(245,3)	(213,0)	(32,4)	(800,2)	(561,8)	(238,4)
Despesa Financeira Líquida / Amortizações Líquidas	38,0	(148,4)	186,4	(176,7)	(322,2)	145,4
Despesas com Fundo de Pensão	(110,7)	(129,1)	18,4	(331,3)	(301,8)	(29,5)
Imposto de Renda	-	(1,2)	1,2	(0,0)	(1,3)	1,3
Caixa restrito e/ou bloqueado	(79,7)	(6,7)	(73,0)	(5,4)	(38,0)	32,6
Caixa livre	133,8	(3,5)	137,3	(1,9)	804,2	(806,1)
Pagamento de Dividendos e JSCP	-	-	-	-	-	-
Saldo final de caixa	1.065,7	1.335,4	(269,7)	1.065,7	1.335,4	(269,6)

No 3T17, a Companhia registrou uma geração de caixa operacional R\$ 531,6 milhões, desempenho R\$ 36,7 milhões superior ao apresentado no 3T16. Este aumento em comparação ao mesmo período do ano anterior se deve, principalmente, aos fatores abaixo:

- (i) redução dos gastos com encargos setoriais no valor de R\$ 422 milhões devido, principalmente, (i) ao crédito de PIS/Cofins, (ii) à redução nas despesas com CDE e (iii) à queda de ICMS por reflexo da retração do mercado; parcialmente compensado pela:
- (ii) queda de R\$ 88 milhões na arrecadação devido à retração do mercado; e
- (iii) aumento dos gastos com energia no valor de R\$ 284 milhões, em razão do cenário de piora da hidrologia, do MCSD das geradoras e do aumento dos custos de transmissão.

O saldo do serviço da dívida, amortização e captação apresentou variação positiva de R\$ 186,4 milhões durante o 3T17 quando comparado com o 3T16, devido principalmente a captação de R\$ 271 milhões na 21ª emissão de debêntures, realizada em agosto, que recompôs o caixa em razão das amortizações de (i) R\$ 80 milhões da 13ª emissão e de (ii) R\$ 71 milhões da 19ª emissão, além do pré-pagamento de CCB no valor de R\$ 120 milhões.

No acumulado do ano, a Companhia registrou redução de R\$ 717,6 milhões na geração de caixa operacional quando comparada aos 9M16 devido, principalmente:

- (i) efeito negativo de R\$ 1.899,1 milhões referente a uma piora na arrecadação líquida devido a diferentes níveis de bandeira aplicada, redução do mercado e migração de clientes cativos para o mercado livre no período com reflexo de caixa em 2017;
- (ii) maiores despesas operacionais em R\$ 103,6 milhões nos 9M17 quando comparado com o 9M16 devido ao volume de adesões ao programa de aposentadoria incentivada e ao impacto do dissídio no caixa da Companhia; parcialmente compensado por;
- (iii) menores gastos com encargos setoriais no valor de R\$ 1.115,3 milhões, relacionado à redução nas despesas com CDE e com ICMS, sendo este último por reflexo da queda de mercado e ao crédito de PIS/COFINS anteriormente explicado.

O saldo do serviço da dívida, amortização e captação apresentou variação positiva de R\$ 145,4 milhões, devido, principalmente, à captação de R\$ 271 milhões da 21ª emissão, mencionada anteriormente.

MERCADO DE CAPITAIS

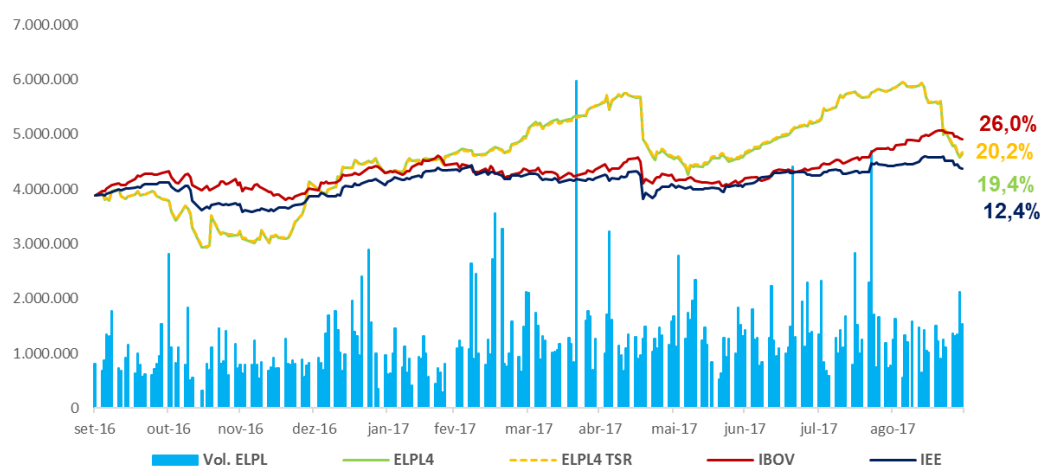
As ações da Companhia são negociadas no Nível 2 de Governança Corporativa da B3 - Brasil, Bolsa, Balcão - sob os códigos ELPL3 (ordinárias) e ELPL4 (preferenciais). As ações ELPL4 integram atualmente (i) o Índice de Ações com Tag Along Diferenciado (Itag), (ii) o Índice de Energia Elétrica (IEE), (iii) o Índice

Brasil 100 (IBrX) e o Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3. A Companhia informou em 23 de fevereiro de 2017, a proposta de migração para o Novo Mercado, segmento especial de listagem. Para maiores informações sobre o andamento deste processo, veja a seção “Migração para o Novo Mercado”.

