

EBITDA de R\$ 128,0 milhões no 3T15

Comentários do Sr. Francisco Morandi

Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores

O ano de 2015 foi marcado por eventos regulatórios de ajustes tarifários visando reestabelecer o realismo tarifário e as reais condições de geração de energia. Nesse sentido, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) homologou o 4º ciclo de revisão tarifária (4º CRTP) aplicado à Companhia a partir do dia 04 de julho, com efeito médio para os consumidores de 15,23%. O processo de revisão tarifária foi de extrema importância por reconhecer as iniciativas da Companhia na manutenção dos investimentos, eficiência e gestão de ativos.

Mais recentemente após o desligamento de 21 usinas com Custo Variável Unitário (CVU) maiores do que R\$ 600/MWh a Aneel ajustou o valor da Bandeira Vermelha de R\$ 55/MWh para R\$ 45/MWh, refletindo os custos reais de geração de energia elétrica.

O desempenho da economia e a taxa de desemprego registrada em São Paulo foram fatores preponderantes para justificar o desempenho dos mercados cativo e livre na área de concessão da Companhia no 3T15, quando comparados ao 3T14. Tais mercados sofreram redução de -4,6% e -5,1%, respectivamente no período. Contudo, a receita líquida da Companhia apresentou crescimento de 31,0% quando comparada ao 3T14 ajustado pelo ativo setorial líquido negativo de R\$ 241,4 milhões, totalizando R\$ 2,9 bilhões.

O 3T15 foi marcado pela revisão dos cálculos de DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) com expurgos em função da constatação de inconsistências na apuração dos indicadores no período de janeiro de 2014 a maio de 2015 principalmente em relação ao enquadramento dos expurgos caracterizados como "dia crítico". A AES Eletropaulo já comunicou o fato à Aneel e está trabalhando no reprocessamento desses indicadores. Estimamos que o impacto dessa inconsistência possa atingir R\$ 105,4 milhões, que já foram provisionados no resultado. Este montante representa nossa melhor estimativa para três componentes: i) compensação aos consumidores das multas de DIC/FIC/DMIC; ii) componente Xq do Fator X que compõe a tarifa, e iii) possíveis penalidades a serem estabelecidas pelo órgão regulador que substituem quaisquer outras penalidades emitidas perante a companhia para o mesmo período em relação aos indicadores de qualidade. Assim o índice FEC estimado é de 5,56 vezes, um aumento de 17,7% em relação ao 3T14 (4,72 vezes). O DEC estimado atingiu 20,04 horas, um valor 85,9% superior ao 3T14 (10,78 horas). Importante destacar que a apuração sem expurgos não sofrerá alteração.

Perdas, outro indicador operacional da Companhia, apresentou redução de 0,6 p.p., e fechou o acumulado dos últimos 12 meses em 9,2%.

Os custos e despesas operacionais do 3T15 foram superiores em 38,9% ao 3T14 reflexo do maior custo com compra de energia, encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição, provisão para créditos de liquidação duvidosa (PCLD) e provisão para processos judiciais, sendo esta última impactada pela provisão para contingência regulatória acima mencionada.

O PMSO gerenciável, por sua vez, totalizou R\$ 312 milhões valor superior em 1,7% ao registrado no 3T14, no entanto, inferior a inflação do período de 9,49% e em linha com as iniciativas de disciplina na execução e eficiência no uso de recursos proposto pela Companhia. Destaca-se que, para implementação do plano de recuperação dos indicadores de qualidade a Companhia espera uma despesa adicional no ano de 2015 de aproximadamente R\$ 46 milhões, que será parcialmente absorvida pelas reduções e revisões de processos em curso pela Companhia de modo que a Companhia prevê que as mesmas permanecerão estáveis, em termos nominais, neste ano em relação a 2014.

O Ebitda e Prejuízo Líquido ajustados da AES Eletropaulo totalizaram R\$ 206,7 milhões e R\$ 5,2 milhões, respectivamente.

A AES Eletropaulo investiu R\$ 127 milhões no trimestre direcionados, em sua maioria, às áreas de serviços ao cliente e confiabilidade operacional. Adicionalmente, para implementação do plano de recuperação dos indicadores de qualidade, teremos um dispêndio adicional de investimentos na ordem de R\$ 300 milhões para o período de 2015 até 2017. Tais investimentos que se farão necessários para alcançarmos o nível de qualidade do serviço desejado.

Teleconferência de resultados

05.11.2015
11h00 (BR) 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:

www.ri.aeseletropaulo.com.br

Índice

DESTAQUES 3T15	2
CONTEXTO SETORIAL	3
DESEMPENHO OPERACIONAL	8
DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	15
ATIVOS E PASSIVOS REGULATÓRIOS	25
ENDIVIDAMENTO	26
INVESTIMENTOS	29
FLUXO DE CAIXA	31
MERCADO DE CAPITAIS	32
DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL	33
OUTROS EVENTOS	37
ANEXOS	40
GLOSSÁRIO	49

R\$ milhões	3T14	3T15	Var (%)	9M14	9M15	Var (%)
Receita Líquida	2.934,3	3.527,6	20,2%	7.387,9	10.114,9	36,9%
Despesas Operacionais ¹	(2.361,2)	(3.280,5)	38,9%	(7.058,4)	(9.177,3)	30,0%
EBITDA ajustado ²	338,1	163,7	-51,6%	997,5	752,7	-24,5%
Margem EBITDA Ajustado	11,5%	4,6%	-6,8 p.p.	13,5%	7,4%	-6,0 p.p.
EBITDA	422,1	128,0	-69,7%	(126,6)	552,3	-536,3%
Margem EBITDA	14,4%	3,6%	-10,7 p.p.	-1,7%	5,5%	7,17 p.p.
Lucro (Prejuízo) Líquido Ajustado ³	42,7	(33,6)	-178,7%	195,2	61,7	-68,4%
Lucro (Prejuízo) Líquido	130,6	(5,2)	-104,0%	(407,3)	90,1	-122,1%
Patrimônio Líquido (PL)	2.422,9	2.658,8	9,7%	2.422,9	2.658,8	9,7%
Investimentos (Capex)	151,0	127,0	-15,9%	453,1	258,4	-43,0%

1 - Não inclui depreciação

2 - Ajust. por FCEsp, ativos e passivos reg., ativo possivelmente inexistente, reclas. multas DIC/FIC e var. moment. conting.

3 - Ajust. por ativos e passivos reg., ativo possivelmente inexistente, reclas. multas DIC/FIC e var. moment. conting.

Indicadores	3T14	3T15	Var (%)
Dívida Líquida ⁴ (R\$ milhões)	3.685,7	4.254,7	15,4%
Dívida Líquida ⁴ / PL (vezes)	1,5	1,6	5,2%
Dívida Líquida ⁴ / EBITDA Ajustado ⁵ (vezes)	3,0	3,4	-19,0%
EBITDA Ajustado ⁵ / Desp. Fin. Sobre Empréstimos (vezes)	4,2	3,0	-29,2%

Dados Operacionais	3T14	3T15	Var (%)
Mercado Total (GWh)	11.283,6	10.713,6	-5,1%
Tarifa Média (R\$/GWh) ⁶	191,05	224,71	17,6%
Funcionários	6.287	6.332	0,7%
Unidades Consumidoras / Funcionários	3.205	3.242	1,2%

4 - Não inclui o "corredor" contábil da Previdência Privada

5 - 12 meses

6 - Tarifa Média Líquida (R\$/MWh)

ELPL4: R\$ 10,05 (04/11/2015)

VALOR DE MERCADO: R\$ 1.678 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 445 milhões

DESTAQUES 3T15

Operacional

- ↑ Perdas totais de 9,20% no 3T15, redução de 0,62 p.p. em relação ao 3T14
- ↓ Índice FEC apresentou elevação de 17,7%, para 5,56x no acumulado dos últimos 12 meses
- ↓ DEC estimado de 20,04 horas no acumulado dos últimos 12 meses (contados de set/14 a set/15), aumento de 85,9% em relação aos últimos 12 meses do 3T14 (10,78 horas)
- ↑ Investimentos totalizaram R\$ 127,0 milhões no 3T15

Financeiro

- ↑ Receita bruta reportada no trimestre foi de R\$ 6.665 milhões, alta de 68,2% em relação ao 3T14, com R\$ 208 milhões de venda de energia no curto prazo e R\$ 468 milhões relacionados à bandeira tarifária
- ↑ Ajustando 2014 pelo efeito do ativo regulatório líquido no valor negativo de R\$ 241,4 milhões, a receita bruta do 3T14 atingiu R\$ 3.721 milhões, assim o 3T15 apresentou um incremento de 79,1%
- ↓ PMSO reportado de R\$ 632 milhões no 3T15, um aumento de 45,2% em relação ao 3T14, devido principalmente ao dissídio dos funcionários, reclassificações contábeis e provisionamento para contingência regulatória
- ↓ Provisão de R\$ 105,4 milhões referente ao reprocessamento dos indicadores de qualidade DEC e FEC
- ↑ Ebitda reportado no 3T15 de R\$ 128 milhões vs. um Ebitda de R\$ 422 milhões no 3T14
 - Ebitda ajustado¹ de R\$ 163,7 milhões no 3T15 vs. R\$ 338,1 milhões em 3T14
- ↑ O Prejuízo líquido reportado no trimestre foi de R\$ 5 milhões, ante lucro de R\$ 184 milhões no 3T14
 - Prejuízo líquido ajustado¹ de R\$ 33,6 milhões no 3T15 e lucro líquido de R\$ 42,7 milhões no 3T14

Regulatório

- ↑ Aneel homologou a redução do valor da Bandeira Tarifária Vermelha de R\$ 55,00/MWh para R\$ 45,00/MWh, que vigorará de setembro a dezembro de 2015

Socioambiental

- ↑ Nas comunidades onde atua, a AES Eletropaulo regularizou ligações elétricas de 18,2 mil famílias no 3T15 vs. 18,0 mil famílias no 3T14
- ↓ No 3T15 duas fatalidades ocorreram com colaboradores contratados da empresa
- ↑ O projeto Recicle Mais, Pague Menos alcançou cerca de 41 mil cadastrados ao final do período, um incremento de 870% em relação ao final do 3T14. (40.909 no 3T15 vs. 4.217 no 3T14)
 - Desconto total concedido aos clientes apresentou um incremento de 201% em relação ao 3T14 (R\$ 79 mil no 3T15 vs R\$ 26 mil no 3T14)

Premiações

- ↑ Destaque na categoria Processos na edição de 2015 do Prêmio Nacional da Qualidade
- ↑ Prêmio Aberje 2015 (São Paulo) de Comunicação para programas voltados à sustentabilidade empresarial, destaque pelo projeto Recicle Mais, Pague Menos
- ↑ Pela 5ª vez consecutiva o Grupo AES Brasil é eleito a melhor empresa que se comunica com jornalistas na categoria Energia Elétrica, de acordo com a Revista Negócios da Comunicação

¹ Ebitda ajustado por ativos/ passivos regulatórios, fundo de pensão e ativo possivelmente inexistente.

CONTEXTO SETORIAL

DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA NO BRASIL

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

As tarifas de energia elétrica (uso de rede e fornecimento) que a Companhia cobra pela distribuição de energia a consumidores finais são determinadas de acordo com o seu contrato de concessão e com a regulamentação estabelecida pela Aneel. O contrato de concessão da Companhia e a regulamentação estabelecem um teto para as tarifas e preveem ajustes anuais, periódicos e extraordinários.

Os valores das tarifas são reajustados anualmente pela Aneel por meio dos reajustes tarifários, revistos periodicamente por meio da revisão tarifária a cada quatro anos, e, por fim, podem ser revistos em caráter extraordinário, mediante solicitações específicas em caso de 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).

Os custos da Parcela A incluem, 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, a oscilação, positiva ou negativa, dos preços dos itens da Parcela A definidos no momento do reajuste tarifário anual e/ou revisão tarifária passaram a impactar o resultado da Eletropaulo e somente eram reconhecidas nas tarifas de energia elétrica e repassadas aos consumidores no próximo evento tarifário.

No entanto, a partir de Dezembro de 2014, a Companhia passou a reconhecer no resultado os ativos e passivos, 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, emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade - além da 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.

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, determinada por ocasião das revisões tarifárias, os custos de depreciação regulatória e custos de operação e manutenção do sistema de distribuição.

O reajuste tarifário anual da AES Eletropaulo é efetuado de acordo com a forma estipulada em seu contrato de concessão. Nos termos das regras atuais, os custos da Parcela A são repassados aos clientes e os custos da Parcela B são corrigidos de acordo com o índice IGP-M, ajustado por um Fator X.

Na revisão tarifária, todos os custos da Parcela B são recalculados e o Fator X é calculado para compartilhar ganhos de produtividade da distribuidora além de determinar a trajetória dos custos operacionais regulatórios. Com a homologação do 4º ciclo de revisão tarifária, o Fator X de partida foi calculado com base no componente de produtividade - XP e de trajetória de custos operacionais - XT. O componente de qualidade - XQ será estabelecido e revisado no decorrer do ciclo, nos reajustes tarifários.

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

EVENTOS TARIFÁRIOS APLICADOS

O mês de março deste ano foi marcado por dois eventos tarifários publicados pela Aneel, a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) e a ampliação da metodologia de Bandeira Tarifária, com o objetivo de estabelecer o equilíbrio econômico-financeiro das concessões e precificar de forma correta a geração de energia garantindo a segurança energética e o realismo tarifário.

Com o reajuste tarifário extraordinário a Aneel cobriu os itens de Parcela A: (i) reajuste CDE; (ii) aumento de custos e variação cambial de Itaipú; (iii) alteração do preço médio de compra de energia em razão de montantes de contratos não considerados nos últimos reajustes, decorrentes dos leilões A-0, A-1 de 2014, do leilão de ajuste de 2015 e ingresso de novas cotas de energia hidrelétrica.

Os demais custos que não foram cobertos pela RTE foram endereçados para a Bandeira Tarifária. Assim, nos meses de janeiro e fevereiro de 2015, os valores adicionados à tarifa de energia pelas bandeiras amarelas e vermelhas foram de R\$ 15,00/MWh e R\$ 30,00/MWh, respectivamente. A partir de 2 de março de 2015, os valores adicionados passaram a ser de R\$ 25,00/MWh e de R\$ 55,00/MWh, respectivamente.

Em agosto de 2015 a Aneel aprovou em reunião extraordinária, a redução do valor da Bandeira Tarifária Vermelha de R\$ 55,00/MWh para R\$ 45,00/MWh, que vigorará de setembro a dezembro deste ano. Esse ajuste é reflexo do desligamento de 21 usinas térmicas com custo variável (CVU) maior do que R\$ 600/MWh, que barateia o custo de aquisição de energia, e na expectativa de que usinas térmicas com CVU maiores que 600/MWh não voltem a ser despachadas em 2015.

Método aplicado em Jan/15 e Fev/15				Método vigente desde Mar/15				Método vigente de Set/15 a Dez/15			
Bandeira	Variação		Tarifa	Bandeira	Variação		Tarifa	Bandeira	Variação		Tarifa
Verde		CMO+ESS ¹ < R\$200/MWh	Sem aumento	Verde		n/a	Sem aumento	Verde		n/a	Sem aumento
Amarelo		R\$200/MWh ≤ CMO ² +ESS < R\$350/MWh	Aumento de R\$15/MWh	Amarelo		CVU ³ última usina despachada > R\$200/MWh	Aumento de R\$25/MWh	Amarelo		CVU ³ última usina despachada > R\$200/MWh	Aumento de R\$25/MWh
Vermelho		CMO+ESS ≥ R\$350/MWh	Aumento de R\$30/MWh	Vermelho		CVU última usina despachada > PLD Teto (R\$388,48/MWh)	Aumento de R\$55/MWh	Vermelho		CVU última usina despachada > PLD Teto (R\$388,48/MWh)	Aumento de R\$45/MWh

1 - Encargos de Serviço do Sistema
 2 - Custo Marginal de Operação
 3 - Custo de Valor Unitário

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

Os valores a receber da Bandeira Tarifária, referente ao período de jan/15 a mar/15, já foram repassados pela Aneel via tarifa, no 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica, sendo assim, os valores a receber/a pagar da Bandeira são os constituídos a partir de abr/15.

Bandeiras Tarifárias (R\$ milhões)						
	1S15	jul/15	ago/15	set/15	3T15	9M15
Residencial	335,4	73,7	73,3	64,4	211,4	546,8
Comercial	255,6	52,0	54,2	49,1	155,3	410,9
Industrial	99,3	21,4	22,1	20,1	63,6	162,9
Demais	56,8	12,7	12,5	11,6	36,8	93,5
Consumo Próprio	0,7	0,2	0,2	0,2	0,6	1,2
Total Arrecadado Bandeira Tarifária	747,7	160,0	162,3	145,3	467,6	1.215,4
Bandeira Tarifária não faturada	87,4	0,7	(1,7)	(12,4)	(13,4)	74,0
Total Contabilizado Bandeira Tarifária	835,1	160,6	160,6	133,0	454,3	1.289,4
Necessidade de Cobertura ¹	(698,2)	(96,1)	(69,8)	(124,9)	(290,7)	(988,9)
Saldo à repassar/receber CCRBT	(49,5)	(63,9)	(92,6)	(20,5)	(176,9)	(226,4)
Repasso efetivo à CCRBT ²	(278,7)	(27,7)	(27,0)	(20,5)	(75,2)	(354,0)
Custos Cobertos na Revisão Tarifária ³	127,3					127,3
Custos Descobertos	(101,9)	36,2	65,5	-	101,7	(0)

1 - Valores de setembro divulgados após o fechamento do ITR

2 - Valores de setembro divulgados após o fechamento do ITR

3 - Os valores descobertos no 1T15 foram incorporados na tarifa de revisão tarifária ocorrida em jul/15

No 3T15 foram faturados R\$ 467,6 milhões de Bandeira Tarifária, enquanto que a necessidade de cobertura de custos que a empresa teve foi no montante de R\$ 290,7 milhões, gerando um valor excedente de R\$ 176,9 milhões a repassar para a CCRBT.