No 3T17, a ação preferencial da Eletropaulo encerrou o período cotada a R\$ 12,67, apresentando uma valorização de 19,4%, quando comparado ao 3T16. Já a ação ordinária da Eletropaulo encerrou o período com a cotação de R\$ 16,01, 20% menor frente ao mesmo período de 2016. Em relação aos indicadores de mercado, no mesmo período, o IEE valorizou 12,4% e o Ibovespa 26,0%, encerrando o 3T17 em 41.306 pontos e 74.294 pontos respectivamente. Ao longo do 3T17, o volume médio diário negociado foi de 1.841.491 ações, representando um aumento de 100,4% em relação ao 3T16.

Desempenho das ações (últimos 12 meses)

Base 100 = 30/09/2016



DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

SEGURANÇA E MEIO AMBIENTE

A Segurança de nossos colaboradores, prestadores de serviços e da comunidade é prioridade no desenvolvimento de nossas atividades. No Planejamento Estratégico Sustentável, foram estabelecidas metas de desempenho relacionadas a esse aspecto e que são acompanhadas pela Companhia.

A gestão dos indicadores de segurança segue a norma OSHA (*Occupational Safety & Health Administration*), definida pela Agência Norte-Americana de Saúde e Segurança do Trabalho. Os indicadores conforme norma OSHA, estão apresentados a seguir:

Indicadores OSHA		2015	2016	3T16	3T17	Meta 2017
Próprios	Fatalidade	0	0	0	0	0
	Taxa LTI*	0,262	0,356	0,389	0,396	0,14
	Taxa Recordable**	0,441	0,684	0,612	0,594	0,81
Contratados	Fatalidade	0	0	0	0	0
	Taxa LTI*	0,143	0,17	0,128	0,37	0,14
	Taxa Recordable**	0,346	0,815	0,766	1,419	0,81

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

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

Os indicadores de Segurança do Trabalho de acordo com a NBR 14.280 da ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas), estão apresentados a seguir:

Indicadores NBR 14280		2015	2016	3T16	3T17
Próprios	Fatal - Típico	0	0	0	0
	Taxa de Frequência - TF	5,54	5,62	5,01	4,95
	Taxa de Gravidade - TG	52	104	133	69
Contratados	Fatal - Típico	2	1	0	0
	Taxa de Frequência - TF	5,04	6,75	8,12	8,78
	Taxa de Gravidade - TG	1353	579	2013	8

Segurança da população

No 3T17 foram reportados seis acidentes fatais, o que representa aumento de 20% se comparado com o mesmo trimestre de 2016, quando ocorreram cinco acidentes fatais.

O Programa de Segurança da Companhia está focado em ações proativas que promovam o fortalecimento da cultura de segurança e comportamento seguro, realizado com base nas diretrizes globais da AES Corp. e nos requisitos do Sistema de Gestão de Segurança e Saúde do Ocupacional, certificado conforme a norma internacional OHSAS 18001, e na Política de Sustentabilidade da Companhia.

Sistema de Gestão Ambiental

O Sistema de Gestão Ambiental é estruturado de acordo com a norma ISO 14.001 que determina ações para a busca da excelência nos programas ambientais e da eficácia da gestão voltada a identificação de aspectos e impactos ambientais e controles operacionais.

Com o objetivo de manter-se preparada para prevenir acidentes e responder às eventuais situações de emergência, e, visando evitar ou mitigar os seus impactos adversos na sociedade e no meio ambiente, a AES Eletropaulo estabelece procedimentos, planos de preparação e respostas a emergências; mantém contrato com empresa especializada em atender as emergências ambientais e está sempre preparada para atender aos principais cenários emergenciais, identificados em seu Sistema de Gestão Ambiental.

Para manter a Certificação ISO 14.001 em 100% de seus processos, a AES Eletropaulo envolve suas equipes próprias e contratadas em uma mudança cultural, realizando campanhas de conscientização e treinamentos para disseminar a importância da conscientização ambiental dentro da organização. Como ferramenta para a verificação de seu desempenho, realiza auditorias internas e externas periodicamente.

Em 2017, o Sistema de Gestão Ambiental foi atualizado de acordo com a nova versão da ISO 14.001 (2015) e em setembro, recebeu a Auditoria Externa de Manutenção da Certificação que validou esse upgrade.

Emissões de Gases de Efeito Estufa

Quanto ao desempenho ambiental, não foi possível evitar emissões de gases de efeito estufa no 3T17 devido ao aumento de perdas totais.

Indicador de Desempenho	3T16	3T17
GWh de perdas totais	1.114	1.174

COLABORADORES E COMUNIDADES

COLABORADORES

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

Neste ano de 2017, a AES Eletropaulo foi reconhecida pelo segundo ano consecutivo como uma das 150 Melhores Empresas para Trabalhar segundo o Guia Você S/A.

COMUNIDADES

Nas comunidades onde atua, a AES Eletropaulo regularizou ligações elétricas de 16,5 mil famílias no 3T17 (cerca de 66 mil pessoas) vs 12,4 mil famílias regularizadas no 3T16 (cerca de 50 mil pessoas). Com a meta de totalizar 51 mil regularizações até o fim do ano, já foram regularizadas no acumulado do ano 45,9 mil famílias (cerca de 184 mil pessoas) 24,7% maior que no acumulado de 2016 onde foram regularizadas 36,8 mil famílias (cerca de 147 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.

Meta	Indicador de Desempenho	3T16	3T17	9M16	9M17
Regularizar 51.000 ligações em 2017	Número de ligações regularizadas	12.354	16.530	36.808	45.932

INSTITUTO AES

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

GOVERNANÇA CORPORATIVA

A governança corporativa é o conjunto de processos, costumes, políticas, leis, regulamentos e instituições que regulam a direção, administração e controle da Companhia, envolvendo as práticas e o relacionamento entre acionistas, Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria. A adoção de boas práticas de governança é essencial para a gestão estratégica e eficiente do negócio. Com foco na criação de valor para seus acionistas, a Companhia continuamente trabalha para aprimorar suas práticas.

No âmbito interno, a AES Eletropaulo é administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria. O Conselho de Administração é responsável pelo planejamento e pelas questões estratégicas da empresa. Atualmente, o Conselho de Administração é composto por vinte e um membros, sendo onze membros efetivos e dez membros suplentes, dentre eles seis efetivos e respectivos suplentes foram indicados pelo acionista controlador, um efetivo e respectivo suplente pela BNDES Participações S.A. - BNDESPAR

(BNDESPAR), um efetivo e respectivo suplente pelos colaboradores, dois efetivos (sendo que somente um deles possui suplente) são membros independentes e um efetivo e respectivo suplente foram indicados/eleitos por acionistas minoritários detentores de ações preferenciais e também são considerados conselheiros independentes. O mandato dos atuais membros do Conselho de Administração se encerrará na data da realização da AGO (Assembleia Geral Ordinária) que examinará as contas da administração da Companhia referente ao exercício social que findará em 31 de dezembro de 2017.

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

Atualmente, a Companhia possui um Conselho Fiscal, que tem como principal função fiscalizar os atos dos administradores e verificar o cumprimento dos seus deveres legais e estatutários. Além disso, o Conselho Fiscal também é responsável por analisar trimestralmente o balancete e as demonstrações contábeis elaboradas pela Companhia, opinar sobre o relatório anual da administração e sobre as propostas dos órgãos da administração a serem submetidos em Assembleia Geral. O Conselho Fiscal da Companhia é atualmente composto por dez membros, sendo cinco membros efetivos e cinco suplentes, dos quais: três efetivos e respectivos suplentes foram indicados pelo acionista controlador; um efetivo e respectivo suplente foi indicado pelos acionistas minoritários ordinaristas; e um efetivo e respectivo suplente foi indicado pelos acionistas minoritários preferencialistas.

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

Com o objetivo de levar a Companhia ao nível mais alto de governança corporativa e gerar benefícios aos acionistas, o Conselho de Administração da AES Eletropaulo constituiu os seguintes comitês:

- **Comitê de Sustentabilidade (jun/2017)**, de natureza não estatutária e composto por, no mínimo, 5 e, no máximo, 10 membros, sendo um deles conselheiro de administração, preferencialmente independente;
- **Comitê de Partes Relacionadas (mar/2017)**, de natureza estatutária, composto por 3 a 5 membros, sendo a totalidade dos membros independentes do Conselho e, até, 2 membros indicados pelo acionista controlador da Companhia;
- **Comitê de Remuneração e Pessoas (jun/2017)**, de natureza não estatutária e composto por 3 membros que sejam, ou não, conselheiros de administração, sendo 1 deles, necessariamente, conselheiro independente;
- **Comitê de Auditoria (ago/2017)**, de natureza não estatutária e composto por 5 membros eleitos pelo Conselho de Administração, preferencialmente escolhidos dentre os conselheiros, sendo ao menos 1 deles conselheiro independente, e os demais indicados pelo acionista controlador, ao qual caberá a indicação de 3 membros, e pelos acionistas minoritários, aos quais caberá indicar 1 membro.

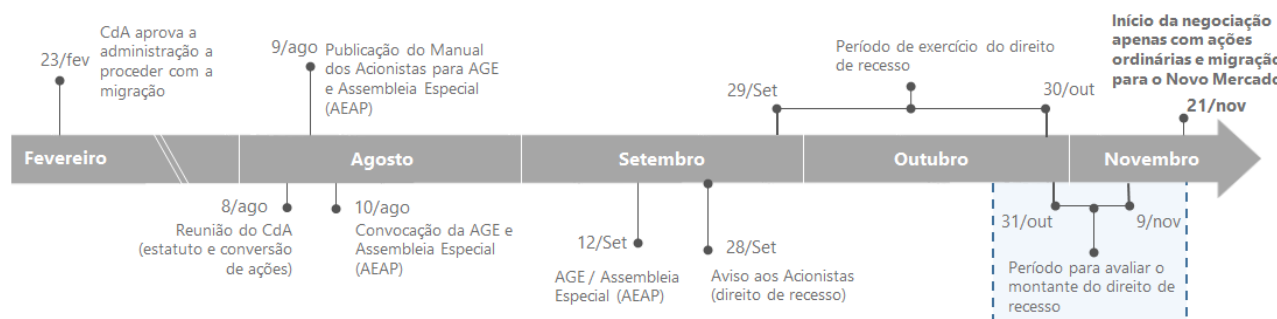
O Comitê de Partes Relacionadas foi ratificado na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de abril de 2017, para torná-lo estatutário os Comitês de Auditoria e de Remuneração e Pessoas, se tornarão estatutários após a migração da Companhia para o segmento do Novo Mercado de governança corporativa. Quanto ao Comitê de Sustentabilidade, apesar de não ser um comitê estatutário, possui conselheiro da Companhia em sua composição. Todos os comitês foram criados com o objetivo de assessorar o Conselho de Administração da Companhia nas tratativas de temas relevantes e contam com a participação de conselheiros independentes e, em alguns casos, especialistas.

MIGRAÇÃO PARA O NOVO MERCADO

Companhia nas tratativas de temas relevantes e contam com a participação de conselheiros independentes e, em alguns casos, especialistas.