Como a CCRBT ainda está com seu saldo disponível em processo de constituição, a Companhia teve que efetuar repasse a CCRBT no montante de R\$ 75,2 milhões. Desta forma, não tivemos custos descobertos no período, tivemos um saldo positivo de R\$ 101,7 milhões que foi suficiente para cobrir os custos descobertos acumulados no exercício que somavam R\$ 101,9 milhões no 1S15.

Os custos não cobertos pela Bandeiras Tarifárias no ciclo atual que não forem compensados no decorrer do ciclo, serão zerados após o reconhecimento destes no processo de reajuste tarifário subsequente.

LIMITES MÁXIMO E MÍNIMO DO PLD - RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº1.832/2014

Anualmente, no mês de dezembro, a Aneel estabelece os limites máximos e mínimos do PLD que vigorarão durante o ano seguinte.

A Resolução Aneel 392/2009 estabelece que o PLD mínimo deve ser calculado com base nas estimativas de custos de geração da UHE Itaipu e a Resolução Aneel 682/2003 define que o limite máximo do PLD deve ser atualizado considerando o menor valor entre (i) a usina termelétrica mais cara (com capacidade maior que 65MW) e (ii) a atualização do valor máximo do PLD estabelecido em 2003 (R\$452/MWh) pelo IGP-DI.

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

Novos limites do PLD

A nova metodologia para o cálculo do PLD mínimo e máximo estabelece que o PLD mínimo deve cobrir os custos necessários para manter e operar os empreendimentos hidrelétricos, os encargos e o CFURH. Dessa forma, o PLD mínimo foi estabelecido em R\$ 30,26/MWh, com base nos custos de operação das usinas cotistas de R\$ 24,58/MWh, adicionado à CFURH de R\$ 5,68/MWh.

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

O Encargo de Serviço de Sistema - ESS proveniente do despacho de usinas termelétricas com custo unitário variável - CVU acima do PLD máximo será pago pelos agentes expostos ao mercado de curto prazo, inclusive as distribuidoras.

PERFIL

Municípios da área de concessão da AES Eletropaulo



A AES Eletropaulo é a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil em volume de energia vendida². Está presente em 24 cidades da Região Metropolitana de São Paulo, incluindo a Capital: o principal centro econômico-financeiro do Brasil.

Sua área de concessão - de 4.526 km² - concentra o maior PIB nacional e a mais alta densidade demográfica do País - 1.490 unidades consumidoras por km², o que corresponde a 34,1% do total de energia elétrica consumida no Estado de São Paulo e 9,8% do total do Brasil³.

Para cumprir com excelência o desafio de atender mais de 20 milhões de pessoas todos os dias, a AES Eletropaulo é incansável para atender sempre melhor e mais rápido, está sempre atenta a ouvir e entender seus clientes, mantendo um diálogo aberto, e é consciente da importância do seu papel no desenvolvimento do País e da sua relação de equilíbrio com o meio ambiente do qual depende.

PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO SUSTENTÁVEL

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

² Dados da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADDEE, de dezembro de 2014.

³ Números referentes ao ano de 2014.

SATISFAÇÃO DO CLIENTE

No novo Planejamento Estratégico Sustentável do Grupo AES Brasil, um dos compromissos é garantir excelência dos serviços prestados com ética e respeito ao cliente. A meta da AES Eletropaulo é atingir índice de 82,6% de satisfação do cliente⁴ até 2019.

Meta	2012	2013	2014	2015
Attingir índice de 82,6% de satisfação do cliente até 2019*	80,6	78,3	78,6	76,1**

*Meta revisada

** O resultado considera a média das duas pesquisas realizadas no 1T15 (73,4%) e 3T15 (78,8%)

Anualmente é realizada a pesquisa de satisfação com clientes de baixa tensão em parceria com a Abradee. Em 2015, a AES Eletropaulo atingiu o índice de 76,1% no Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida (ISQP), nível 2,5% inferior em relação ao ano anterior. Esse desvio ocorreu principalmente por conta dos eventos climáticos no início deste ano, no mesmo período da coleta de dados da pesquisa. Além disso, no primeiro semestre de 2015, as tarifas de energia foram reajustadas devido ao sistema de bandeiras tarifárias e RTE, o que provocou o aumento de solicitações de esclarecimentos na empresa.

Com a finalidade de melhorar a percepção de qualidade dos clientes da AES Eletropaulo, a Companhia tem investido na intensificação do programa JAAT (Jeito AES de Atender), que tem a finalidade de melhorar a experiência de atendimento dos clientes. Entre os destaques está o início das pesquisas que medem a gestão da experiência do cliente, chamada Jornada do Cliente, que se baseia em identificar os principais pontos de contato com o cliente em determinados processos, mapear a satisfação em cada um deles e utilizar esse diagnóstico para melhorias. Até setembro foram implementadas pesquisas referentes a processos de ordens de serviços, notas técnicas, falta de energia e faturamento e arrecadação.

Adicionalmente, foram desenvolvidas ações para melhorar o fluxo de atendimento em dias de crise, como acionamento imediato de até 100 posições adicionais no call center, com o auxílio do quadro administrativo já existente. Essas e outras iniciativas permitiram uma melhoria do atendimento em dias atípicos.

Para responder às crescentes reclamações de aumento do valor da conta, foi criado um plano de comunicação aos clientes - principalmente nas redes sociais - para esclarecimento dos eventos que resultaram no reajuste da tarifa. Também foram realizados treinamentos junto às equipes dos canais de atendimento a fim de preparar todos os atendentes para auxílio nas principais dúvidas dos clientes. As equipes de campo - como eletricitas e leituristas - foram municiados de material de comunicação sobre o assunto para esclarecimento dos clientes, que abordam nossas equipes no momento do trabalho.

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

Aumento das tarifas

Para lidar com o impacto do aumento das tarifas ocorridos no primeiro semestre, a AES Eletropaulo tem realizado diversas ações de cobrança e esclarecimento de dúvidas focadas nas demandas e características de cada classe consumidora.

De janeiro a junho, a tarifa de energia para o cliente residencial (B1) aumentou 75%, em média. Entre as principais iniciativas para facilitar o pagamento da conta pelos clientes e, assim, mitigar o aumento de despesas operacionais decorrente do atraso nesse pagamento, destacam-se:

Feirões de Negociação

Os feirões de negociação são eventos em que os clientes podem negociar os débitos pendentes junto à distribuidora e obter descontos e opções de parcelamento. As opções de negociação incluem isenção de

⁴ Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida, em pesquisa promovida pela ABRADÉE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica).

multa e juros para pagamento à vista, parcelamento em até 6 vezes no cartão de crédito e modelos personalizados para melhor atender as necessidades do cliente. Até o fim de setembro de 2015, a distribuidora realizou 14 megafeirões, atendendo cerca de 4,1 mil pessoas. Esta ação resultou em 3,0 mil acordos, totalizando R\$ 7 milhões em negociações.

Além dos Feirões, o cliente também pode negociar condições para pagamento de suas faturas nos canais de atendimento da concessionária (telefone, internet e lojas presenciais).

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 em troca de materiais recicláveis. Não existe limite de desconto para os clientes, desta forma, o cliente pode zerar a conta de energia elétrica do mês ou até mesmo gerar um crédito para o mês seguinte.

Este programa tem se mostrado um importante alternativa para os clientes lidarem com o aumento nos valores das contas de energia elétrica, contribuindo para evitar o aumento do índice de inadimplência.

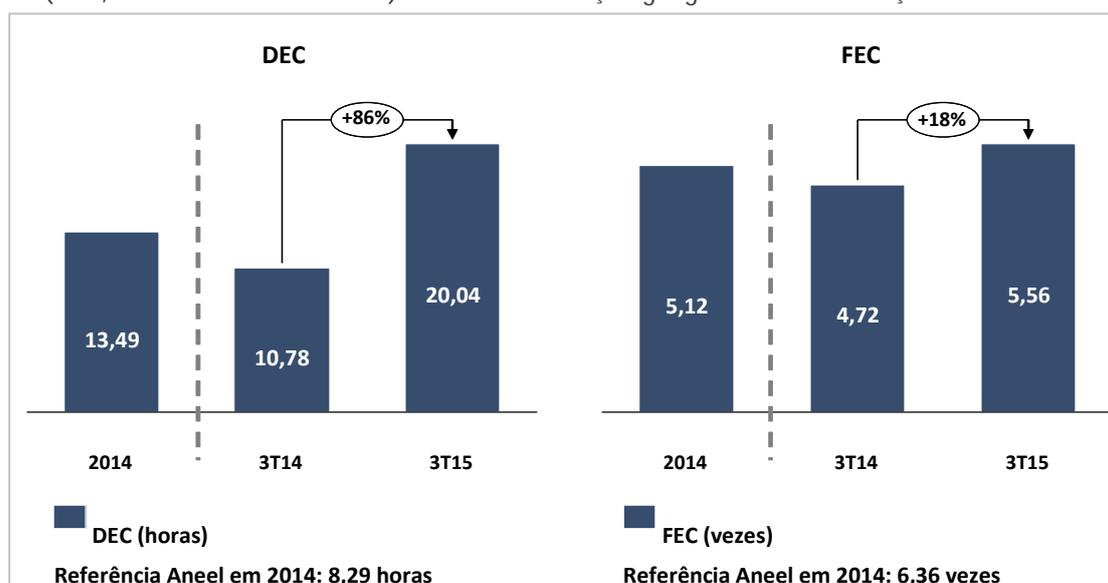
No 3T15, 6.266 novos clientes se cadastraram no programa, totalizando 40.909 no final do período, frente a 4.217 no ano anterior. O valor de bônus concedido aos clientes chegou a R\$ 79.193,03 com a coleta de 445 toneladas de resíduos no período, frente a R\$ 26.285,52 (692 toneladas) no 3T14⁵. Os resultados do 3T15 refletem a intensificação das ações de divulgação do projeto, principalmente em veículos de mídia de massa, no 2T15 e 3T15.

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 definidos 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.



⁵ O bônus ao cliente é calculado a partir dos resíduos coletados, cujo valor por kg varia por tipo (metal, papel, vidro e plástico) e é determinado pelo mercado.

DEC e FEC - (últimos 12 meses)⁶

Como parte do seu processo de compliance e governança corporativa, bem como dos programas de auditoria interna, a AES Eletropaulo constatou inconsistências na apuração dos indicadores DEC e FEC no período compreendido entre janeiro 2014 e maio de 2015, principalmente em relação ao enquadramento dos expurgos caracterizados como "dia crítico".

A Companhia já comunicou o fato formalmente à Aneel e está trabalhando no reprocessamento desses indicadores operacionais para o período citado, na apuração do montante exato dos impactos econômicos e financeiros decorrentes desse reprocessamento, bem como nas ações de ressarcimento a todos os clientes.

Com base nos dados e projeções disponíveis até o momento, a AES Eletropaulo registrou no 3T15 uma provisão para contingências no valor de R\$105,4 milhões ("provisão para processos regulatórios"). Este montante representa nossa melhor estimativa para três componentes: i) compensação aos consumidores das multas de DIC/FIC/DMIC; ii) componente Xq do Fator X que compõe a tarifa, e iii) possíveis penalidades a serem estabelecidas pelo órgão regulador que substituem quaisquer outras penalidades emitidas perante a companhia para o mesmo período em relação aos indicadores de qualidade.

O DEC estimado atingiu 20,04 horas nos últimos 12 meses e apresentou elevação de 85,9% em relação ao mesmo período do ano passado (10,78 horas), refletindo a maior incidência e simultaneidade de eventos climáticos com ventanias significativas de até 100 km/h durante o final de 2014, início do ano de 2015 e ao longo do mês de setembro de 2015, além do aumento da parcela de interrupções programadas em função de obras de melhoria da rede. O índice FEC estimado dos últimos 12 meses foi de 5,56 vezes, apresentando uma elevação de 17,7% em comparação ao ano anterior (4,72 vezes), em função dos motivos acima expostos. Os limites definidos pelo regulador para os indicadores de qualidade em 2015 são de 8,06 horas para o DEC e 5,95 vezes para o FEC.

No 3T15, as penalidades pagas pela Companhia aos seus clientes por transgressões dos indicadores de DIC, FIC, DMIC e DICRI referem-se às compensações de Mai/15, Jun/15 e Jul/15. Essas penalidades do 3T15 foram pagas em Jul/15, Ago/15 e Set/15, respectivamente, e totalizaram R\$ 15,0 milhões, 554% mais que no 3T14. Essa elevação pode ser explicada pela maior incidência de chuvas, além do reajuste tarifário que também impactou significativamente no cálculo das penalidades.

ATENDIMENTO

Outros indicadores importantes para garantir a satisfação do cliente são o DER (Duração Equivalente de Reclamação) e o FER (Frequência Equivalente de Reclamação).

O FER fechou o 3T15 em 17,77, resultado superior em relação ao 3T14 devido ao aumento da quantidade de reclamações referentes principalmente a faturamento (revisões tarifárias). O DER atingiu 5,87 no 3T15, um valor abaixo do registrado no mesmo período em 2014 (7,04), reflexo de um plano para redução tanto do FER quanto do DER, que engloba ações como revisão de regras de sistema, reciclagem de treinamentos, plano de comunicação sobre o aumento das tarifas, entre outras.

Indicador de desempenho	3T14	3T15 ¹
DER (Duração Equivalente de Reclamação) - acumulado do ano	7,04	5,87
FER (Frequência Equivalente de Reclamação) - acumulado do ano	16,30	17,77

1. Os dados de agosto e setembro são preliminares e poderão ser alterados.

⁶ Valores de DEC e FEC preliminares, sujeitos a atualização após finalização do processo de reprocessamento dos indicadores

CONSUMO

Consumo Cativos - GWh ¹	3T14	3T15	Var (%)	9M14	9M15	Var (%)
Residencial	4.235,4	3.965,9	-6,4%	12.633,8	12.038,9	-4,7%
Comercial	2.960,9	2.939,0	-0,7%	9.442,6	9.329,7	-1,2%
Industrial	1.291,9	1.177,9	-8,8%	3.902,1	3.565,9	-8,6%
Demais	708,2	692,7	-2,2%	2.174,6	2.102,9	-3,3%
Mercado Cativo	9.196,3	8.775,5	-4,6%	28.153,0	27.037,4	-4,0%
Clientes Livres	2.087,3	1.938,1	-7,1%	6.461,9	6.098,7	-5,6%
Mercado Total	11.283,6	10.713,6	-5,1%	34.615,0	33.136,1	-4,3%

Consumo total (inclusive Clientes Livres) - GWh ¹	3T14	3T15	Var (%)	9M14	9M15	Var (%)
Residencial	4.235,4	3.965,9	-6,4%	12.633,8	12.038,9	-4,7%
Comercial	3.485,8	3.436,5	-1,4%	11.145,3	10.961,1	-1,7%
Industrial	2.528,1	2.276,9	-9,9%	7.651,4	7.002,9	-8,5%
Demais	1.034,3	1.034,3	0,0%	3.184,5	3.133,1	-1,6%
Total	11.283,6	10.713,6	-5,1%	34.615,0	33.136,1	-4,3%

1 - Não inclui Consumo Próprio

O mercado total da AES Eletropaulo encerrou o 3T15 com um volume de 10.713,6 GWh, uma redução de 5,1% em relação ao 3T14, com desempenho negativo em todas as classes. Esse desempenho é reflexo da crise econômica e aumentos tarifários no ano. A maior queda de consumo no trimestre foi na classe industrial (-9,9%) que continua com desempenho negativo na produção. O consumo da classe industrial impacta marginalmente o Ebitda da Companhia, dado que seus contratos se baseiam em demanda contratada e, na maior parte desses casos, não há margem associada ao volume de energia consumido. Já as classes residencial e comercial tiveram queda de 6,4% e 1,4%, respectivamente, reflexo do desempenho negativo da atividade comercial no Estado de São Paulo, e queda da renda real na Região Metropolitana de São Paulo (RMSP), que associado aos aumentos da tarifa de energia, contribuíram para a redução do consumo no período. O 3T15 teve 1 dia a mais de faturamento (+96 GWh) em relação ao 3T14, de tal forma que a redução do mercado seria de 5,8% no período se fosse desconsiderado esse impacto.

O mercado cativo, cuja participação no mercado total é de 82%, apresentou decréscimo de 4,6% em relação ao 3T14, totalizando 8.775,5 GWh no 3T15. Todas as classes tiveram desempenho negativo, principalmente as classes residencial e industrial. O mercado cativo foi positivamente influenciado por 1 dia a mais de faturamento e negativamente impactado pelo efeito da migração de clientes para o ACL (Ambiente de Contratação Livre) em trimestres anteriores. Desconsiderada a influência de ambos os fatores, o mercado cativo teria queda 5,5% em relação ao 3T14.

No acumulado do ano, o mercado total na área de concessão da Companhia teve queda de 4,3% em comparação ao mesmo período de 2014, reflexo do desempenho negativo das classes, principalmente residencial e industrial que reduziram o consumo em 4,7% e 8,5%, respectivamente. Nesse período houve 1,5 dias a mais de faturamento (+155 GWh) e desligamentos de clientes de tal forma que, se esse efeito fosse excluído, o mercado total cairia 4,7%. O desempenho do mercado reflete a piora no cenário econômico e aumento das tarifas de energia, como já foi citado anteriormente. Até setembro/15, a renda real na Região Metropolitana de São Paulo teve queda de 3,1% e a Produção Industrial do Estado de São Paulo caiu 9,7% até agosto/15 em relação ao mesmo período de 2014, segundo dados do IBGE, refletindo no consumo do Estado de São Paulo que acumula queda de 3,9% até setembro/15.