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

O processo de migração envolve tratativas com os órgãos reguladores competentes, incluindo a reforma do Estatuto Social da Companhia para adequá-lo às exigências do Regulamento de Listagem do Novo Mercado, notadamente à conversão na proporção 1:1 da totalidade das ações preferenciais em ações ordinárias, que garante condições similares para todos os acionistas. O novo Estatuto Social foi aprovado pela B3 e pela ANEEL. Adicionalmente, os termos de algumas das dívidas atuais da Companhia, que requerem aprovação para listagem no Novo Mercado, já foram concluídos junto aos credores. A conversão da totalidade das ações preferenciais da Companhia em ordinárias foi aprovada em Assembleia Geral de Acionistas (AGE) e ratificada por 60,36% dos acionistas preferencialistas na Assembleia Especial de Acionistas Preferenciais (AEAP), ambas dia 12 de setembro de 2017. A expectativa da administração da Companhia é que o processo de migração para o Novo Mercado seja concluído até o 4T17. Abaixo segue o cronograma indicativo da transação³⁰:



Direito de Retirada

A conversão da totalidade das ações preferenciais da Companhia em ações ordinárias aprovada pelos acionistas titulares de ações preferenciais em assembleia especial compete aos acionistas preferenciais que (i) votarem contra a conversão, (ii) se abstiverem de votar ou (iii) não comparecerem à assembleia especial, o pleito, no prazo legal de 30 dias a contar de 29 de setembro a 30 de outubro, conforme divulgado em aviso aos acionistas, o direito de reembolso do valor patrimonial das ações de que forem comprovadamente titulares, ininterruptamente, desde o encerramento do pregão de 23 de fevereiro de 2017 até a data do efetivo exercício do direito de retirada, nos termos do Art. 137 da Lei nº 6.404/76.

As ações adquiridas após o dia 23 de fevereiro de 2017 não conferirão ao seu titular o direito de retirada. Dessa forma, as pessoas ou entidades que, em virtude de contrato de mútuo de ações (“aluguel de ações”),

³⁰ Assume que a conversão das ações preferenciais em ordinárias será aprovada na primeira Assembleia Extraordinária dos Acionistas Preferencialistas (AEAP) e que o direito de recesso não seja substancial. Caso uma segunda e uma terceira AEAP sejam necessárias para aprovação da conversão, a transação pode vir a levar aproximadamente quatro meses adicionais para ser concluída.

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

Não obstante, a administração da Companhia informa, que poderá fazer uso da faculdade prevista no §3º do Art. 137 da Lei nº 6.404/76 no sentido de desistir da potencial migração ao Novo Mercado, a depender do eventual resultado do exercício do direito de retirada, o qual terá até dia 9 de novembro para avaliar. A Companhia informa que a operação não ocorrerá se o custo decorrente do exercício do direito de retirada for material, a ponto de comprometer a estabilidade financeira da Companhia. Ocorrendo essa possibilidade, tornar-se-á necessária a convocação de nova assembleia para o reexame da operação, nos termos do §3º do Art. 137 da Lei nº 6.404/76. A Companhia comunicará ao mercado em breve sua posição sobre a migração para o Novo Mercado.

ESTRUTURA SOCIETÁRIA

Ao final de setembro de 2017, o capital social da AES Eletropaulo era de R\$ 1.323,5 milhões, representado por 55.781.296 ações ordinárias (33,3% do total) e 111.562.591 ações preferenciais (66,7% do total), com um *free float* total de 139.164.650 ações (83,16% do total). Ao final do exercício, a Companhia contava com aproximadamente 64,8 mil acionistas. A tabela a seguir apresenta a estrutura societária atualizada da Companhia.

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

TRANSPARÊNCIA E ÉTICA

O Programa de Ética e Compliance do Grupo AES Brasil 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 ao público interno e externo. O canal está disponível 24 horas por dia, nos 365 dias do ano, para receber e tratar alegações de desvio ético ou dúvidas relacionadas aos valores da empresa.

COMPLIANCE CONTRATUAL

A AES Eletropaulo está comprometida em manter o mais alto nível de integridade nos negócios que realiza, por isso, conduz pesquisas (*due diligences*) nos parceiros com as quais se relaciona para conhecer as empresas com as quais faz negócios sob o ponto de vista reputacional e assegurar-se de que são empresas idôneas. A Companhia visa ainda obter o comprometimento de seus parceiros, por meio de linguagens legais específicas, a agir com ética, transparência e de acordo com a legislação anticorrupção aplicável. Os colaboradores da AES Eletropaulo, parceiros de negócios, prestadores de serviços, fornecedores e terceiros que realizam trabalhos junto à AES Eletropaulo devem aderir a todas as leis e regulamentos aplicáveis e demonstrar comportamento ético em suas relações e decisões de negócios.

OUTROS EVENTOS

ATIVO POSSIVELMENTE INEXISTENTE

Em dezembro de 2013, foi publicado o Despacho nº 4.259/2013 no qual a Diretoria da ANEEL resolveu anular os efeitos da incorporação das parcelas de amortização e depreciação nos processos de Revisão Tarifárias Periódicas (RTP) anteriores associadas a ativo possivelmente inexistente, referente a quantitativo de cabos, com a consequente restituição do valor de R\$ 626,1 milhões aos consumidores.

A Companhia interpôs pedido de reconsideração. Todavia, em julho de 2014 a Diretoria da ANEEL, mediante a publicação do Despacho 2.176/2014, manteve a decisão, de modo a determinar a restituição aos consumidores da Companhia, mediante a inclusão desse valor como componente negativo até as quatro RTPs seguintes. A Diretoria da ANEEL abriu também a possibilidade da Companhia questionar o subdimensionamento de outros ativos em serviço e que não eram considerados na sua Base de Remuneração Regulatória.

Em julho de 2014, a ANEEL deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2014 a ser aplicado a partir de então e decidiu pela restituição de 50% das parcelas de remuneração e depreciação associadas a ativo possivelmente inexistente, no valor de R\$ 626,1 milhões, gerando um impacto de -3,30% no reajuste total.

A Companhia ingressou com um pedido requerendo a revisão da decisão pela ANEEL em que não foi acolhido o pedido subsidiário relativo ao subdimensionamento de outros ativos de serviço existentes. Em agosto de 2014, a Diretoria da ANEEL decidiu não acolher o mérito desse pedido.

Ainda em agosto de 2014 a Companhia ajuizou ação objetivando anular os Despachos ANEEL nº 4.259/2013 e nº 2.176/2014, com a declaração a ilegalidade do recálculo retroativo das tarifas praticadas pela AES Eletropaulo anteriormente à data da sua 3ª RTP. Adicionalmente, a Companhia apresentou pedido de liminar para suspender a inclusão do componente financeiro negativo na tarifa da Companhia até a decisão final da ação judicial.

A liminar foi indeferida e, em setembro de 2014, a Companhia obteve decisão liminar em 2ª instância determinando que a ANEEL realizasse o recálculo das tarifas sem o componente financeiro negativo até o julgamento do mérito do recurso. A ANEEL alegou dificuldades de cumprir a liminar e solicitou a suspensão da liminar até o julgamento do recurso de Agravo de Instrumento, aceita pelo Desembargador Relator. Na ocasião do julgamento colegiado, o Desembargador Relator votou favoravelmente pela manutenção da liminar, no entanto, suspendeu 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. Em atendimento a essa determinação, a ANEEL votou pela republicação das tarifas da Companhia. 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 janeiro de 2015, a ANEEL apresentou recurso ao Superior Tribunal de Justiça visando obter a suspensão dos efeitos da liminar concedida à Companhia. Contudo, em 16 de janeiro de 2015, o STJ indeferiu o pedido de suspensão. A ANEEL recorreu desta decisão, porém o recurso foi rejeitado, desta forma, a liminar obtida em 2ª instância continua válida e surtindo todos os seus efeitos.

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

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

Assim, aguarda-se decisão sobre provas/prolação de sentença. Caso o juiz rejeite o pedido de julgamento antecipado, apenas quanto ao pedido subsidiário, a Companhia reiterará a produção de prova pericial.

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

Em 30 de setembro de 2017, o valor atualizado da devolução tarifária em discussão é de R\$ 757,3 milhões (R\$ 758,5 milhões em 30 de junho de 2017).

Termo de Notificação - Aneel

Ainda com relação ao mesmo caso, em 8 de janeiro de 2015 a Companhia recebeu o Termo de Notificação (TN) nº 73/2014 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF), através do qual a ANEEL determinou que a Companhia procedesse ao registro contábil em seus demonstrativos regulatórios do mês de dezembro de 2014, do montante do componente financeiro negativo de R\$ 626,1 milhões e suas atualizações, correspondente à importância que a ANEEL, no âmbito administrativo, entendeu que deveria ser restituída aos consumidores da área de concessão da distribuidora (vide nota explicativa nº 190.2 (c.1)).

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

Em 5 de maio de 2015 a Companhia recebeu o Auto de Infração nº 1014/2015-SFF, emitido pela ANEEL, no montante de R\$ 143,3 milhões em função de seu entendimento de que a Companhia descumpriu o Termo de Notificação supracitado. Para tanto, foi protocolado recurso administrativo.

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

A Companhia, em 12 de dezembro de 2016, protocolou pedido de reconsideração na ANEEL frente ao Despacho 3.042 estritamente quanto à determinação da provisão.

Em 08 de agosto de 2017, foi publicado o Despacho nº 2.389, pelo qual o Diretor Geral da ANEEL conheceu o recurso da Companhia para tornar sem efeito a determinação de provisionamento constante da decisão

do dia 22 de novembro de 2016. Desta forma, o processo administrativo foi encerrado sem nenhuma penalidade ou determinação à Companhia.

CTEEP/ELETOBRAS - CONTRATO DE FINANCIAMENTO

A disputa judicial envolve a Eletrobras, a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP) e a Eletropaulo quanto à responsabilidade pelo pagamento do saldo do empréstimo concedido em 1986 pela Eletrobras à empresa que posteriormente foi cindida e criada a atual Eletropaulo e CTEEP.

Segundo o critério de cálculo defendido pela Companhia, o valor da dívida, em 30 de setembro de 2017, seria de R\$ 948,7 milhões.

A respeito das atualizações sobre o caso neste ano de 2017, em abril de 2017, a juíza determinou a intimação do perito judicial para: (i) se manifestar sobre as impugnações ao laudo feitas pela Companhia, bem como (ii) para que analise os novos questionamentos feitos pelas partes, e, caso considere que os quesitos são realmente suplementares aos já respondidos no laudo anterior, que solicite o que entender de direito.

Em julho de 2017, a Eletrobras apresentou manifestação solicitando que seja rejeitado o critério apresentado pela Eletropaulo para o cálculo da dívida. No mês seguinte, foi certificado o trânsito em julgado da decisão que declarou que a discussão sobre a responsabilidade pelo pagamento da dívida deve ocorrer na ação principal e não na ação declaratória movida pela CTEEP.

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

A Eletrobras terá o direito de solicitar ao juízo da causa o levantamento da garantia ofertada pela Companhia, mesmo antes da decisão final. Na eventualidade de a solicitação da Eletrobras ser deferida, a Companhia poderá ter um desembolso de caixa e impacto negativo em seu resultado, uma vez que o referido desembolso passará a ser tratado como um ativo contingente em vista da possibilidade de sua recuperação quando da decisão final do mérito da causa.