Desempenho do mercado por classe de consumo

Residencial

O consumo da classe residencial foi de 3.965,9 GWh no 3T15, com queda de 6,4% em relação ao 3T14. A classe foi influenciada no 3T15 pelos seguintes fatores: (i) queda no consumo por consumidor de 225 KWh/mês para 206 KWh/mês no trimestre, ou seja, queda de 8,1%, apesar do incremento de 158 mil unidades consumidoras nos últimos 12 meses encerrados em setembro/15; (ii) 1,1 dia a mais de faturamento (+44 GWh), que se fosse desconsiderado faria com que a classe tivesse queda de 7,3%; (iii) queda do poder aquisitivo com o aumento da inflação e conseqüente queda da renda real na RMSP, que caiu 4,5% no 3T15; e (iv) principalmente pelos aumentos da tarifa de energia elétrica.

No acumulado até setembro/15, a classe residencial teve redução de 4,7% em relação ao mesmo período de 2014. Parte dessa queda é explicada pela queda de 3,1% da renda real da RMSP no acumulado até setembro/15 e a maior parte devido ao aumento nas tarifas. No período houve 2 dias a mais de faturamento (+85 GWh), que se fosse desconsiderado, faria com que a classe residencial tivesse queda 5,3% na mesma comparação com 2014.

Comercial

O total de energia distribuída para a classe comercial cativa foi de 2.939,0 GWh no 3T15 com queda de 0,7% na comparação com o 3T14. A classe foi influenciada no trimestre: (i) pelo desempenho negativo do comércio no Estado de São Paulo⁷ nos meses de julho e agosto/15, que teve queda de 5,3%; (ii) impacto da migração de clientes ao ACL (-1,4 GWh); e (iii) por 1 dia a mais de faturamento (+32 GWh). Desconsiderados os efeitos da migração de clientes e de dia de faturamento, a classe teria redução de 1,7% no período.

No acumulado do ano, a classe comercial reduziu o consumo em 1,2%, reflexo do fraco desempenho do comércio no Estado de São Paulo, que teve queda de 2,7% no acumulado até agosto/15. O impacto da migração de clientes ao ACL (-8 GWh) foi mais que compensado pelo 1,4 dia a mais de faturamento (+45 GWh). Desconsiderados os efeitos da migração de clientes e de dia de faturamento, a classe cairia 1,6% no período.

Industrial

No 3T15, o consumo da classe industrial cativa reduziu 8,8% na comparação com o 3T14, totalizando 1.177,9 GWh. Esse desempenho é reflexo da queda na atividade industrial no Estado de São Paulo⁸ que caiu 12,5% nos meses de julho e agosto/15. O trimestre teve 1 dia a mais de faturamento (+12 GWh), que se descontado faria com a classe tivesse queda de 9,7%.

No acumulado até setembro/15, a classe industrial cativa apresentou redução de 8,6% no consumo em comparação ao mesmo período de 2014, devido: (i) ao impacto da migração de clientes ao ACL (-6 GWh); (ii) 1,4 dia a mais de faturamento (+14 GWh); e (iii) redução de 9,7% da produção industrial no Estado de São Paulo até agosto/15 para se adequar à demanda mais fraca, resultando na adoção de sistema de layoff (suspensão temporária dos contratos), férias coletivas e licenças remuneradas principalmente nos setores automobilístico e metalúrgico. Excluídos os efeitos da migração de clientes e de dias de faturamento, a classe industrial cativa cairia 8,8%.

Poderes Públicos e Outros (clientes rurais, iluminação pública, tração elétrica e água/esgoto)

O consumo cativo das demais classes foi de 692,7 GWh no 3T15, um decréscimo de 2,2% em relação ao 3T14, apesar de 1 dia a mais de faturamento no trimestre (+7 GWh). Esse resultado é devido, principalmente, a classe de serviços públicos que teve queda de 6,7% no 3T15, devido a queda da utilização das bombas d'água atrelada à restrição hídrica. Desconsiderando o efeito de dias de faturamento, as demais classes cairiam 3,2% no trimestre.

⁷ Pesquisa Mensal de Comércio (PMC) do IBGE.

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

No acumulado do ano, as demais classes tiveram queda de 3,3% em relação ao acumulado de 2014. A classe de serviços públicos é responsável pela queda de 2,5% dos -3,3%, quando reduziu seu consumo em 10,6%, devido ao motivo citado acima. Desconsiderando o efeito de 0,5 dia a mais de faturamento (+11 GWh), o consumo das demais classes reduziria 3,8%.

Clientes Livres

No 3T15, não houve migração de clientes ao ACL, totalizando 549 unidades consumidoras livres na área de concessão da AES Eletropaulo.

O mercado faturado dos clientes livres foi de 1.938,1 GWh no 3T15, uma redução de 7,1% quando comparado ao 3T14 devido, principalmente, ao baixo desempenho da atividade industrial.

No acumulado do ano, o mercado faturado dos clientes livres reduziu-se em 5,6% em função do desempenho da atividade econômica. No período, 4 unidades consumidoras migraram para o ACL e nenhuma unidade retornou para o ACR, de tal forma que o efeito líquido dessa movimentação foi um acréscimo de 14 GWh no ACL e, conseqüentemente, a redução do mesmo volume no ACR. Além disso, 3 unidades foram desligadas (-10 GWh) no período. Desconsiderando o efeito da migração de clientes para o ACL e os desligamentos, o mercado de clientes livres se reduziria 5,7%.

Clientes Livres	Período ³	Número unidades	GWh Faturado	Período ³	Número unidades	GWh Faturado (ano)
Total de unidades	2T15	549	2.084	1T14	548	8.671
Saída para Rede Básica	3T15	-	-	LTM ⁴	-	-
Unidades desligadas	3T15	-	(5)	LTM ⁴	(4)	(14)
Unidades novas	3T15	-	-	LTM ⁴	-	2
Migração para ACL ¹	3T15	-	1	LTM ⁴	5	27
Retorno para o ACR ²	3T15	-	-	LTM ⁴	-	(0)
Total de unidades	3T15	549	1.938	3T15	549	8.225

1 - ACL: Ambiente de Contratação Livre

2 - ACR: Ambiente de Contratação Regulada

3 - Último mês do período

4 - LTM (Last Twelve Months - últimos doze meses)

BALANÇO ENERGÉTICO DO 3T15

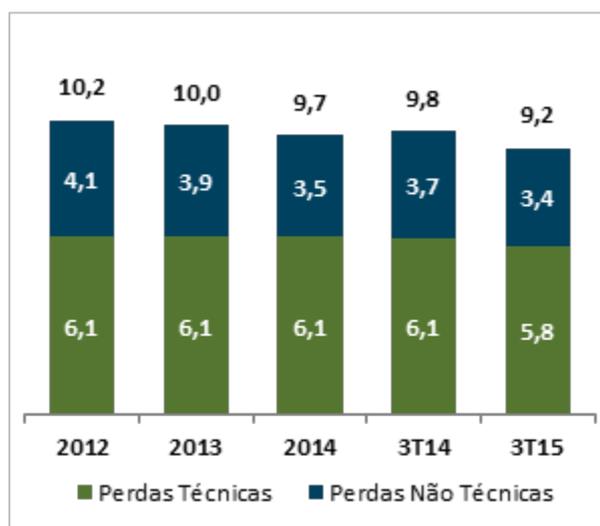
SUPRIMENTO (GWh)		FATURAMENTO (GWh)	
Itaipu	2.331	3.867	Residencial
Bilateral Tietê	2.800	3.076	Comercial
Bilateral Outros	-	1.210	Industrial
Proinfa	220	694	P.Público e Outros
Leilão (hídrico)	4.065	9	Consumo Próprio
Leilão (térmico)	1.984	229	Perda Transmissão
CCEE	(1.155)	1.158	Perda Distribuição
ENERGIA REQUERIDA			
10.244			

A AES Eletropaulo encerrou o 3T15 com um nível de contratação de energia equivalente a 111,3% da sua carga cativa. O superávit de 1.155 GWh de energia acumulado pela Companhia foi vendido na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

A previsão de contratação média da Companhia para o ano de 2015 é de 108,09%, devido a expectativa de retração da carga esperada para o ano.

Perdas (%) - (últimos 12 meses)

Perdas totais - Referência ANEEL para o ano regulatório 2015/2016: 9,4%



O percentual de perdas é a taxa obtida com a 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 (49.370 GWh)⁹.

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,20%, sendo divididas entre perdas técnicas (5,84%) e não técnicas (3,36%). Em comparação ao 3T14, as perdas totais apresentaram redução de 0,62 ponto percentual. Tal resultado decorre das ações da Companhia visando à redução da parcela de perda não técnica e aos investimentos feitos na rede que ajudaram a reduzir as perdas técnicas.

Nesse cenário, a AES Eletropaulo passou a intensificar suas ações de redução de perdas comerciais para os segmentos de baixa renda e iniciou, ao final de 2011, 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 3T15 aproximadamente 392 mil famílias foram beneficiadas com este programa.

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

- (i) **Inspeções de fraude:** tem por objetivo identificar instalações com erros de medição, seja por defeitos nos equipamentos ou por ações de terceiros forjando a medição. No 3T15 foram realizadas 88,6 mil inspeções e identificadas 12,7 mil irregularidades, contra 112,1 mil inspeções e 23,0 mil irregularidades no 3T14. Nos 9M15 foram realizadas 256,6 mil inspeções e encontrado 36,2 mil irregularidades, contra 303,9 mil inspeções e 53,2 mil irregularidades nos 9M14. Esta redução deve-se à mobilização de equipes de fraudes para desempenharem outras atividades, tais como atendimentos de faltas de energia e combate a inadimplência.
- (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

⁹ Os últimos 12 meses compreende o período de out/14 a set/15.

pendentes, passam a consumir energia de forma irregular. No 3T15, foram realizadas 115,8 mil visitas e 19,3 mil instalações foram recuperadas, ante 100,9 mil visitas e 17,7 mil instalações recuperadas no 3T14. Nos 9M15 foram realizadas 342,3 mil visitas e recuperado 45,9 mil instalações, contra 271,1 mil visitas e 44,2 mil recuperações nos 9M14. A empresa vem atuando forte nesta iniciativa desde 2011, visando reduzir o crescimento das perdas na empresa.

- (iii) **Regularização de ligações informais (clandestinas):** no 3T15, foram regularizadas 18,1 mil ligações informais, contra 18,1 mil regularizações no 3T14. Nos 9M15 foram regularizadas 51,9 mil instalações, ante 44,8 mil regularizações no 9M14. Este aumento deve-se ao maior número de equipes trabalhando na regularização das instalações.

No 3T15, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 60,3 milhões no resultado da Companhia e acrescentaram ao mercado faturado 143,4 GWh de energia, ante os 165,7 GWh adicionados no 3T14. Nos 9M15 estas iniciativas agregaram ao mercado da empresa 447,5 GWh, que correspondem a R\$ 169,2 milhões. Este montante está dividido da seguinte forma:

- (i) R\$ 56,2 milhões (158,9 GWh) nos 9M15, sendo que R\$ 17,1 milhões (42,7 GWh) refere-se ao 3T15, em decorrência das inspeções de combate à fraude;
- (ii) R\$ 41,5 milhões (104,5 GWh) nos 9M15, sendo que R\$ 16,5 milhões (37,8 GWh) refere-se ao 3T15, com a regularização de ligações informais;
- (iii) R\$ 14,4 milhões (36,8 GWh) nos 9M15, sendo que R\$ 4,9 milhões (11,3 GWh) refere-se ao 3T15, com a recuperação de clientes cortados;
- (iv) R\$ 51,1 milhões (128,1 GWh) nos 9M15, sendo que R\$ 20,4 milhões (46,8 GWh) refere-se ao 3T15, com outras iniciativas de combate a perdas comerciais, como atualização de cadastros e melhorias nas instalações de medidores;
- (v) R\$ 6,1 milhões (19,2 GWh) nos 9M15, sendo que R\$ 1,3 milhões (4,7 GWh) refere-se ao 3T15, com o faturamento de energia retroativa de consumo irregular.

Tarifa Social de Energia Elétrica

A Resolução Normativa 572/2013 de 13/08/2013, com vigência a partir de 12/12/2013, estabelece procedimento para comprovação do atendimento aos critérios de elegibilidade à concessão da Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE. Com a referida Resolução, o cliente que não atender aos critérios estabelecidos perderá o direito a Tarifa Social, sendo que as distribuidoras deverão comunicar os motivos e orientar sobre a manutenção do referido benefício.

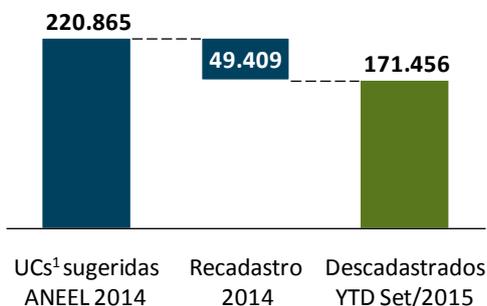
Para minimizar tal impacto aos clientes, AES Eletropaulo tem realizado diversas medidas, como elaboração de material específico e distribuição nos canais de atendimento em prefeituras e comunidades; realização de reuniões específicas sobre o tema para representantes dos 24 municípios da área de concessão,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

O "Relatório de Descadastramento 2014", definido pela ANEEL, estabelecia o descadastramento para aproximadamente 221 mil clientes nos meses de janeiro, março e maio de 2015. Após ações de atualização e recadastro pela AES Eletropaulo e iniciativa dos clientes em atualizar os dados no CadÚnico, em setembro 2015 esse número foi reduzido para aproximadamente 171 mil unidades consumidoras sem o benefício da Tarifa Social, referente ao ciclo de 2014.

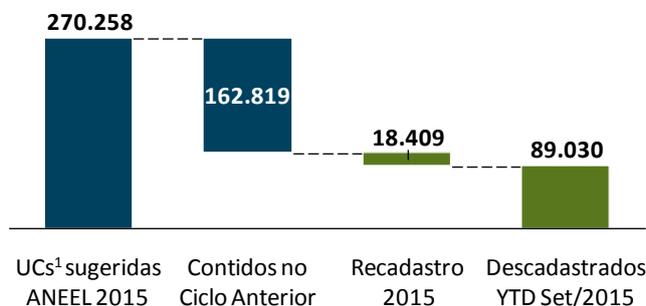
Para o Ciclo do "Relatório de Descadastramento 2015", a ANEEL estabeleceu aproximadamente 270 mil descadastramentos para os meses de junho e julho de 2015. Com as medidas tomadas pela AES Eletropaulo, somadas às iniciativas do cliente em atualizar os dados no CadÚnico, esse número foi reduzido para 89 mil unidades consumidoras sem o benefício da Tarifa Social em setembro 2015, referente ao ciclo de 2015.

Considerando a determinação da ANEEL, no parágrafo 4º do Artigo 146, da Resolução 414/10 e 572/13, está em andamento o processo de "Manutenção do Benefício da Tarifa Social", que ocorre todo ano no mês de julho. Com o referido processo, aproximadamente 61 mil unidades consumidoras perderão o benefício em outubro 2015.

Ciclo 2014



Ciclo 2015



¹ Unidade Consumidora

EFICIÊNCIA NO USO DE RECURSOS E DISCIPLINA NA EXECUÇÃO

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

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

RECEITA OPERACIONAL BRUTA

A receita operacional bruta da AES Eletropaulo totalizou R\$ 6.665,1 milhões no 3T15, um aumento de R\$ 2.702,6 milhões, ou 68,2%, quando comparada ao 3T14. Ajustando a receita bruta do 3T14 pelo ativo regulatório líquido¹⁰ no montante negativo de R\$ 241,4 milhões, o 3T15 apresentou um incremento de R\$ 2.944,0 milhões, ou 79,1%, em comparação ao 3T14.

Esse desempenho é explicado principalmente pelo:

- (i) aumento de R\$ 1.582,4 milhões na receita total de fornecimento em função do reajuste tarifário anual e revisões tarifárias extraordinárias (RTE em janeiro de 2015 de 3,3% referente a volta do ativo possivelmente existente na tarifa, e, RTE em março de 2015 de 33% que ajustou os custos de Parcela A) verificadas no período compensado por menor volume de consumo;
- (ii) R\$ 533,2 milhões referentes às bandeiras tarifárias (faturado e não faturado) no 3T15;
- (iii) R\$ 896,3 milhões referentes ao aumento do ativo setorial líquido em comparação ao 3T14; e
- (iv) aumento de R\$ 125,3 milhões na receita de TUSD, explicado pelos aumentos tarifários no período.

No acumulado do ano de 2015, a receita operacional bruta da Companhia foi de R\$ 17.872,1 milhões, um aumento de R\$ 7.620,9 milhões, ou 74,3%, quando comparada ao acumulado dos 9 meses de 2014. Para fins de comparação, se ajustarmos a receita bruta de 2014 pelo ativo regulatório líquido do período no montante de R\$ 815,2 milhões, o aumento da receita bruta no 9M15 foi de R\$ 6.805,6 milhões, ou 61,5%, principalmente em função do:

- (i) aumento de R\$ 3.979,4 milhões na receita total de fornecimento em função do reajuste tarifário anual e revisões tarifárias extraordinárias verificadas no período compensado por menor volume de consumo;

¹⁰ A partir de 31 de Dezembro de 2014, as Distribuidoras passaram a reconhecer nas suas Demonstrações Contábeis determinados Ativos e Passivos regulatórios no período de sua geração/contabilização (valores registrados na Conta de Compensação dos Valores de Itens de "Parcela A" - CVA).

- (ii) R\$ 1.215,4 milhões referentes às bandeiras tarifárias faturadas no período;
- (iii) R\$ 629,8 milhões da venda de energia sobrecontratada em 2015 (2.172,7 GWh); e
- (iv) aumento de R\$ 240,5 milhões de Receita Não Faturada, principalmente no 1T15, em função dos aumentos tarifários registrados no período e bandeiras tarifárias.

DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL

As deduções representaram 47,1% da receita operacional bruta no 3T15, totalizando R\$ 3.137,5 milhões, um aumento de R\$ 2.109,3 milhões quando comparado ao 3T14. Esse desempenho é explicado principalmente:

- (i) pela contabilização do novo encargo CCRBT (Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias) no valor de R\$ 454,3 milhões, referente ao total das Bandeiras Tarifárias, incluindo o montante faturado e não faturado pela Companhia;
- (ii) pelo aumento de R\$ 964,7 milhões com encargos da CDE; e
- (iii) pelo aumento de R\$ 413,9 milhões em ICMS e de R\$ 263,1 milhões de PIS, Cofins e ISS devido à maior base de cálculo tributável em função dos reajustes tarifários do período.

A partir de 2015, uma mudança contábil determinou que a taxa de fiscalização da Aneel, antes contabilizada como custo operacional, passasse a ser contabilizada como dedução da receita operacional bruta. No 3T15 a taxa de fiscalização foi de R\$ 3,6 milhões, enquanto que no 3T14 foi de R\$ 4,0 milhões. No 9M15 o montante da taxa de fiscalização foi de R\$ 11,6 milhões, enquanto que no 9M14 foi de R\$ 11,9 milhões, diferença de -3,1%.

No acumulado do ano de 2015, a dedução da receita operacional bruta totalizou R\$ 7.757,2 milhões, representando 43,4% da receita bruta do período. O aumento de R\$ 4.893,9 milhões, ou 170,9%, em relação às deduções do 9M14 é explicado, principalmente:

- (i) pela contabilização do novo encargo CCRBT (Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias) no valor de R\$ 1.289,4 milhões, referente ao total da Bandeira Tarifária, incluindo o montante faturado e não faturado pela Companhia
- (ii) aumento de R\$ 1.982,3 milhões com encargo da CDE; e
- (iii) aumento de R\$ 1.028,6 milhões em ICMS e de R\$ 549,3 milhões de PIS, Cofins e ISS devido à maior base de cálculo tributável em função dos reajustes tarifários do período.

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

A receita operacional líquida da AES Eletropaulo totalizou R\$ 3.527,6 milhões no 3T15, um aumento de R\$ 593,3 milhões, ou 20,2%, quando comparada ao 3T14, devido, principalmente, a:

- (i) aumento de R\$ 1.582,4 milhões da receita de fornecimento decorrente do reajuste tarifário de julho/2014 e revisões tarifárias extraordinárias no período, compensado pelo menor volume de consumo;
- (ii) reconhecimento de R\$ 654,9 milhões de ativo regulatório líquido que inclui R\$ 383,4 milhões do montante de bandeira tarifária não repassado à conta centralizadora; e
- (iii) amortização de R\$ 100,7 milhões no 3T14 do passivo regulatório formado em função da postergação, pela Aneel, da data de aplicação da 3RTP - Terceira Revisão Tarifária Periódica.

No 9M15, a Companhia registrou uma receita operacional líquida de R\$ 10.114,9 milhões, 36,9% maior que os R\$ 7.387,9 milhões registrados durante o mesmo período de 2014. O aumento de R\$ 2.727,0 milhões é um reflexo, principalmente, do:

- (i) aumento de R\$ 3.979,4 milhões da receita de fornecimento devido ao reajuste e as revisões tarifárias extraordinárias durante o período, compensado por um menor volume consumido durante o período;
- (ii) reconhecimento de R\$ 1.872,5 milhões de ativo regulatório líquido que inclui R\$ 736,5 milhões do montante de bandeira tarifária não repassado à conta centralizadora;

- (iii) receita de R\$ 50,1 milhões da venda de energia sobrecontratada no período dado que a Companhia está com um nível de contratação acima de 105% e, de acordo com a Resolução Normativa Aneel nº255/2007, esse excedente não constitui um passivo regulatório; e
- (iv) redução de R\$ 261,8 milhões na amortização do passivo regulatório formado em função da postergação, pela Aneel, da data de aplicação da 3RTP - Terceira Revisão Tarifária Periódica (R\$ 201,3 milhões no 9M15 versus R\$ 463,1 milhões no 9M14); parcialmente compensados pela:
- (v) amortização da parcela relativa à devolução do ativo possivelmente inexistente no montante de R\$ 7,2 milhões referente aos primeiros 7 dias de 2015 antes da republicação da tarifa após decisão liminar em favor da Companhia.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais da AES Eletropaulo, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R\$ 3.280,5 milhões no 3T15, um aumento de 38,9% em relação ao 3T14, principalmente em função do aumento de 28,3% nos custos com energia comprada para revenda, de 173,9% nos custos com transmissão e 225,9% de outras despesas, como será abordado a seguir.

No 9M15, os custos e despesas operacionais, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R\$ 9.177,3 milhões, um aumento de 30,0%, ou R\$ 2.118,9 milhões, em comparação ao 9M14, principalmente em função do aumento de 22,5% nos custos de energia elétrica comprada para revenda, de 153,9% nos custos de transmissão e 152,3% de outras despesas. As principais variações estão detalhadas a seguir:

Custos e Despesas Operacionais* R\$ milhões	3T14	3T15	Var (%)	9M14	9M15	Var (%)
Parcela A	1.926,1	2.648,6	37,5%	5.812,4	7.546,4	29,8%
Energia Comprada para Revenda	1.797,3	2.306,5	28,3%	5.466,1	6.697,5	22,5%
Transmissão	124,9	342,1	173,9%	334,4	848,9	153,9%
Taxa de Fiscalização	4,0	-	-100,0%	11,9	-	-100,0%
PMSO	435,1	631,9	45,2%	1.246,0	1.630,9	30,9%
Pessoal e Entidade de Previdência	233,5	264,2	13,2%	682,8	751,9	10,1%
Pessoal	162,0	185,5	14,5%	468,5	515,7	10,1%
Entidade de Previdência	71,5	78,7	10,1%	214,3	236,3	10,2%
Materiais	12,5	(4,4)	-135,1%	33,2	16,9	-49,3%
Serviços de Terceiros	112,9	146,2	29,4%	335,7	372,1	10,8%
Outros	76,2	225,9	196,6%	194,2	490,0	152,3%
Total	2.361,2	3.280,5	38,9%	7.058,4	9.177,3	30,0%

* Não considera custo de construção e Depreciação/Amortização

Parcela A

Em dezembro de 2014, através da Deliberação CVM nº 732 e a Orientação Técnica OCPC 08, a Companhia assinou o Terceiro Aditivo ao Contrato de Concessão tornando obrigatório o reconhecimento dos ativos e passivos financeiros setoriais em suas demonstrações contábeis societárias. Como a metodologia de revisão tarifária determina que as despesas classificadas como "Parcela A" sejam repassadas à tarifa, custos com energia elétrica comprada para revenda, encargos setoriais e de transmissão que não estão sendo cobertos pela tarifa vigente compõem a Conta de Compensação dos Itens de Parcela A - CVA. Esta conta integra os ativos e passivos financeiros setoriais e neutraliza os efeitos de quaisquer variações dos custos no resultado da Companhia.

Adicionalmente, a partir de 2015, houve uma mudança contábil onde a taxa de fiscalização da Aneel passou a ser contabilizada como dedução da receita operacional e não mais como custo operacional. Para fins de comparação, no 3T15, a taxa de fiscalização da Aneel totalizou R\$ 3,6 milhões. No acumulado de 2015, esse custo totalizou R\$ 11,6 milhões.

Custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda

No 3T15, a despesa com energia comprada para revenda aumentou 28,3%, ou R\$ 509,2 milhões, em comparação ao 3T14, totalizando R\$ 2.306,5 milhões. Essa variação é resultado do aumento de 17,6% no preço médio da energia comprada, principalmente em função dos repasses da CDE e da Conta-ACR em 2014, e do aumento do dólar que impactou o preço de Itaipú (variação de 153,6% no montante pago, ou seja, R\$ 812,1 milhões no 3T15 contra R\$ 320,2 milhões no 3T14).

Abaixo estão detalhadas as variações nas despesas com compra de energia elétrica:

- (i) **Energia no curto prazo:** impacto de R\$ 159,9 milhões no 3T14 em função da dos repasses de recursos à Companhia por meio da Conta-ACR no montante de R\$ 125,6 milhões e reversão do excedente financeiro da CCEE decorrente da diferença de PLD entre submercados em junho/14 e liquidado na CCEE em julho/14 no montante de R\$ 71,4 milhões;
- (ii) **Leilões:** custos R\$ 96,0 milhões menores, conforme abaixo:
- (iii) **Térmicas por disponibilidade:** aumento de 3,7% do volume de energia compensado por uma redução do preço médio em 30,1%, resultando em uma redução de R\$ 174,4 milhões; e
- (iv) **Hídricas:** aumento de 6,6% no preço médio e de 7,6% no volume de energia comprada, totalizando um aumento de R\$ 78,4 milhões.
- (v) **AES Tietê:** diminuição de R\$ 51,4 milhões, em função do menor volume contratado em 12,7% no trimestre, compensado pelo reajuste de 5,6% no preço do contrato, ocorrido em julho de 2015; e
- (vi) **Itaipu:** aumento de R\$ 491,9 milhões em função do maior preço médio em 163,8% (reflexo da variação cambial acima do coberto na tarifa entre os períodos), parcialmente compensado pela redução de 3,9% do volume de energia adquirido no período.

No 9M15, a despesa com energia comprada para revenda aumentou R\$ 1.227,8 milhões, ou 22,5%, em relação ao 9M14 totalizando R\$ 6.693,9 milhões. Embora o volume de energia adquirida tenha caído 0,4% (de 33.545 GWh no 9M14 para 33.427 GWh no 9M15), o aumento da tarifa média em 17,6%, em especial a tarifa de Itaipú que com a variação cambial acima do coberto na tarifa entre os períodos cresceu 121,3% elevou as despesas do período em R\$ 1.067,6 milhões.

Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte (R\$/MWh)	3T14	3T15	Part. % 3T14	Part. % 3T15	Var (%) 3T15 x 3T14	9M14	9M15	Part. % 9M14	Part. % 9M15	Var (%) 9M15 x 9M14
AES Tietê	205,9	217,5	28,6%	25,3%	5,6%	199,0	210,1	25,4%	25,4%	5,6%
Itaipu	132,3	348,9	21,6%	21,0%	163,8%	131,2	290,3	23,1%	21,1%	121,3%
Leilão	208,0	179,5	49,9%	53,7%	-13,7%	200,3	200,4	51,5%	53,5%	0,0%
Térmica	330,1	230,6	17,1%	18,0%	-30,1%	343,9	257,7	17,5%	17,8%	-25,1%
Hídrica	144,2	153,8	32,8%	35,7%	6,6%	126,1	171,7	33,9%	35,7%	36,1%
Tarifa	191,1	224,7	100%	100%	17,6%	184,0	221,8	100%	100%	21%

Volume de Energia Comprado por Fonte* (GWh)	3T14	3T15	Var (%)	9M14	9M15	Var (%)
AES Tietê	3.206	2.800	-12,7%	7.889	8.309	5,3%
Itaipú	2.421	2.328	-3,9%	7.163	6.915	-3,5%
Leilão	5.595	5.946	6,3%	15.957	17.524	9,8%
Térmica	1.919	1.990	3,7%	5.435	5.844	7,5%
Hídrica	3.676	3.957	7,6%	10.523	11.680	11,0%
Energia no Curto Prazo	-	-	0,0%	1.839	-	-100,0%
Outros	249	220	-11,6%	696	678	-2,5%
Volume	11.470	11.293	-1,5%	33.545	33.427	-0,4%

* De acordo com o Balanço Energético

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\$ 342,1 milhões no 3T15, um aumento de 173,9% em comparação ao 3T14. O aumento se dá principalmente pelo:

- (i) aumento de R\$ 258,8 milhões do Encargo de Serviço do Sistema - ESS, principalmente pelo efeito positivo no 3T14 de R\$ 123,0 milhões em função do recurso financeiro da Conta de Energia de Reserva destinado à restituição aos usuários; parcialmente compensado por:
- (ii) redução de R\$ 23,7 milhões com Encargos da Rede Básica; e
- (iii) maior crédito com PIS/Cofins (R\$ 34,3 milhões no 3T15 versus R\$ 11,7 milhões no 3T14).

No 9M15, as despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão totalizaram R\$ 848,9 milhões, um aumento de 153,9%, ou R\$ 514,5 milhões, em comparação ao 9M14. Essa variação se deve aos maiores custos de ESS em função, principalmente do efeito do recurso financeiro da Conta de Energia de Reserva destinado à restituição aos usuários, registrado no 9M14 no montante de R\$ 190,8 milhões e devido ao aumento com as despesas de Rede Básica em R\$ 90,2 milhões.

PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros)

No 3T15, o PMSO reportado foi de R\$ 631,9 milhões, um desvio positivo de 45,2% ou R\$ 196,8 milhões em comparação com o mesmo período do ano de 2014. O PMSO gerenciável da Companhia totalizou R\$ 312,5 milhões, um aumento de 1,7% em relação ao 3T14, inferior à inflação registrada no período de 9,5%.

Nos 9 primeiros meses de 2015, o PMSO reportado de R\$ 1.630,9 milhões, um aumento de 30,9%, ou R\$ 384,9 milhões em com o mesmo período do ano de 2014. O PMSO gerenciável do acumulado do ano totalizou R\$ 950,9 milhões, R\$ 49,4 milhões ou 5,5% acima do mesmo período de 2014.

As principais variações estão detalhadas a seguir:

PMSO - R\$ milhões	3T14	3T15	Var (%)	9M14	9M15	Var (%)
Pessoal	233,5	264,2	13,2%	682,8	751,9	10,1%
Material	12,5	(4,4)	-135,1%	33,2	16,9	-49,3%
Serviços de Terceiros	112,9	146,2	29,4%	335,7	372,1	10,8%
Outras Despesas	76,2	225,9	196,6%	194,2	490,0	152,3%
PMSO Reportado	435,1	631,9	45,2%	1.246,0	1.630,9	30,9%
Entidade de Previdência	71,5	78,7	10,1%	214,3	236,3	10,2%
PCLD e Baixas	16,4	46,8	184,9%	50,0	118,5	137,0%
Contingências	9,8	116,9	1087,0%	43,8	154,8	253,6%
Outros	30,0	77,0	156,8%	36,3	170,3	369,4%
PMSO - excluindo não gerenciáveis	307,4	312,5	1,7%	901,5	950,9	5,5%

Pessoal

Pessoal - R\$ milhões	3T14	3T15	Var (%)	9M14	9M15	Var (%)
Pessoal e Encargos	162,0	185,5	14,5%	468,5	515,7	10,1%
Entidade de Previdência Privada	71,5	78,7	10,1%	214,3	236,3	10,2%
Total de unidades	233,5	264,2	13,2%	682,8	751,9	10,1%

Despesas com Pessoal e Encargos

No 3T15, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 185,5 milhões, um aumento de 14,5% ou R\$ 23,5 milhões em comparação ao 3T14. Essa variação deve-se, sobretudo ao: (i) efeito de R\$ 6,3 milhões de melhorias no critério de capitalização do rateio de mão de obra própria entre Opex e Capex relacionados a projetos que foram reescalados ou cancelados; (ii) R\$ 5,9 milhões do reajuste de remuneração e benefícios em função do acordo coletivo de junho/15; e (iii) R\$ 4,6 milhões com rescisão de pessoal em função da desativação de ETDs no 2T15.

No 9M15, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 515,7 milhões, um aumento de 10,1% ou R\$ 47,2 milhões em comparação ao mesmo período de 2014. Esse aumento se dá, principalmente por: (i) assistência médica em R\$ 15,2 milhões, um efeito do aumento da taxa de administração de 5,8% e inflação médica de 17,1%; (ii) reajuste de remuneração e benefícios em função do acordo coletivo de R\$ 14,9 milhões; (iii) efeito de R\$ 11,9 milhões de melhorias no critério de capitalização do rateio de mão de obra própria entre Opex e Capex relacionados a projetos que foram reescalados ou; e (iv) R\$ 5,3 milhões de aprimoramento contábil iniciado no 2º trimestre de 2014 no critério de rateio de mão de obra própria entre Opex e Capex como preparação para o 4º Ciclo de Revisão Tarifária.

Despesa com Entidade de Previdência Privada

No 3T15, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 78,7 milhões, um aumento de 10,1% ou R\$ 7,2 milhões em comparação ao 3T14. Esse aumento decorre da redução da taxa de desconto, acompanhando a NTN-B de 6,40% no encerramento de 2013 para 6,15% no recálculo de dezembro de 2014.

No 9M15, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 236,3 milhões, um aumento de 10,2% ou R\$ 22,0 milhões em comparação ao mesmo período de 2014. Conforme mencionado acima, esse aumento decorre da redução da taxa de desconto, acompanhando a NTN-B de 6,40% no encerramento de 2013 para 6,15% no recálculo de dezembro de 2014.

Despesas com materiais e serviços de terceiros

No 3T15, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 141,8 milhões, um aumento de 13,0%, ou R\$ 16,4 milhões, em comparação ao 3T14. Essa variação deve-se, principalmente a: (i) efeito negativo de R\$ 24,8 milhões com despesas de serviços de terceiros e uma reversão de R\$ 17,7 milhões de materiais que foram para estoque, relacionados a projetos cancelados ou que foram reescalados; (ii) adicional de custos com podas no montante de R\$ 4,8 milhões no 3T15; e (iii) maiores custos em 2015 com ações de corte e cobrança em R\$ 3,7 milhões para minimizar o aumento de inadimplência (PCLD).