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

Caso sobrevenha decisão final desfavorável, a Companhia terá que desembolsar o valor de R\$ 2,034 bilhões, atualizado até 30 de setembro de 2017 (R\$ 2,015 bilhões em 30 de junho de 2017), se aplicados os mesmos critérios de correção postulados pela Eletrobras quando do início da execução.

Celebração de MoU com a Eletrobras

Em outubro de 2017 a Companhia firmou um Memorando de Entendimentos (MoU) com a Eletrobras para estabelecer os critérios para a instauração de procedimento de mediação para negociar eventual acordo visando encerrar o processo.

A Companhia e a Eletrobras apresentaram conjuntamente no dia 19/10, um pedido de suspensão do processo pelo prazo de sessenta dias com o objetivo de concluírem o procedimento de mediação. Aguarda-se apreciação do pedido pelo Juízo.

Não obstante os assessores legais da Companhia manterem inalteradas as chances de êxito do caso - classificadas como possível - a Companhia entende que ao encerrar a disputa judicial contra a Eletrobras, estará contribuindo para sua estratégia de recuperação de valor.

A Companhia reforça que a assinatura do MoU não produz qualquer impacto imediato nos resultados da Companhia, uma vez que a efetivação de eventual acordo estará ainda sujeita a determinadas condições precedentes, inclusive as aprovações societárias necessárias.

RENOVAÇÃO DAS CONCESSÕES

A ANEEL, em 26 de outubro de 2015, após analisar as contribuições da sociedade, publicou o novo aditivo ao contrato de concessões vencidas e vincendas, por meio do Despacho 3.540/2015. Dentre outros pontos, os novos contratos de concessão impõem condicionantes de eficiência às distribuidoras: qualidade do serviço e sustentabilidade da gestão econômico-financeira. O descumprimento dos limites pode resultar em caducidade da concessão ou, também, em limitações à distribuição de resultados financeiros aos acionistas das empresas que aderirem à renovação das concessões.

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

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

ADITIVO AO CONTRATO DE CONCESSÃO

A Companhia divulgou ao mercado em maio de 2017 que solicitou o início formal de avaliação de viabilidade técnica, econômica e financeira de celebração de termo aditivo ao contrato concessão da Companhia, celebrado em 15 de abril de 1998, nos termos do Despacho nº 2.194, de 16 de agosto de 2016. O aditivo irá tratar de temas específicos da área de concessão da AES Eletropaulo e a Companhia acredita que o novo aditivo poderá gerar valor para clientes, comunidade e acionistas.

LIMINARES CDE

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

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

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

liminares no faturamento e pagamento das cotas da CDE à Eletrobras, nos reembolsos do Fundo da CDE aos beneficiários e na composição do orçamento da CDE dos anos subsequentes.

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

Vale destacar que a partir de maio de 2017, com a publicação da Lei 13.360/2016, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE passou a ser responsável pela gestão financeira e operacional da CDE.

RESOLUÇÃO ANEEL - ANGRA III

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

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

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

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

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

EQUIPE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

CONTATO

Gerência de Relações com Investidores		
Tel.: (11) 2195-7048 / ri.aeseletropaulo@aes.com		
Gerente de RI		
Isabela Klemes Taveira	isabela.taveira@aes.com	(11) 2195-2212
Analistas de RI		
Daniel Spencer Pioner	daniel.spencer@aes.com	(11) 2195-2799
Gabriela de Oliveira Antunes	gabriela.antunes@aes.com	(11) 2195-6224
João Pedro Paschoal	joao.paschoal@aes.com	(11) 2195-7221
Luiza Chaves Gabriel	luiza.chaves@aes.com	(11) 2195-7707

ANEXOS

Receita Operacional - R\$ milhões	3T17	3T16	Var (%)	9M17	9M16	Var (%)
Residencial	2.286,1	2.258,4	1,2%	6.562,3	6.940,0	-5,4%
Comercial	1.314,3	1.418,3	-7,3%	4.071,9	4.829,6	-15,7%
Industrial	419,9	498,1	-15,7%	1.215,7	1.604,5	-24,2%
Rural	1,6	0,8	101,9%	3,8	3,1	22,9%
Poder Público	138,1	139,1	-0,7%	411,9	453,1	-9,1%
Iluminação Pública	64,6	64,0	0,9%	183,2	197,3	-7,1%
Serviço Público	58,1	63,5	-8,5%	174,7	202,9	-13,9%
Bandeira Tarifária	156,6	0,1	217893,7%	374,1	336,5	11,2%
Total de Fornecimento	4.439,3	4.442,2	-0,1%	12.997,6	14.567,0	-10,8%
Energia no Curto Prazo	59,9	210,3	-71,5%	149,3	435,1	-65,7%
Não Faturado	48,0	(122,3)	-139,3%	(12,9)	(184,3)	-93,0%
Dif. de alíquota - PIS/Cofins - Consumidor	(51,6)	(41,9)	23,1%	(20,1)	(8,1)	149,1%
Rec. Disponibilidade da Rede Elétrica (TUSD)	256,3	229,0	12,0%	766,9	709,1	8,2%
Subvenção recursos CDE	77,9	63,5	22,6%	230,0	186,4	23,4%
Receita de construção	273,7	191,5	42,9%	732,4	513,5	42,6%
Ativo (Passivo) Financeiro Setorial	673,4	(66,4)	-1113,9%	730,1	(1.056,2)	-169,1%
Atualização do ativo financeiro da concessão	(5,1)	35,6	-114,3%	26,7	127,8	-79,1%
Ressarcimento - Ônus de acordos bilaterais	-	-	0,0%	77,7	-	0,0%
Outros	40,2	39,4	2,0%	120,1	110,1	9,1%
Total Outros	1.372,6	538,7	154,8%	2.800,2	833,3	236,0%
Total Receita Bruta	5.812,0	4.980,9	16,7%	15.797,8	15.400,3	2,6%
Dedução do Resultado Bruto	(2.043,7)	(2.061,8)	-0,9%	(6.163,2)	(6.800,5)	-9,4%
ICMS	(905,0)	(902,7)	0,3%	(2.648,2)	(2.925,7)	-9,5%
Residencial	(496,2)	(477,2)	4,0%	(1.413,0)	(1.485,8)	-4,9%
Comercial	(262,2)	(270,7)	-3,1%	(814,8)	(938,9)	-13,2%
Industrial	(104,0)	(113,3)	-8,2%	(297,2)	(365,8)	-18,8%
Rural	(0,1)	(0,0)	59,3%	(0,1)	(0,1)	25,0%
Poder Público	(15,5)	(15,5)	0,2%	(46,0)	(51,0)	-9,8%
Iluminação Pública	(12,9)	(11,5)	12,2%	(35,1)	(36,6)	-4,0%
Serviço Público	(14,1)	(14,5)	-2,4%	(42,0)	(47,6)	-11,9%
Encargos do Consumidor	(797,6)	(691,2)	15,4%	(2.248,6)	(2.416,1)	-6,9%
PROINFA	(19,0)	(9,8)	94,8%	(65,2)	(31,8)	105,1%
Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	(34,6)	(26,6)	30,3%	(86,9)	(77,5)	12,2%
CCC	-	-	0,0%	-	-	0,0%
CDE	(558,5)	(654,8)	-14,7%	(1.693,3)	(2.039,4)	-17,0%
Bandeira Tarifária (CCRBT)	(185,5)	(0,1)	257511,1%	(403,2)	(267,5)	50,7%
Outros (PIS, Cofins e ISS)	(337,9)	(464,1)	-27,2%	(1.255,5)	(1.447,6)	-13,3%
Taxa de Fiscalização da Aneel	(3,2)	(3,8)	-17,1%	(10,7)	(11,0)	-2,2%
Receita Líquida	3.768,3	2.919,1	29,1%	9.634,6	8.599,8	12,0%