Nos 9M15, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 389,0 milhões, um aumento de 5,4%, ou R\$ 20,0 milhões, em comparação ao mesmo período de 2014. Esse aumento deve-se, principalmente, a maiores despesas no 1T15 devido aos temporais que ocorreram em janeiro de 2015 e os eventos mencionados acima, referentes ao 3T15.

Outras despesas operacionais

As principais despesas incluídas neste grupo são: (a) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (PCLD) e Baixas; (b) Provisão de litígios e contingências e (c) Demais Despesas.

Outras Despesas Operacionais - R\$ milhões	3T14	3T15	Var (%)	9M14	9M15	Var (%)
PCLD e Baixas	16,4	46,8	184,9%	50,0	118,5	137,0%
Provisão de Litígio e Contingências	9,8	116,9	1087,0%	43,8	154,8	253,6%
Demais despesas*	49,9	62,3	24,8%	100,4	216,6	115,7%
Total	76,2	225,9	196,6%	194,2	490,0	152,3%

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

No 3T15, o grupo de outras despesas operacionais totalizou R\$ 225,9 milhões, um aumento de 196,6% ou R\$ 149,8 milhões em comparação ao 3T14. Essa variação deve-se, sobretudo a:

- (i) aumento de R\$ 30,4 milhões com despesas de PCLD, em função principalmente do:
 1. aumento do faturamento médio por unidade consumidora (“ticket médio”) após o reajuste de julho/2014 e revisões tarifárias de 2015 contribuindo com R\$ 17,4 milhões no aumento do PCLD. Vale salientar que a Companhia continua com a premissa de evitar um aumento de consumidores inadimplentes com plano de ação por meio de notificações, negociações pré-corte, maior recorrência das cobranças via SMS e ligações telefônicas (URAs), e principalmente um aumento de 25% nos cortes diários;

2. R\$ 5,5 milhões referente ao descadastramento de 269 mil instalações da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE); e,
 3. R\$ 3,0 milhões referente a empresas em situação falimentar.
- (ii) R\$ 105,4 milhões referente a provisão para processos regulatórios relacionada as inconsistências no cálculo dos indicadores de tempo de duração (DEC) e frequência das interrupções de energia (FEC) referente aos anos de 2015 e 2014;
 - (iii) R\$ 3,4 milhões referente ao efeito de passivo de obras em ativos de terceiros entre Opex e Capex relacionados a projetos cancelados ou que foram revisados; e
 - (iv) R\$ 11,6 milhões referentes à reclassificação de multas de DIC / FIC / DMIC de Despesas Financeiras para Outras Despesas.

No 9M15, o total de outras despesas operacionais foi de R\$ 490,0 milhões, um aumento de R\$ 295,8 milhões, ou 152,3% em comparação ao mesmo período de 2014. Essa variação se deve, principalmente, a:

- (i) aumento de R\$ 68,5 milhões com despesas de PCLD em função, principalmente do:
 1. aumento do ticket médio da Companhia após o reajuste e revisões tarifárias nos últimos 12 meses contribuindo com R\$ 26,4 milhões no aumento da PCLD no acumulado do ano;
 2. R\$ 10 milhões devido o menor volume de corte com a realocação de equipes durante o 1T15 - visando reestabelecer o fornecimento de energia após as tempestades que atingiram a área de concessão da Companhia, equipes de corte foram realocadas momentaneamente para auxiliar na manutenção da rede danificada. Considerando que a PCLD reflete períodos anteriores ao de competência, essa variação apresenta o reflexo das tempestades de dezembro de 2014 e de janeiro de 2015;
 3. R\$ 6,0 milhões referente a empresas em situação falimentar;
 4. reversão de R\$ 7,9 milhões devido a acordos e regularizações de prefeituras e uma instituição pública no 1S14;
 5. R\$ 5,5 milhões referente ao descadastramento de 269 mil instalações da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE); e
 6. R\$ 4,5 milhões referente ao Plano de Pagamentos Adimplentes de clientes que não atingiram o critério de provisionamento de 30%.
- (ii) R\$ 105,4 milhões referente a provisão para processos regulatórios relacionada as inconsistências de cálculo dos indicadores de tempo de duração (DEC) e frequência das interrupções de energia (FEC) no 3T15;
- (iii) receita no 2T14 de R\$ 24,1 milhões decorrente da alienação de um ativo na Rua Tabatinguera;
- (iv) R\$ 43,6 milhões relacionados a maiores despesas com a desativação e baixas de ativos, sendo, R\$ 27,9 milhões na adequação da Base de Remuneração Regulatória da Companhia para o 4º ciclo de revisão tarifária e R\$ 12,3 milhões com baixas não recorrentes; e
- (v) R\$ 33,8 milhões referentes à reclassificação de multas de DIC / FIC / DMIC de Despesas Financeiras para Outras Despesas. Esse valor é R\$ 22,2 milhões maior do que no 9M14 devido os eventos climáticos do início de 2015.

EBITDA Ajustado¹¹

No 3T15, o Ebitda Ajustado foi de R\$ 163,7 milhões, contra R\$ 338,1 milhões no 3T14. Os seguintes fatores explicam essa variação:

- (i) variação positiva de R\$ 22,4 milhões reflexo do reajuste tarifário, ganho com perdas e venda de energia sobrecontratada acima de 105% no mercado de curto prazo, apesar da retração do mercado; compensado por
- (ii) R\$ 5,1 milhões referente ao aumento do PMSO gerenciável;
- (iii) R\$ 30,4 milhões de maiores despesas com PCLD reflexo, principalmente, dos reajustes tarifários dos últimos 12 meses;
- (iv) R\$ 105,4 milhões referentes a uma provisão para processos regulatórios relacionada as inconsistências de cálculo dos indicadores de tempo de duração (DEC) e frequência das interrupções de energia (FEC) no 3T15;
- (v) maiores despesas com multas de DIC / FIC / DMIC no montante de R\$ 11,6 milhões já considerando a reclassificação contábil no 3T14 no montante de R\$ 2,3 milhões.

Nos primeiros nove meses de 2015, o Ebitda Ajustado da Companhia foi de R\$ 752,7 milhões, uma redução de 24,5% em relação ao Ebitda Ajustado de R\$ 997,5 milhões do mesmo período de 2014. Essa variação deve-se, sobretudo, a:

- (i) variação positiva de R\$ 140,2 milhões em função do reajuste tarifário, ganhos com perdas e venda de energia sobrecontratada acima de 105% no mercado de curto prazo, apesar do menor volume de energia consumida; compensado por
- (ii) R\$ 49,4 milhões de aumento com PMSO gerenciável;
- (iii) R\$ 68,5 milhões de maiores despesas com PCLD devido aumento tarifário e impacto não recorrente de R\$ 10,4 milhões devido à redução de cortes realizados pela Companhia durante os temporais de dezembro de 2014 e janeiro de 2015 ao deslocar equipes para auxiliar no reestabelecimento do fornecimento de energia;
- (iv) R\$ 111,1 milhões do aumento com provisão de litígios e contingências em função principalmente da provisão para processos regulatórios no 3T15 no montante de R\$ 105,4 milhões relacionada as inconsistências de cálculo dos indicadores de tempo de duração (DEC) e frequência das interrupções de energia (FEC);
- (v) R\$ 24,1 milhões referente à venda de um ativo na Rua Tabatinguera no 2T14;
- (vi) R\$ 24,0 milhões de efeito positivo no 9M14 em função da reversão de uma provisão de INSS após sua decadência; e
- (vii) R\$ 33,8 milhões de maiores despesas com multas de DIC / FIC / DMIC, principalmente em função dos temporais registrados no início do ano. Essa variação já considera a reclassificação contábil no 9M14 no montante de R\$ 13,8 milhões.

O Ebitda reportado no 3T15 foi de R\$ 128,0 milhões, ante um Ebitda de R\$ 422,1 milhões no 3T14. Excluindo o efeito do reconhecimento de R\$ 654,9 milhões relativo ao ativo financeiro setorial mencionado no descritivo da seção Parcela A, o Ebitda reportado no 3T15 seria negativo em R\$ 526,9 milhões, R\$ 949,0 milhões menor que no 3T14, principalmente em função do:

- (i) aumento de R\$ 509,3 milhões do custo de Energia Elétrica comprada para revenda;
- (ii) aumento de R\$ 217,2 milhões dos custos com Encargos do Uso da Rede Elétrica e Transmissão;

¹¹ Ajustes referentes ao ativo possivelmente inexistente, despesas com fundo de pensão e reclassificações contábeis das multas de DIC/FIC/DMIC e atualização monetária de contingências.

- (iii) R\$ 105,4 milhões em função da provisão para processos regulatórios relacionada as inconsistências de cálculo dos indicadores de tempo de duração (DEC) e frequência das interrupções de energia (FEC); e
- (iv) menor receita da venda de energia no mercado de curto prazo em R\$ 197 milhões em função, principalmente, da redução do PLD em 2015.

No 9M15, o Ebitda reportado da AES Eletropaulo é de R\$ 552,3 milhões, um aumento de R\$ 678,9 milhões em comparação ao mesmo período de 2014, devido, principalmente, a contabilização do ativo setorial líquido. Se desconsiderarmos o efeito do reconhecimento de R\$ 1.872,5 milhões do ativo setorial líquido do período, o Ebitda reportado da Companhia no acumulado do ano teria sido negativo em R\$ 1.320,2 milhões, R\$ 1.193,6 milhões menor que o Ebitda reportado no 9M14. Essa variação se dá, principalmente, em função de:

- (i) aumento de R\$ 1.231,4 milhões do custo de Energia Elétrica comprada para revenda;
- (ii) maior custo com encargos de Rede Básica e ONS em R\$ 514,5 milhões;
- (iii) R\$ 21,9 milhões em função de maiores despesas com fundo de pensão;
- (iv) R\$ 47,6 milhões da reclassificação das multas de DIC / FIC / DMIC como Outras Despesas;
- (v) R\$ 105,4 milhões de provisão para processos regulatórios relacionada as inconsistências de cálculo dos indicadores de tempo de duração (DEC) e frequência das interrupções de energia (FEC) no 3T15; compensado por
- (vi) receita maior de R\$ 224,5 milhões com a venda de energia no mercado de curto prazo dado que a Companhia não estava sobrecontratada no primeiro semestre de 2014.

RESULTADO FINANCEIRO

A Companhia registrou no 3T15 um resultado financeiro negativo em R\$ 17,3 milhões, ante um resultado financeiro negativo de R\$ 98,3 milhões no 3T14. A variação se deve, sobretudo, pela atualização do ativo financeiro da concessão. A partir de 2015, em atendimento ao Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, as multas regulatórias de DIC/FIC/DMIC, antes contabilizadas como despesa financeira, passaram a ser contabilizadas como despesas operacionais. Para fins de comparação, se fizermos a reclassificação das multas de DIC / FIC / DMIC do resultado financeiro no 3T14, o resultado seria negativo em R\$ 96,0 milhões.

No 9M15, a Companhia registrou resultado financeiro negativo em R\$ 34,6 milhões, enquanto que no 9M14 o resultado financeiro foi negativo em R\$ 148,9 milhões.

Receitas Financeiras

As receitas financeiras totalizaram R\$ 169,9 milhões no 3T15, aumento de 290,6% em relação aos R\$ 43,5 milhões registrados no 3T14. Esse desempenho é explicado por:

- (i) R\$ 34,1 milhões referente ao reconhecimento do resultado financeiro associado aos ativos financeiros setoriais;
- (ii) R\$ 51,4 milhões referentes ao reconhecimento da atualização do valor justo dos ativos da concessão¹² (ativo financeiro da concessão);
- (iii) R\$ 19,0 milhões referentes ao reconhecimento de juros, multas e atualização financeiro dos precatórios do município¹³; e,
- (iv) R\$ 12,2 milhões referente a multas, juros e correção monetária sobre as contas de energia elétrica em atraso.

¹² Refere-se a investimentos que não serão totalmente depreciados até o término da concessão. Ver Nota Explicativa nº. 11 das Demonstrações Financeiras

¹³ Em cumprimento a decisão do Supremo Tribunal Federal (STF) referente às Ações Diretas de Inconstitucionalidade (ADINs) nº 4357 e nº 4425.

No 9M15 a Companhia registrou uma receita financeira de R\$ 437,6 milhões, um aumento de 122,8% em relação aos R\$ 196,4 milhões registrados no acumulado do 9M14. Essa variação deve-se, principalmente a:

- (i) R\$ 85,0 milhões referentes ao reconhecimento da atualização do resultado financeiro dos ativos financeiros setoriais;
- (ii) R\$ 81,3 milhões referentes ao reconhecimento da atualização do valor justo dos ativos da concessão¹⁴ (ativo financeiro da concessão);
- (iii) R\$ 26,0 milhões referentes a multas, juros e correção monetária sobre as contas de energia elétrica em atraso; e,
- (iv) R\$ 19,0 milhões referentes ao reconhecimento de juros, multas e atualização financeiro dos precatórios do município.

Despesas Financeiras

As despesas financeiras do 3T15 totalizaram R\$ 188,3 milhões, um aumento de 52,1% em comparação ao 3T14 (R\$ 123,8 milhões). Essa variação é explicada, principalmente, por:

- (i) aumento no saldo da dívida bruta após emissão da 16^a e 17^a debêntures em 2014 e aumento da taxa CDI, que resultou no aumento do encargo das dívidas em R\$ 35,0 milhões;
- (ii) atualização monetária sobre processos judiciais e outros referente ao 3T15, no valor de R\$ 17,4 milhões, que até o 3T14 estava classificada como "Outros", no grupo PMSO; parcialmente compensada por:
- (iii) redução de R\$ 2,3 milhões referente a multas de DIC / FIC / DMIC do 3T14 que, a partir do 1T15, passaram a ser contabilizadas como "Outros", no grupo PMSO.

No 9M15, a Companhia registrou uma despesa financeira de R\$ 473,6 milhões, um aumento de 40,5% em relação aos R\$ 337,1 milhões registrados no 9M14. Essa variação é explicada, principalmente, pela:

- (i) aumento do saldo da dívida bruta após emissão da 16^a e 17^a debêntures em 2014 e aumento da taxa CDI, que resultou no aumento do encargo das dívidas de R\$ 92,5 milhões;
- (ii) atualização monetária sobre processos judiciais e outros referente ao 9M15, no valor de R\$ 39,4 milhões, que até o 3T14 estava classificada como "Outros", no grupo PMSO; parcialmente compensada por:
- (iii) redução de R\$ 13,8 milhões referente a multas de DIC / FIC / DMIC do 9M14 que, a partir do 1T15, passaram a ser contabilizadas como "Outros", no grupo PMSO.

Variações Monetárias e Cambiais Líquidas

No 3T15, as variações monetárias e cambiais líquidas apresentaram uma receita de R\$ 1,0 milhão, contra um prejuízo de R\$ 18,0 milhões registrados no 3T14. Essa variação é resultado da reclassificação da variação cambial sobre o valor da energia comprada de Itaipu como componente do custo de energia comprada para revenda considerando que, de acordo com a nova norma contábil (OCPC 08), seu respectivo ativo financeiro setorial deve ser contabilizado como receita ou despesa operacional.

No acumulado do ano, as variações monetárias e cambiais líquidas apresentaram receita de 1,4 milhão, inferior 117,3% ao montante auferido no mesmo período de 2014. Essa variação, assim como no trimestre, é explicada pela reclassificação da variação cambial sobre o valor da energia comprada de Itaipu como componente do custo de energia comprada para revenda considerando que, de acordo com a nova norma contábil (OCPC 08), seu respectivo ativo financeiro setorial deve ser contabilizado como receita ou despesa operacional.

¹⁴ Refere-se a investimentos que não serão totalmente depreciados até o término da concessão. Ver Nota Explicativa nº. 11 das Demonstrações Financeiras

LUCRO LÍQUIDO

No 3T15, a Companhia reportou um prejuízo líquido de R\$ 5,2 milhões versus um lucro líquido de R\$ 130,6 milhões no 3T14. Se, para fins de comparação, ajustarmos o resultado de 2014 por ativos e passivos regulatórios e pelo efeito do ativo possivelmente inexistente na receita do 3T14 e 3T15, no 3T14 a Companhia apresentou um lucro líquido de R\$ 42,7 milhões e no 3T15 um prejuízo líquido de R\$ 33,6 milhões. A variação de R\$ 76,2 milhões se dá em função do:

- (i) aumento de R\$ 129,9 milhões de despesas operacionais, incluindo a provisão para processos regulatórios no montante de R\$ 69,6 milhões (R\$ 105,4 milhões descontando a alíquota de imposto de renda e contribuição social de 34%) relacionada as inconsistências de cálculo dos indicadores de tempo de duração (DEC) e frequência das interrupções de energia (FEC);
- (ii) aumento de despesas com fundo de pensão em R\$ 4,8 milhões; compensado por
- (iii) efeito positivo do resultado financeiro em R\$ 36,9 milhões;
- (iv) redução de R\$ 6,7 milhões de depreciação e amortização; e,
- (v) aumento de R\$ 14,8 milhões referente ao reajuste tarifário, ganhos com perdas e venda de energia sobrecontratada acima de 105% no mercado de curto prazo, apesar do menor volume consumido no período.

No 9M15, o lucro líquido da AES Eletropaulo foi de R\$ 90,1 milhões, um aumento de R\$ 497,4 milhões em comparação ao prejuízo líquido de R\$ 407,3 milhões no 9M14. Para ficarmos com bases comparáveis, se ajustarmos o lucro líquido do 9M14 pelos ativos e passivos regulatórios do período no montante de R\$ 548,8 milhões, pelas parcelas da restituição do ativo possivelmente inexistente no 9M14 e pela receita da recuperação do montante ressarcido desde Julho/15, o lucro líquido ajustado do 9M15 foi de R\$ 61,7 milhões versus um lucro líquido do 9M14 de R\$ 195,2 milhões. Essa variação deve-se ao:

- (i) aumento de R\$ 239,6 milhões de despesas operacionais, das quais, R\$ 64,3 milhões são despesas não recorrentes no 1S15 ou reversões não recorrentes no 1S14 e considera a provisão para contingência regulatória do 3T15 no montante de R\$ 69,6 milhões;
- (ii) aumento de R\$ 14,5 milhões de despesas com fundo de pensão;
- (iii) efeito positivo de R\$ 51,1 milhões do resultado financeiro, devido, principalmente, do reconhecimento da atualização do valor justo dos ativos da concessão; e
- (iv) aumento de R\$ 23,1 milhões de depreciação e amortização; compensado por
- (v) aumento de R\$ 92,5 milhões devido ao reajuste tarifário em julho de 2014, ganhos com perdas e venda de energia no mercado de curto prazo, apesar do menor volume consumido no período.

ATIVOS E PASSIVOS REGULATÓRIOS

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

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

A partir de Dezembro de 2014, a Companhia passou a reconhecer no resultado determinados ativos e passivos, de acordo com a Orientação Técnica OCPC 08 - Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade - e com a assinatura do 4º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, que garante à AES Eletropaulo a indenização, quando da extinção da concessão, dos valores registrados na Conta de Compensação dos Valores de Itens de "Parcela A" - CVA.

No quadro abaixo está demonstrado o impacto, pró-forma, das variações dos ativos e passivos regulatórios no resultado antes dos tributos da AES Eletropaulo:

Ativos e Passivos Regulatórios	3T14	3T15	9M14	9M15
Itens regulatórios a serem compensados em ciclos futuros	651,3	(480,4)	(21,8)	(556,8)
Itens regulatórios de ciclos anteriores	(423,3)	174,7	(809,7)	(664,2)
Total	227,9	(305,7)	(831,5)	(1.221,0)

No 3T15, os itens a serem compensados em ciclos futuros correspondem a R\$ 480,4 milhões e os itens regulatórios de ciclos anteriores correspondem a R\$ 174,7 milhões. Dessa forma, a variação dos itens regulatórios em relação à tarifa resultou em um impacto negativo de R\$ 305,7 milhões de descasamento do fluxo de caixa da Companhia, explicado principalmente pelo:

- (i) maior custo com energia de Itaipú, principalmente em função da desvalorização do real diante o dólar americano versus o câmbio considerado na tarifa resultando em um ativo regulatório de R\$ 429,6 milhões;
- (ii) maior despesa com encargo setorial de Encargo de Serviço de Sistema (ESS) como resultado da queda do PLD no período gerando um ativo de R\$ 118,7 milhões; e
- (iii) efeito negativo de R\$ 148,5 milhões referentes, ao encargo setorial da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

No quadro abaixo, está demonstrado o resultado que seria auferido pela Companhia, caso os ativos e passivos regulatórios transitassem no seu resultado em 3T14:

Ativos e Passivos Regulatórios	3T14	3T15	9M14	9M15
Lucro/Prejuízo Líquido sem os itens regulatórios (IFRS)	130,6	(5,2)	(407,3)	90,1
(Ativos)/Passivos regulatórios - Líquido de IR/CS	150,4	-	(548,8)	-
Lucro/Prejuízo Líquido incluindo itens regulatórios¹	281,0	(5,2)	(956,1)	90,1

¹ Não ajustada pela restituição do ativo possivelmente inexistente

A variação de Parcela A estimada pela Companhia a ser compensada em períodos futuros é de R\$ 1.491,5 milhões.

ENDIVIDAMENTO

Para fins de análise deste relatório, e de acordo com os critérios utilizados para o cálculo dos covenants da Companhia, consideramos o saldo devedor com o fundo de pensão de R\$ 1.349,6 milhões (excluindo o efeito do corredor contábil no montante de R\$ 1.548,0 milhões).

Em 30 de setembro de 2015, as disponibilidades da Companhia somavam R\$ 765,7 milhões, valor R\$ 175,8 milhões inferior ao mesmo período de 2014.

Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 4.254,7 milhões, um aumento de 15% em relação ao 3T14. Esse aumento deve-se principalmente a:

- (i) 17ª emissão de debêntures no valor de R\$ 190 milhões em janeiro de 2015;
- (ii) desembolso no valor total de R\$ 156,2 milhões referente ao FINEM, entre abril e agosto de 2015;
- (iii) 18ª emissão de debêntures no valor de R\$ 400 milhões em julho e agosto de 2015;
- (iv) 2ª emissão de notas promissórias no valor de R\$ 100 milhões em setembro de 2015;

Parcialmente compensados pelo(a):

- (v) queda de R\$ 175,8 milhões no saldo de caixa;
- (vi) pagamento da 3ª parcela de amortização do CCB com o Bradesco, no valor de R\$ 60 milhões, em novembro de 2014;

- (vii) pagamento da 1ª emissão de notas promissórias, no valor de R\$190 milhões em dezembro de 2014;
- (viii) resgate antecipado da 16ª emissão de debêntures no valor de R\$ 160,4 milhões em abril, junho, julho e agosto de 2015;
- (ix) pagamento da 3ª parcela de amortização da 13ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 40 milhões, em maio de 2015;
- (x) pagamento da 1ª série da 17ª emissão de debêntures no valor de R\$ 100 milhões em julho de 2015;
- (xi) pagamento da 1ª parcela da 9ª emissão de debêntures no valor de R\$ 75 milhões em agosto de 2015.

Dívida - R\$ milhões	3T14	3T15
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	3.380	3.671
Fundo de Pensão	1.247	1.350
(-) Disponibilidades ¹	942	766
Dívida Líquida	3.686	4.255
EBITDA (LTM)	(178)	1.155
Despesa com FCESP (LTM)	295	308
Ativos e Passivos regulatórios (LTM)	1.107	(221)
EBITDA Ajustado (LTM)	1.225	1.242
Despesa financeira sobre empréstimos²	(292)	(418)
Dívida Líquida²/EBITDA Ajustado	3,0	3,4
EBITDA Ajustado/Despesa financeira²	4,2	3,0

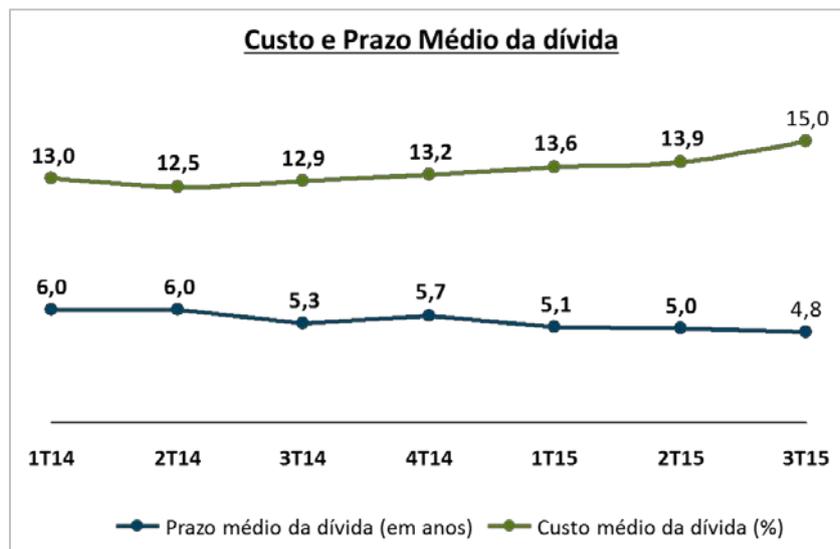
1 - Caixa + Títulos e Valores Mobiliários

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

Em 30 de setembro de 2014, a dívida da AES Eletropaulo atrelada ao CDI, de R\$ 3.315,1 milhões, tinha um custo médio de CDI + 1,51% a.a., e passou para R\$ 3.426,0 milhões, a um custo médio de CDI + 1,70% a.a. em 30 de setembro de 2015 em função, principalmente, das novas emissões ocorridas no período (17ª emissão de debêntures, 18ª emissão de debêntures e 2ª emissão de notas promissórias), parcialmente compensado pelas amortizações realizadas no período (16ª emissão de debêntures, 1ª emissão de notas promissórias e CCB Bradesco).

O saldo da dívida atrelada aos demais índices (principalmente IGPD + 5,5% a.a.) em 30 de setembro de 2014 era de R\$ 1.313,2 milhões. Em 30 de setembro de 2015, este saldo atrelado aos demais índices passou a totalizar R\$ 1.556,8 milhões, ao mesmo custo médio de 2014, conforme mencionado acima.

O prazo médio da dívida em 30 de setembro de 2014 era de 5,27 anos, patamar superior ao prazo de 4,80 anos, de 30 de setembro de 2015.



Considerando o Ebitda previsto nos covenants¹⁵ dos 12 meses findos em setembro de 2015, a AES Eletropaulo apresentou indicadores Dívida Líquida/Ebitda Ajustado, de 3,4x, e Ebitda Ajustado/Despesa Financeira, de 3,0x.

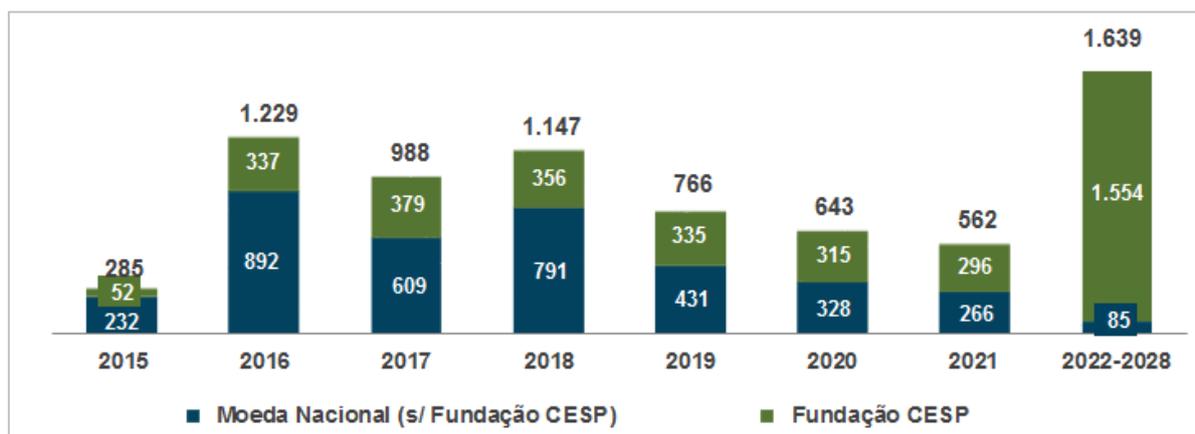
Os covenants da dívida para o 3T15 são:

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

Desta forma, em 30 de setembro de 2015, a Companhia estava dentro dos limites estabelecidos nos contratos de dívida.

Abaixo, o cronograma de amortização da Companhia:

Cronograma de amortização - R\$ milhões



¹⁵O Ebitda ajustado corresponde ao somatório dos últimos doze meses do resultado operacional conforme demonstrativo contábil consolidado na linha "Resultado Operacional" (excluindo as receitas e despesas financeiras), todos os montantes de depreciação e amortização, todos os montantes relativos com entidade de Previdência Privada classificado na conta de "custo de operação". Adicionalmente, os ajustes dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado), conforme as regras regulatórias determinadas pela Aneel, desde que não tenham sido incluídos no resultado operacional acima.

INVESTIMENTOS

No 3T15, a AES Eletropaulo investiu R\$ 127,0 milhões. Do total, R\$ 104,7 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 22,3 milhões correspondem à projetos financiados pelos clientes.

No acumulado 2015, a AES Eletropaulo investiu R\$ 385,4 milhões. Do total, R\$ 318,1 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 67,3 milhões correspondem à projetos financiados pelos clientes.

Investimentos - R\$ milhões	3T14	3T15	Var (%) 3T14x3T15	9M14	9M15	Var (%) 9M14x9M15
Serviço ao Consumidor e Expansão do Sistema	70,6	64,3	-8,9%	234,4	176,5	-24,7%
Confiabilidade Operacional	38,7	14,0	-63,9%	114,5	74,3	-35,0%
Recuperação de Perdas	3,5	2,0	-42,0%	5,7	5,7	1,0%
Tecnologia da Informação	8,8	16,6	89,1%	21,3	39,3	84,8%
Outros	9,4	7,8	-16,5%	23,8	22,1	-6,9%
Total (c/ recursos próprios)	130,9	104,7	-20,0%	399,6	318,1	-20,4%
Financiado pelo cliente	20,0	22,3	11,0%	53,6	67,3	25,6%
Total	151,0	127,0	-15,9%	453,1	385,4	-15,0%

Principais Investimentos - 3T15 e 9M15

Serviços ao Cliente e expansão do Sistema - Visa ao 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 3T15, R\$ 54,2 milhões foram investidos na adição de 62,1 mil novos clientes (18,9 mil referem-se a regularizações de ligações ilegais) e na expansão foram investidos R\$ 10,1 milhões do sistema para a melhora da qualidade do fornecimento de energia com conclusão da 2ª etapa das obras do complexo Esplanada, foram inaugurados 6 circuitos primários de distribuição de energia elétrica, ESP-101, ESP-103, ESP-106, ESP-108, ESP-109 e ESP-111. Tais obras têm o objetivo de atender com maior confiabilidade ao crescimento da região, beneficiando mais de 113 mil clientes dos municípios Cotia, Embu, Itapeverica da Serra, Osasco, São Paulo e Taboão da Serra.

No acumulado de 2015 foram investidos R\$ 138,8 milhões em Serviços ao Cliente e R\$ 37,7 na Expansão do Sistema.

Em 2015 serão investidos R\$ 163,7 milhões para atender à adição novos clientes e R\$ 90,3 milhões serão investidos na expansão do sistema.

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 3T15, foram investidos 14,0 milhões em projetos de manutenção preventiva e corretiva da rede e modernização da subtransmissão e redes subterrâneas.

No acumulado de 2015 foram investidos R\$ 74,3 milhões em manutenções na rede para preservação do negócio.

Em 2015 serão investidos R\$ 111,0 milhões, destinados principalmente a manutenção de 4897 km de rede, além da modernização da subtransmissão e de 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 3T15 o montante investido em recuperação de perdas foi de R\$ 2,0 milhões. Foram realizadas 10,3 mil regularizações irregularidades por meio de inspeções de fraude e anomalias.

No acumulado 2015 foram investidos R\$ 5,7 milhões e está direcionado o investimento de R\$ 7,0 milhões em recuperação de perdas, totalizando 28,6 mil regularizações de ligações ilegais.

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 3T15 foram investidos R\$ 16,6 milhões em projetos de TI. No acumulado 2015 foram investidos R\$ 39,3 milhões.

Outros - No 3T15, foram investidos R\$ 7,8 milhões em outros projetos, dos quais R\$ 1,5 milhões foram destinados a muros, passeios e taludes, R\$ 1,8 milhões referentes à renovação da frota de veículos e R\$ 1,1 milhão em segurança eletrônica, entre outros investimentos.

No acumulado 2015 foram investidos R\$ 22,1 milhões em serviços de suporte a operação.

Em 2015 serão investidos R\$ 60,3 milhões em outros projetos, R\$ 3,0 milhões referentes a muros, passeios e taludes e R\$ 3,7 milhões em renovação da frota de veículos, R\$ 6,9 reforma e instalações, entre outros investimentos.

Financiado pelo Cliente - Os investimentos realizados pelos clientes totalizaram R\$ 22,3 milhões no trimestre e referem-se principalmente à conversão e remoção de redes e alteamento de linhas de alta tensão, entre outros.

No acumulado 2015 foram investidos R\$ 67,3 milhões em serviços de terceiros.

No total do ano 2015 os investimentos financiados por clientes estão planejados R\$ 71,7 milhões e também serão principalmente direcionados à conversão e remoção de redes e alteamento de linhas de alta tensão.

Plano de Recuperação dos indicadores

Em 2014 e início de 2015, o clima severo causou ocorrências múltiplas e simultâneas que interromperam a tendência de melhoria dos indicadores de qualidade das distribuidoras, principalmente do DEC.

Neste mesmo período, a Aneel, por meio da Revisão Tarifária Extraordinária, do redimensionamento das Bandeiras Tarifárias e definição da nova metodologia do 4º Ciclo de Revisão Tarifária iniciou a restauração do realismo tarifário, exigindo como contrapartida uma maior qualidade de serviços. Desta forma, o órgão regulador solicitou de 18 distribuidoras de energia elétrica, inclusive para a AES Eletropaulo, um Plano de Recuperação de Indicadores Operacionais, direcionando as concessionárias a equalizar a qualidade dos serviços em suas áreas de concessão.

Para a recuperação dos indicadores de qualidade, a Companhia aprovou um investimento adicional de cerca de R\$ 300 milhões, que inclui iniciativas de melhoria apresentadas para a Aneel.

Assim, a Companhia planeja investir R\$ 617,9 milhões, sendo previstos R\$ 546,2 milhões com recursos próprios e R\$ 71,7 milhões financiados pelos clientes, em 2015, R\$ 783,5 milhões (R\$ 710,0 milhões com recursos próprios e R\$ 73,5 milhões com recursos de terceiros) em 2016 e R\$ 751,9 milhões (673,2 milhões com recursos próprios e R\$ 78,7 milhões com recursos de terceiros) em 2017, conforme tabela abaixo:

Capex - R\$ milhões	2015	2016	2017	2018	2019	Total
Capex Total	617,9	783,5	751,9	671,4	708,8	3.533,5
Recursos Próprios	522,0	542,0	562,0	587,0	625,0	2.838,0
Recursos de Terceiros	71,7	73,5	78,7	84,4	83,8	392,1
Adicional - Recursos Próprios	24,2	168,1	111,2	-	-	303,5

FLUXO DE CAIXA

Fluxo de Caixa - R\$ milhões	3T14	9M14	3T15	9M15
Saldo inicial de caixa	255	974	737	909
Geração de caixa operacional	365	316	(17)	302
Investimentos	(181)	(434)	(150)	(455)
Despesa Financeira Líquida / Amortizações Líquidas	550	360	278	193
Despesas com Fundo de Pensão	(43)	(166)	(50)	(143)
Imposto de Renda	(0)	(47)	(28)	(71)
Caixa restrito e/ou bloqueado	(3)	(61)	(3)	31
Caixa livre	687	(33)	29	(143)
Saldo final de caixa	942	942	766	766

O fluxo de caixa gerencial é um instrumento de gestão de caixa e, no caso da AES Eletropaulo, apresenta algumas diferenças de classificação em relação aos procedimentos contábeis.