Demonstração dos Resultados - R\$ milhões	3T17	3T16	Var (%)	9M17	9M16	Var (%)
Receita Bruta	5.812,0	4.980,9	16,7%	15.797,8	15.400,3	2,6%
Dedução à Receita Operacional	(2.043,7)	(2.061,8)	-0,9%	(6.163,2)	(6.800,5)	-9,4%
Receita Líquida	3.768,3	2.919,1	29,1%	9.634,6	8.599,8	12,0%
<i>Receita Líquida (ex-receita de construção)</i>	<i>3.494,6</i>	<i>2.727,6</i>	<i>28,1%</i>	<i>8.902,2</i>	<i>8.086,3</i>	<i>10,1%</i>
Custos e Despesas Operacionais	(3.599,7)	(2.905,8)	23,9%	(9.225,5)	(8.450,5)	9,2%
Parcela A	(2.651,5)	(1.947,8)	36,1%	(6.341,0)	(5.715,2)	10,9%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.366,0)	(1.732,5)	36,6%	(5.670,7)	(4.909,7)	15,5%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(285,6)	(215,2)	32,7%	(670,4)	(805,5)	-16,8%
Despesas Operacionais	(948,1)	(958,0)	-1,0%	(2.884,5)	(2.735,2)	5,5%
Pessoal	(199,8)	(210,1)	-4,9%	(610,9)	(588,8)	3,7%
Entidade de Previdência Privada	(97,8)	(97,6)	0,3%	(293,9)	(257,2)	14,3%
Serviços de Terceiros	(138,2)	(144,9)	-4,6%	(419,3)	(426,6)	-1,7%
Materiais	(14,2)	(19,5)	-27,2%	(47,6)	(60,0)	-20,6%
PCLD	(29,5)	(80,8)	-63,5%	(133,2)	(238,2)	-44,1%
(Provisão) Reversão para contingências	(8,7)	(8,5)	2,4%	(33,4)	(34,1)	-2,0%
Outros custos	(55,9)	(84,0)	-33,4%	(225,7)	(260,0)	-13,2%
Custo de construção	(273,7)	(191,5)	42,9%	(732,4)	(513,5)	42,6%
Depreciação e Amortização	(130,2)	(121,0)	7,6%	(388,1)	(356,8)	8,8%
EBITDA	298,9	134,4	122,4%	797,2	506,2	57,5%
Desp. Passivo - FCESP	97,8	97,6	0,3%	293,9	257,2	14,3%
Ativo possivelmente inexistente	-	-	0,0%	-	(86,3)	-100,0%
EBITDA Ajustado	396,7	232,0	71,0%	1.091,1	677,1	61,2%
Receita Financeira	116,3	130,3	-10,8%	274,6	360,3	-23,8%
Despesa Financeira	(172,2)	(188,2)	-8,5%	(485,9)	(534,9)	-9,2%
Var. Cambial / Monetária Líquida	11,9	(3,5)	-436,1%	5,1	37,9	-86,6%
Resultado Financeiro	(44,0)	(61,4)	-28,4%	(206,2)	(136,7)	50,9%
Resultado antes da Tributação	124,6	(48,1)	-359,1%	202,9	12,6	1503,9%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(50,4)	15,6	-423,7%	(84,6)	(11,1)	659,6%
Lucro (Prejuízo) Líquido	74,3	(32,5)	-328,2%	118,3	1,5	n.a.