A distinção entre os regimes de caixa e competência explica a diferença entre a geração de caixa operacional e o Ebitda Ajustado da Companhia.

Para um melhor entendimento das variações de geração de caixa operacional entre os períodos a seguir, as análises consideram a diferença entre os impactos no caixa da Companhia e os montantes homologados na tarifa de cada período.

Destques do Fluxo de Caixa do 3T15 em comparação ao 3T14

A Companhia registrou queda na geração de caixa operacional no 3T15 quando comparada ao 3T14 de R\$ 382,2 milhões principalmente, em função de:

- (i) efeito negativo de R\$ 597,0 milhões com a retração do mercado no 3T15, que apesar dos eventos tarifários de 2015, resultou em um aumento da arrecadação no período menor que a alta dos custos com encargos setoriais (CDE) e maiores custos com energia de Itaipú dada a desvalorização do real perante o dólar americano previsto na tarifa (R\$ 3,12/USD); e
- (ii) alienação de ativo no 3T14 no montante de R\$ 24 milhões versus R\$ 12 milhões do no 3T15; compensado por
- (iii) término da devolução da bolha em jun/15 que impactou a arrecadação do 3T14 no montante de R\$ 100,7 milhões;
- (iv) recuperação da devolução do ativo possivelmente inexistente resultando em uma variação de R\$ 124,4 milhões (pagamento de R\$ 81,4 milhões no 3T14 vs arrecadação de R\$ 42 milhões no 3T15); e
- (v) menor gasto com despesas operacionais de R\$ 3,4 milhões.

Além dos fatores mencionados, houve um maior pagamento de despesas financeiras e amortizações líquidas no valor de R\$ 272,0 milhões em função do aumento do CDI e juros referente a 17ª debênture e da amortização da 9ª e 17ª debênture.

Destques do Fluxo de Caixa do 9M15 em comparação ao 9M14

A Companhia registrou leve queda na geração de caixa operacional no 9M15 quando comparada ao 9M14 de R\$14,3 milhões, principalmente em função de:

- (i) efeito negativo de R\$388 milhões com a retração do mercado e variação dos custos com parcela A conforme mencionado acima;
- (ii) maior gasto com despesas operacionais de R\$ 17,8 milhões; e

- (iii) alienação de ativo no 3T14 no montante de R\$ 24 milhões versus R\$ 12 milhões do no 3T15; compensado por
- (iv) término da devolução da bolha em jun/15 no montante de R\$ 281 milhões por trimestre; e
- (v) recuperação da devolução do ativo possivelmente inexistente resultando em uma variação de R\$ 116,4 milhões (pagamento de R\$ 81,4 milhões no 9M14 vs arrecadação de R\$ 35 milhões no 9M15)

Além disso, houve um efeito negativo no caixa no valor de R\$ 90 milhões proveniente das despesas financeiras e amortizações liquidadas em função principalmente amortização de parte da 9ª debênture e parte da 17ª debênture que foi parcialmente compensada pela emissão da 17ª debênture em Jan/15.

MERCADO DE CAPITAIS

As ações da AES Eletropaulo estão listadas no Nível 2 de Governança Corporativa da BM&FBovespa sob os códigos ELPL3 (ordinárias) e ELPL4 (preferenciais). A Companhia também possui ADRs negociadas no Nível I do mercado de balcão norte-americano (OTC), sob o código EPUMY.

As ações preferenciais da Companhia, a partir de 01 de Janeiro de 2015 passaram a não integrar a carteira teórica do Ibovespa, índice que retrata o comportamento dos principais papéis negociados na BM&FBovespa. No entanto, as ações da Companhia, atualmente, integram: (i) o Índice de Ações com Tag Along Diferenciado (Itag), que mede o desempenho de uma carteira teórica composta por ações de companhias que oferecem melhores condições aos acionistas minoritários no caso de alienação do controle; (ii) o Índice de Energia Elétrica (IEE), que mede o desempenho de companhias do setor elétrico; e (iii) o Índice Brasil 100 (IBrX) que mede o retorno de carteira teórica composta por 100 ações selecionadas entre as mais negociadas na BOVESPA

A Companhia também faz parte da carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE), que reúne as companhias que apresentam os melhores desempenhos sob o aspecto da sustentabilidade. A AES Eletropaulo integra esse índice desde a sua criação em 2005, o que reflete o reconhecimento do seu comprometimento com a responsabilidade social e sustentabilidade empresarial.

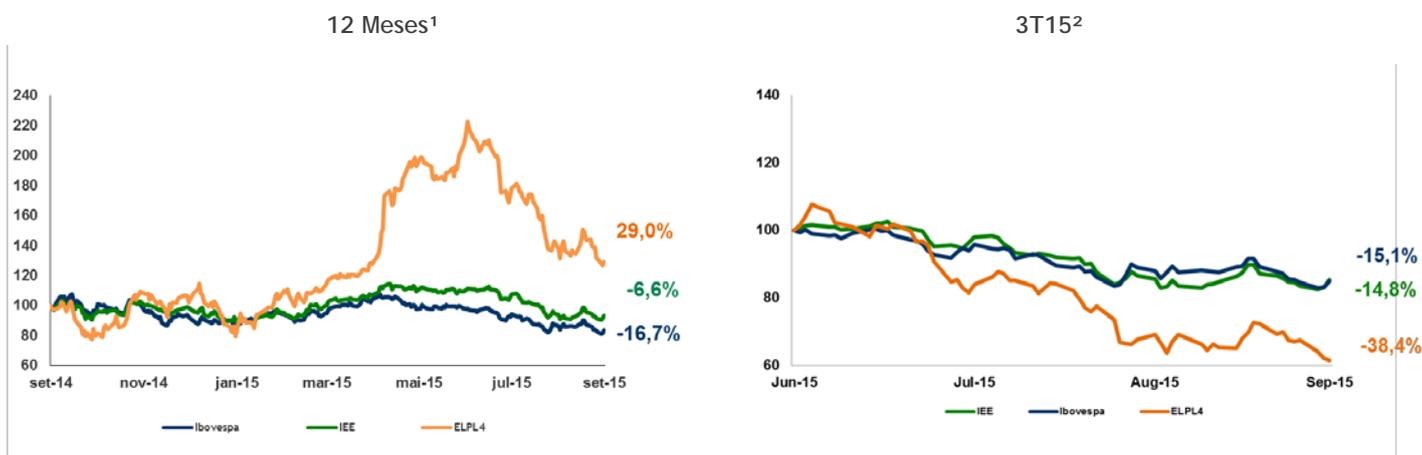
DESEMPENHO DAS AÇÕES

As ações preferenciais da AES Eletropaulo encerraram o 3T15 cotadas a R\$ 10,95, registrando queda de 38,4% no período. O IEE apresentou uma queda de 14,8%, enquanto o Ibovespa também recuou em 15,1% no período de 3T15.

Durante o 3T15, as ações preferenciais da Eletropaulo foram negociadas em todos os pregões da BM&FBovespa. Os dados de liquidez mostram a realização de 200,0 mil negócios no período, média de 66,7 mil por mês, envolvendo cerca de R\$ 824 milhões em ações preferenciais, com volume financeiro médio diário de R\$ 13,1 milhões no 3T15 no mercado à vista.

Nos últimos 12 meses, as ações preferenciais da Eletropaulo apresentaram alta de 29,0% refletindo, principalmente, eventos ocorridos durante o primeiro semestre de 2015: (i) republicação da tarifa em janeiro de 2015 excluindo o efeito negativo do componente financeiro referente ao ativo possivelmente inexistente; (ii) definição pela Aneel, em fevereiro de 2015, sobre o Custo Médio Ponderado de Capital - WACC do 4º ciclo de revisão tarifária no valor de 8,09%; (iii) revisão Tarifária Extraordinária de março de 2015 com efeito médio ao consumidor de 32%; (iv) ampliação da metodologia das Bandeiras Tarifárias em março de 2015; (v) publicação dos números preliminares do 4º Ciclo da Revisão Tarifária no começo de junho; (vi) publicação dos números finais do 4º Ciclo da Revisão Tarifária no final do trimestre com efeito médio ao consumidor de 15,23%.

Nesse período o Ibovespa e o IEE registraram queda de 16,7% e 6,6%, respectivamente.



1 - Base 100: 30/09/2014

2 - Base 100: 30/06/2015

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

AES Eletropaulo						
Acionista	ON	%	PN	%	Total	%
AES ELPA	51.825.798	77,8%	0	0,0%	51.825.798	31,0%
União Federal	13.342.384	20,0%	258	0,0%	13.342.642	8,0%
Cia Brasileira de Energia	0	0,0%	7.434.410	7,4%	7.434.410	4,4%
BNDES	1	0,0%	568.976	0,6%	568.977	0,3%
Outros (Free Float)	1.436.634	2,2%	92.735.426	92,1%	94.172.060	56,3%
Total	66.604.817	100,0%	100.739.070	100,0%	167.343.887	100,0%

30/09/2015



DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

SEGURANÇA E MEIO AMBIENTE

Um dos principais desempenhos sociais da AES Eletropaulo está relacionado com a segurança de colaboradores próprios, contratados e população. No 3T15 houve incremento das taxas de frequência com colaboradores próprios e contratados em relação ao 3T14, resultado de pequenos eventos em termos de lesão ocorridos no período. Nenhum evento foi relacionado à interação com energia elétrica.

Ainda neste trimestre foi registrado um acidente de trânsito envolvendo uma equipe contratada e que resultou em duas fatalidades. A equipe contratada deslocava-se com um caminhão tipo cesta aérea em direção à base operacional quando o motorista perdeu o controle do veículo devido à não utilização do dispositivo de segurança (freio-motor). A perda de controle do veículo resultou em seu tombamento lateral.

Em resposta aos incidentes ocorridos, além de mantermos a prática de "Paradas de Segurança" para alertar os colaboradores próprios e contratados sobre os eventos e disseminar as lições aprendidas, desenvolvemos um Plano Estrutural especialmente focado na redução da frequência dos eventos, reforço dos princípios de nossa cultura de segurança em todos os níveis operacionais e diminuição dos impactos associados a estes eventos. O Plano Estrutural contempla 5 pilares: processos, coleta de dados, reporte e análise de eventos, tecnologia, gestão de contratadas e treinamento. Cada um deles contempla ações estratégicas, como treinamentos de reciclagem dos líderes operacionais, reforçando as expectativas de segurança da AES em relação ao papel destes líderes; inspeções cruzadas realizadas por "Campeões de Segurança" de modo a compartilhar as melhores práticas de suas áreas; programas comportamentais para condutores de veículos;

games de segurança para elevar a percepção de riscos em equipes próprias e contratadas, entre outras ações.

Quanto aos incidentes com a população, todas as fatalidades registradas no 3T15 estão relacionados às atividades informais de construção civil (manutenção de fachadas, reformas e ampliações de residências). Mantemos uma abordagem consistente com as campanhas de mídia de massa (TV e rádio) e Blitze junto às regiões de baixa renda. Elevamos também em 200% a frequência das abordagens dinâmicas com a população, por meio do uso de vans adaptadas para conscientizar a população sobre os perigos existentes e as formas de prevenção de acidentes na rede elétrica.

Quanto ao desempenho ambiental, um dos principais indicadores de acompanhamento é o de reciclagem, recuperação e reutilização de resíduos, que apresentou aumento no 3T15 (75%) em relação ao 2T14 (63%).

A AES Eletropaulo evitou emissão de 9.702t de CO₂e de emissões¹⁶ no 2T15 por meio da redução do consumo próprio de energia elétrica e perdas globais em relação ao 2T14.

Meta	Indicador de desempenho	2013	2014	3T14	3T15
Zero acidente fatal com colaboradores próprios e contratados	Número de acidentes fatais	0	0	0	2
Reduzir em 10% as taxas de frequência e de gravidade com colaboradores próprios e contratados em 2015	TF próprios	4,36	4,68	4,94	6,09
	TF contratados	3,89	2,45	2,17	4,99
	TG próprios	37,64	71,00	79,00	38,00
	TG contratados	14,48	30,00	20,00	1.783,00
Zero acidente fatal com a população	Número de acidentes fatais	18	10	1	5
Reduzir em 10% os acidentes com a população em 2015	Número de acidentes totais	104	69	11	30
Reciclar, recuperar ou reutilizar 70% dos resíduos até 2019	Índice da soma de resíduos reciclados, recuperados e reutilizados/Total de resíduos gerenciáveis gerados	58%	60%	63%	75%
Evitar as emissões de CO ₂ e a partir da redução de 4 mil MWh de energia elétrica referente ao consumo próprio e 26,4 mil GWh de perdas globais até 2019	MWh	43.469	40.864	9.808	9.911
	GWh de perdas globais	5.139	4.966	1.257	1.162

ENGAJAMENTO DE PÚBLICOS DE RELACIONAMENTO

COLABORADORES, FORNECEDORES E COMUNIDADES

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

Um dos objetivos da AES Eletropaulo é a retenção de seus colaboradores, que contribui para a meta de atingir 85% de satisfação no ambiente de trabalho até 2019 - em 2014, esse índice foi de 78% na companhia. Para tanto, um dos principais indicadores é a rotatividade, que apresentou redução no 2T15, alcançando 0,30%, frente a 0,52% no 3T14.

No compromisso de desenvolver seus fornecedores, a AES Eletropaulo monitora o desempenho das empresas por meio do Índice de Desenvolvimento de Fornecedores (IDF)¹⁷. No 3T15, 38,09% dos fornecedores apresentaram IDF igual ou acima de 75 (sendo que 100 é a pontuação máxima), valor inferior ao do 3T14. O IDF estabelece a obrigatoriedade da implementação de planos de ação/recuperação para os fornecedores

¹⁶ O fator de emissão do mês de julho de 2015 foi utilizado para a estimativa de redução por ser o único valor publicado até a divulgação deste resultado.

¹⁷ O cálculo do IDF é feito por meio de uma média ponderada considerando as notas atribuídas aos índices que medem a *performance* dos fornecedores e seus respectivos pesos.

cujo resultado da avaliação atingiu nota inferior a 70 pontos. Um comitê de avaliação toma decisões sobre planos de ação que devem ser implementados junto aos fornecedores que apresentam uma recorrência de má avaliação. Os fornecedores recebem o resultado das avaliações aberto por critério, acompanhados dos planos na íntegra.

A AES Eletropaulo vem desenvolvendo junto à comunidade alguns projetos de eficiência energética com a finalidade de incentivar o consumo eficiente de energia, como por exemplo:

- (i) **Projeto Palácio dos Bandeirantes:** projeto da AES Eletropaulo em parceria com o Governo do Estado para instalação de uma pequena usina de geração de energia elétrica fotovoltaica para atender parte da eletricidade usada no Palácio dos Bandeirantes. Ao todo, foram instalados 262 painéis solares, com capacidade de 310 watts cada, colocados estrategicamente na cobertura da edificação. Com a implantação do projeto além de produzir energia limpa, o Palácio deve, também, ter seu consumo de eletricidade reduzido. Para tanto, todo o sistema de iluminação do local foi modernizado e substituído por sistema de iluminação fluorescente modelo T5. Com investimento de R\$ 1,3 milhão, o projeto vai garantir uma economia de 730 MWh por ano - o que equivale ao consumo médio de 243 residências.
- (ii) **Projeto Hospital das Clínicas:** projeto da AES Eletropaulo em parceria com o Governo do Estado de São Paulo e a COMGÁS (Companhia de Gás de São Paulo), para implantação do Programa de Geração Distribuída de Energia Elétrica e Térmica no Complexo Hospitalar do Hospital das Clínicas. A proposta de projeto prevê uma central de cogeração, usina solar fotovoltaica, sistemas de armazenamento de energia e modernização de equipamentos de ar-condicionado e iluminação, o que permitirá aumentar a confiabilidade do sistema de energia, a modernização do parque de equipamentos, redução dos custos operacionais e centralização da geração de energia e água gelada. O objetivo desta iniciativa é a ampliação da segurança energética e a máxima eficiência no uso integrado de energia em todo o conjunto destas unidades do maior complexo hospitalar do país.

Nas comunidades onde atua, a AES Eletropaulo regularizou ligações elétricas de 18.226 famílias - cerca de 73 mil pessoas, número maior no 3T15 do que o mesmo período no ano anterior. Por meio do Programa Transformação de Consumidores em Clientes, as famílias são beneficiadas não só com o acesso regular à energia, mas também com um comprovante de cidadania, uma vez que por meio da conta de energia (comprovante de residência) a população pode abrir conta em banco e ter acesso a crédito, por exemplo. Para 2015, a meta é regularizar 63 mil ligações, das quais, 83% foram realizadas no primeiro semestre do ano.

O projeto "Recicle Mais, Pague Menos", e as ações de eficiência energética do programa "Transformação de Consumidores em Clientes" viabilizaram a redução no 3T15 de 9.636 MWh no consumo de energia elétrica no período, frente a 13.467 MWh no 3T14.