Balanço Patrimonial	3T17	3T16	Var (%)
Ativo Total	14.140,5	13.045,7	8,4%
Ativo Circulante	3.833,5	4.095,0	-6,4%
Caixa e equivalentes de caixa	403,5	151,6	166,1%
Investimentos de curto prazo	662,3	1.183,8	-44,1%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	2.092,6	2.064,4	1,4%
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	28,8	37,6	-23,4%
Outros tributos compensáveis	161,8	75,6	114,2%
Devedores diversos	-	-	0,0%
Contas a receber - acordos	116,8	102,5	14,0%
Outros créditos	297,5	264,6	12,4%
Almoxarifado	31,3	53,9	-42,0%
Despesas pagas antecipadamente	39,1	38,9	0,4%
Ativo financeiro setorial, líquido	-	122,1	-100,0%
Ativo Não Circulante	10.307,0	8.950,7	15,2%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	27,1	27,3	-1,1%
Outros tributos compensáveis	59,9	40,2	49,0%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.479,1	803,9	84,0%
Cauções e depósitos vinculados	538,0	485,1	10,9%
Contas a receber - acordos	7,6	6,5	17,0%
Outros créditos	80,1	67,7	18,3%
Ativo financeiro da concessão	2.685,0	2.282,9	17,6%
Ativo financeiro setorial, líquido	85,3	-	0,0%
Investimento	12,9	13,1	-1,1%
Imobilizado, líquido	67,0	72,3	-7,3%
Intangível	5.265,1	5.151,7	2,2%

Balanço Patrimonial	3T17	3T16	Var (%)
Passivo Total e Patrimônio Líquido	14.140,5	13.045,7	8,4%
Passivo Circulante	4.218,9	3.666,4	15,1%
Fornecedores	2.110,2	1.321,9	59,6%
Empréstimos e financiamentos	135,8	120,3	12,9%
Debêntures	380,1	721,2	-47,3%
Arrendamento financeiro	28,0	28,0	0,0%
Subvenções governamentais	3,6	4,0	-11,4%
IRCS a pagar	2,7	2,6	3,2%
Outros tributos a pagar	458,0	446,6	2,5%
Dividendos e JSCP a pagar	23,1	42,7	-46,0%
Obrigações estimadas	-	-	0,0%
Obrigações sociais e trabalhistas	123,0	126,7	-2,9%
Encargos tarifários e do consumidor a recolher	391,9	387,5	1,1%
Provisão para processos judiciais e outros	207,6	188,4	10,2%
Outras obrigações	238,9	276,5	-13,6%
Passivo financeiro setorial	116,2	-	0,0%
Passivo Não Circulante	7.107,9	7.244,5	-1,9%
Empréstimos e financiamentos	583,4	634,9	-8,1%
Debêntures	2.269,3	2.144,5	5,8%
Arrendamento financeiro	48,8	49,7	-1,6%
Subvenções governamentais	9,3	12,9	-27,7%
Obrigações com entidade de previdência privada	3.732,9	3.626,9	2,9%
Provisão para processos judiciais e outros	344,2	345,8	-0,4%
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	45,2	43,2	4,8%
Obrigações estimadas	0,8	0,6	35,9%
Reserva de reversão	66,1	66,1	0,0%
Outras obrigações	7,8	7,1	10,0%
Passivo financeiro setorial	-	312,9	-100,0%
Patrimônio Líquido	2.813,7	2.134,8	31,8%
Capital social	1.323,5	1.257,6	5,2%
Reserva de capital	693,1	21,3	3150,6%
Outros resultados abrangentes/ajustes de avaliação patrimonial	(634,2)	(452,6)	40,1%
Aumento de capital proposto	-	-	
Reserva de lucros:	-	-	0,0%
Reserva legal	249,0	244,3	1,9%
Reserva estatutária	1.008,6	1.007,0	0,2%
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	-	-	0,0%
Lucros (prejuízos) acumulados	173,7	57,1	204,2%

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.

ABRACE - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres.

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.

ANACE - Associação Nacional dos Consumidores de Energia

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.

BRR - Base de Remuneração Regulatória

CAPEX - *Capital Expenditures*, em português, despesas de capital ou investimento em bens de capital

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

CCRB - Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária.

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

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

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

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

Contrato bilateral - Instrumento jurídico que formaliza a compra e venda de energia elétrica entre agentes da CCEE, tendo por objeto estabelecer preços, prazos e montantes de suprimento em intervalos temporais determinados.

Covenants - Compromisso em um contrato de emissão de títulos, restringindo determinadas situações ou atividades com o objetivo de dar maior segurança ao financiador.

CVU - Custo de valor unitário

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

CVM - Comissão de Valores Mobiliários.

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

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

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

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

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

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.

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

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

IEE - o Índice de Energia Elétrica (IEE) foi lançado em agosto de 1996 com o objetivo de medir o desempenho do setor de energia elétrica.

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

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

ISE (Índice de Sustentabilidade Empresarial) - Ferramenta para análise comparativa do desempenho das empresas listadas na B3 sob o aspecto da sustentabilidade corporativa. Busca criar um ambiente de investimento compatível com as demandas de desenvolvimento sustentável da sociedade contemporânea e estimular a responsabilidade ética das corporações.

MCSD - Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits. 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.

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

MoU - Memorando de Entendimentos.

MP - Medida Provisória.

PCLD - Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa.

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

RMSP - Região Metropolitana de São Paulo.

TSEE - Tarifa Social de Energia Elétrica.

WACC - *Weighted Average Capital Cost*, em português, custo médio ponderado do capital.

LIMITAÇÃO DE RESPONSABILIDADE

Declarações contidas neste documento relativas a perspectivas dos negócios da AES Eletropaulo, projeções de resultados operacionais e financeiros e ao potencial de crescimento da Companhia, 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.

RELAÇÕES COM INVESTIDORES

ri.aeseletropaulo.com.br

ri.aeseletropaulo@aes.com

(11) 2195-7048