Meta	Indicador de desempenho	1T14	2T14	3T14	1T15	2T15	3T15
Attingir índice de 82% de satisfação no ambiente de trabalho de 2015 a 2019	Rotatividade	0,59%	0,46%	0,52%	0,35%	0,54%	0,30%
Ter 80% dos fornecedores com IDF igual ou acima de 75 até 2019	% de fornecedores com IDF igual ou acima de 75	54,86%	52,68%	59,91%	52,91%	52,80%	38,09%
Ampliar acesso à energia elétrica regularizada para 183 mil famílias de comunidades de baixa renda até 2019	Número de ligações regularizadas*	11.525	15.189	18.014	14.618	19.149	18.226
Contribuir para a redução de 240 mil MWh do consumo de energia dos clientes até 2019	MWh reduzido*	10.652	12.148	13.467	10.322	10.740	9.636

*Valores atualizados trimestralmente, devido a atualizações cadastrais do programa Transformação de Consumidores em Clientes.

Mais de 34 mil pessoas foram beneficiadas pelas iniciativas de educação para o consumo consciente no primeiro semestre de 2015. Entre elas estão as crianças e jovens atendidos pelo projeto social Casa de Cultura e Cidadania, os clientes cadastrados no projeto Recicle Mais, Pague Menos e o público de Blitze de segurança com foco na prevenção de acidentes envolvendo a rede elétrica. O projeto AES Eletropaulo nas Escolas de 2015 iniciou no segundo semestre, com a participação de mais de 95 mil alunos de 112 escolas. Os dados serão das ações focadas em consumo consciente serão consolidados ao final do ano para comparação com o segundo semestre de 2014.

Meta	Indicador de desempenho	1S14	1S15
Educar 92 mil pessoas ao ano e influenciar a mudança de hábito para o consumo consciente de 70% em 2015	Número de pessoas que participaram de ações de educação para o consumo consciente	61.077	34.943

GOVERNANÇA CORPORATIVA

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

No âmbito interno, a AES Eletropaulo é administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria. O Conselho de Administração é responsável pelo planejamento e pelas questões estratégicas da empresa. Atualmente, o Conselho de Administração é composto por dezenove membros, sendo dez membros efetivos e nove membros suplentes, dentre eles seis efetivos e respectivos suplentes foram indicados pelo acionista controlador, um pela BNDES Participações S.A. - BNDESPAR ("BNDESPAR"), um pelos empregados, um é membro independente, um foi indicado/eleito por acionistas minoritários detentores de ações ordinárias e um indicado por minoritários detentores de ações preferenciais. O mandato dos atuais membros do Conselho de Administração se encerrará na data da realização da Assembleia Geral que examinará as contas da administração da Companhia referentes ao exercício social que findará em 31 de dezembro de 2015.

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

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

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

TRANSPARÊNCIA E ÉTICA

O Programa de Ética e *Compliance* do Grupo AES Brasil foi criado a partir do compromisso da empresa com a transparência e com a asseguaração da conduta ética em todos os seus negócios, bem como visando atender às legislações nacionais e estrangeiras aplicáveis. As iniciativas desenvolvidas no âmbito do programa visam resguardar os mais elevados níveis de integridade e de valores éticos junto a todos os públicos de relacionamento do Grupo.

O programa de educação e treinamento conta com diversas iniciativas relacionadas aos temas de Ética, Compliance, Valores Corporativos e Anticorrupção, entre outros, para colaboradores de todos os níveis hierárquicos das empresas.

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

COMPLIANCE CONTRATUAL

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

OUTROS EVENTOS

Ativo possivelmente inexistente

Em 01 de julho de 2014, a Diretoria da Aneel deliberou sobre o pedido de reconsideração da AES Eletropaulo sobre a análise da procedência do recálculo das tarifas praticadas pela Companhia antes da data da sua 3ª Revisão Tarifária Periódica ("3RTP") para eventual desconto e restituição de parcelas de remuneração e depreciação associadas ao ativo possivelmente inexistente. A Diretoria da Aneel manteve a decisão tomada em dezembro de 2013, que decidiu pela devolução das parcelas de remuneração e depreciação associadas ao ativo possivelmente inexistente em até quatro eventos tarifários. A Diretoria abriu também a possibilidade da Companhia questionar o subdimensionamento de outros ativos em serviço e que não são considerados na sua Base de Remuneração Regulatória.

Em 03 de Julho de 2014, a Aneel deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2014 a ser aplicado a partir de 4 de julho de 2014 e decidiu pela restituição de 50% das parcelas de remuneração e depreciação associadas a ativo possivelmente inexistente, no valor de R\$ 326 milhões, gerando um impacto de -3,30% no reajuste total.

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

Em 19 de agosto de 2014 a Companhia deu início à discussão na esfera judicial por meio de ação que objetiva anular os Despachos ANEEL n.º 4.259/2013 e n.º 2.176/2014, declarando a ilegalidade do recálculo retroativo das tarifas praticadas pela Eletropaulo anteriormente à data da sua 3RTP. Adicionalmente, a Companhia ingressou com pedido de liminar para suspender a inclusão do componente financeiro negativo na tarifa da Companhia até a decisão final da ação judicial, caso a Companhia seja futuramente condenada a restituir as parcelas de remuneração e depreciação sobre o ativo.

A liminar foi indeferida em 1ª instância e, em 02 de setembro de 2014, a Companhia ingressou com recurso de Agravo de Instrumento na 2ª instância, e obteve a decisão liminar que determinou à Aneel o recálculo das tarifas sem o componente financeiro negativo até o julgamento do mérito do recurso.

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

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

Em dezembro de 2014, o Desembargador Relator determinou à Aneel a republicação das tarifas da Companhia, excluindo o componente financeiro negativo de 3,3%, correspondente a 50% do valor do ativo possivelmente inexistente, que havia sido aplicado na tarifa homologada no dia 04 de julho de 2014. Em atendimento a essa determinação, em 05 de janeiro de 2015 a Aneel realizou Reunião de Diretoria e votou pela republicação das tarifas da Companhia, ocorrida no dia 08 de janeiro de 2015. O montante de R\$ 162,8

milhões, anteriormente restituído aos consumidores foi revertido à Companhia por meio da Revisão Tarifária de 2015, que considerando a atualização pela variação do IGP-M no período, totalizou o montante de R\$ 172,6 milhões a ser recebido via tarifa no ciclo tarifário atual (próximos 12 meses).

Neste ínterim, em 07 de janeiro de 2015, a Aneel apresentou recurso ao Superior Tribunal de Justiça - STJ visando obter a suspensão dos efeitos da liminar concedida em favor da Companhia. Contudo, em 16 de janeiro de 2015, ao analisar o pleito da Aneel, o STJ indeferiu o pedido de suspensão, resultando na manutenção dos efeitos da liminar concedida.

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

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

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

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

Eletrobrás - Contrato de Financiamento

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

Esse laudo é a primeira manifestação do perito judicial nomeado para auxiliar o Juízo de primeira instância (5ª Vara da Comarca do Rio de Janeiro) no esclarecimento de fatos, estando, contudo, sujeito ainda a questionamentos pelas partes. O documento, apesar de reconhecer as premissas técnicas defendidas pela AES Eletropaulo concernentes ao processo de cisão (anterior à privatização), emite opinião no sentido de que a responsabilidade pelo pagamento da diferença de correção do saldo do Empréstimo teria ficado com a Companhia. O valor da dívida é estimado pela Companhia em R\$ 1,7 bilhão, conforme divulgado em 30 de junho de 2015. No entanto as mesmas premissas técnicas reconhecidas pelo perito judicial conduzem à conclusão oposta, afastando a sua responsabilidade pelo débito, conforme será demonstrado nos autos do processo.

Em relação ao laudo, no dia 30 de setembro de 2015 protocolamos junto a 5ª Vara Civil nossos pareceres técnicos e submetemos novos questionamentos ao perito judicial.

Encerrado o Procedimento Judicial de Liquidação de Sentença, e se forem apurados valores a serem pagos pela Companhia, a Eletrobrás poderá reiniciar o processo de execução contra a Companhia, sendo que, quando tal fato acontecer, para que a Companhia possa se defender, será necessário apresentar garantia nos termos do Código do Processo Civil Brasileiro.

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

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

Renovação das Concessões

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

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

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

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

Liminar ABRACE

Como resultado da Audiência Pública nº 057/15, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 1.967/2015, a qual homologou novas tarifas para os clientes associados a ABRACE (Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres) em cumprimento à decisão liminar do processo judicial apresentado por esta associação.

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

Com o cumprimento da decisão judicial, os consumidores da ABRACE deixarão de participar do rateio destes custos. De acordo com a referida resolução, as distribuidoras assumem este custo financeiro até o próximo reajuste tarifário anual. Ou seja, a parcela desonerada da CDE aos associados da ABRACE será rateada para os demais consumidores no próximo processo tarifário de cada distribuidora.

A Aneel esta tentando cassar a liminar da ABRACE na justiça, mas enquanto esta cassação não é efetivada, as concessionárias devem aplicar as tarifas que a Aneel homologou exclusivamente para os clientes associados à ABRACE. Adicionalmente, a ABRADÉE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica) também está recorrendo à justiça para cassar a liminar visando evitar o impacto do descasamento dos custos financeiros no fluxo de caixa das suas associadas.

Para a AES Eletropaulo o rateio do reajuste da tarifa dos associados da ABRACE só será feito em julho de 2016, o que levará a Companhia a desembolsar o reajuste dos associados não previsto na revisão tarifária ocorrida no último 4 de julho com caixa próprio, cerca de R\$ 3,5 milhões por mês. De acordo com a Aneel, aquelas concessionárias de distribuição de energia que tiverem seu equilíbrio econômico-financeiro afetado, poderão solicitar ao órgão um reajuste extraordinário.

ANEXOS

Consumo Cativos - GWh	3T14	3T15	Var (%)	9M14	9M15	Var (%)
Residencial	4.235,4	3.996,8	-5,6%	12.633,8	12.069,8	-4,5%
Comercial	2.960,9	2.908,1	-1,8%	9.442,6	9.298,8	-1,5%
Industrial	1.291,9	1.177,9	-8,8%	3.902,1	3.565,9	-8,6%
Demais	708,2	692,7	-2,2%	2.174,6	2.102,9	-3,3%
Total Consumo Faturado	9.196,3	8.775,5	0,4%	28.153,0	27.037,4	5,4%
Consumo Próprio	9,3	9,2	-1,1%	28,9	27,8	-3,8%
Total	9.205,6	8.784,7	-4,6%	28.181,9	27.065,2	-4,0%
Faturamento - R\$ Milhões						
Residencial	1.162,7	1.963,3	68,9%	3.130,4	5.010,6	60,1%
Industrial	332,9	538,8	61,8%	916,3	1.426,8	55,7%
Comercial	832,7	1.426,8	71,3%	2.453,5	3.936,8	60,5%
Demais	159,3	280,2	75,8%	447,2	737,8	65,0%
Total	2.487,7	4.209,2	69,2%	6.947,5	11.111,9	59,9%

Consumo Clientes Livres - GWh	3T14	3T15	Var (%)	9M14	9M15	Var (%)
Comercial	525,0	497,5	-5,2%	1.702,7	1.631,5	-4,2%
Industrial	1.236,2	1.098,9	-11,1%	3.749,3	3.437,0	-8,3%
Demais	326,2	341,6	4,7%	1.010,0	1.030,2	2,0%
Total	2.087,3	1.938,1	-7,1%	6.461,9	6.098,7	-5,6%

Consumo Cativos - GWh ¹	3T14	3T15	Var (%)	9M14	9M15	Var (%)
Residencial	4.235,4	3.996,8	-5,6%	12.633,8	12.069,8	-4,5%
Comercial	2.960,9	2.908,1	-1,8%	9.442,6	9.298,8	-1,5%
Industrial	1.291,9	1.177,9	-8,8%	3.902,1	3.565,9	-8,6%
Demais	708,2	692,7	-2,2%	2.174,6	2.102,9	-3,3%
Mercado Cativo	9.196,3	8.775,5	-4,6%	28.153,0	27.037,4	-4,0%
Clientes Livres	2.087,3	1.938,1	-7,1%	6.461,9	6.098,7	-5,6%
Mercado Total	11.283,6	10.713,6	-5,1%	34.615,0	33.136,1	-4,3%

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição TUSD	3T14	3T15	Var (%)	9M14	9M15	Var (%)
Receita Líquida	94,8	203,8	114,9%	265,5	522,6	96,9%
GWh	2.087,3	1.938,1	-7,1%	6.461,9	6.098,7	-5,6%
Tarifa (R\$ mil / GWh)	45,4	105,1	131,4%	41,1	85,7	108,6%

Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte (R\$/GWh)	3T14	3T15	Var (%)	9M14	9M15	Var (%)
AES Tietê	205,9	217,5	5,6%	199,0	210,1	5,6%
Itaipú	132,3	348,9	163,8%	131,2	290,3	121,3%
Leilão	208,0	179,5	-13,7%	200,3	200,4	0,0%
<i>Térmica</i>	330,1	230,6	-30,1%	343,9	257,7	-25,1%
<i>Hídrica</i>	144,2	153,8	6,6%	126,1	171,7	36,1%
Tarifa	191,1	224,7	17,6%	184,0	221,8	20,6%

Demonstração dos Resultados	3T14	3T15	Var (%) 3T15 x 3T14	9M14	9M15	Var (%) 9M14 x 9M13
Receita Bruta	3.962,6	6.665,1	68,2%	9.428,9	10.251,2	8,7%
Deduções à Receita Operacional	(1.028,2)	(3.137,5)	205,1%	(2.762,0)	(2.863,3)	3,7%
Receita Líquida	2.934,3	3.527,6	20,2%	7.387,9	10.114,9	36,9%
Receita Líquida (ex-Receita de construção)	2.934,3	3.408,5	16,2%	7.082,7	9.729,5	37,4%
Despesas Operacionais	(2.361,2)	(3.280,5)	38,9%	(7.058,4)	(9.177,2)	30,0%
Parcela A	(1.926,1)	(2.648,6)	37,5%	(5.812,4)	(7.546,4)	29,8%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.797,3)	(2.306,5)	28,3%	(5.466,1)	(6.697,5)	22,5%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(124,9)	(342,1)	173,9%	(334,4)	(848,9)	153,9%
Taxa de fiscalização	(4,0)	-	-100,0%	(11,9)	-	-100,0%
PMSO	(435,1)	(631,9)	45,2%	(1.246,0)	(1.630,9)	30,9%
Pessoal	(162,0)	(185,5)	14,5%	(468,5)	(515,7)	10,1%
Entidade de Previdência Privada	(71,5)	(78,7)	10,1%	(214,3)	(236,3)	10,2%
Materiais	(12,5)	4,4	-135,1%	(33,2)	(16,9)	-49,3%
Serviços de Terceiros	(112,9)	(146,2)	29,4%	(335,7)	(372,1)	10,8%
PCLD	(16,4)	(46,8)	184,9%	(50,0)	(118,5)	137,0%
(Provisão) Reversão para contingências	(9,8)	(116,9)	1087,1%	(43,8)	(154,8)	253,7%
Outros custos	(49,9)	(62,3)	24,8%	(100,4)	(216,6)	115,7%
Custo de construção	(151,0)	(119,1)	-21,1%	(456,1)	(385,4)	-15,5%
EBITDA	422,1	128,0	-69,7%	(126,6)	552,3	-536,3%
Desp. Passivo - FCESP	71,5	78,7	10,1%	214,3	236,3	10,2%
Ativos e Passivos Regulatórios	(241,4)	-	-100,0%	815,2	-	-100,0%
EBITDA Ajustado (Covenants)	252,2	206,7	-18,0%	903,0	788,5	-12,7%
Depreciação e Amortização	(125,1)	(114,9)	-8,1%	(340,5)	(375,5)	10,3%
Receitas Financeiras	41,7	169,9	307,4%	113,0	437,6	287,2%
Despesas Financeiras	(119,5)	(188,3)	57,6%	(322,8)	(473,6)	46,7%
Var. Cambial/Mont. (Liq.)	(20,5)	1,0	-105,0%	60,9	1,4	-97,6%
Resultado Financeiro	(98,3)	(17,3)	-82,4%	(148,9)	(34,6)	-76,8%
Resultado antes da Tributação	198,8	(4,2)	-102,1%	(616,0)	142,3	-123,1%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(68,2)	(0,9)	-98,6%	208,7	(52,2)	-125,0%
Lucro (prejuízo) Líquido	130,6	(5,2)	-104,0%	(407,3)	90,1	-122,1%

Receita Operacional Bruta - R\$ milhões	3T14	3T15	Var (%) 3T14 x 3T15	9M14	9M15	Var (%) 9M14 x 9M13
Residencial	1.482,1	2.268,6	53,1%	3.985,1	5.857,5	47,0%
Comercial	1.020,6	1.590,8	55,9%	3.010,9	4.413,1	46,6%
Industrial	406,5	595,2	46,4%	1.118,7	1.581,5	41,4%
Rural	0,8	1,1	37,6%	2,4	2,8	15,4%
Poder Público	94,3	148,8	57,7%	266,7	399,2	49,7%
Iluminação Pública	44,9	69,8	55,7%	122,4	180,7	47,5%
Serviço Público	44,4	67,8	52,7%	125,6	177,9	41,6%
Bandeira Tarifária		467,1	N.D.		1.214,1	N.D.
Total de Fornecimento	3.093,6	5.209,2	68,4%	8.632,0	13.826,7	60,2%
Energia no Curto Prazo	405,3	208,2	-48,6%	405,3	629,8	55,4%
Não Faturado	103,8	117,7	13,4%	112,1	352,6	214,5%
Dif. de alíquota - PIS/Cofins - Consumidor	2,1	55,9	2543,7%	(0,4)	(25,2)	5561,2%
Rec. Disponibilidade da Rede Elétrica (TUSD)	113,6	238,9	110,3%	301,2	635,7	111,0%
Receita de Ultrapassagem de Demanda e Excedente Reativa	(17,5)	(22,3)	27,5%	(57,8)	(68,2)	17,9%
Ressarcimento - leilões de energia	29,9	-	-100,0%	157,8	-	-100,0%
Subvenção recursos CDE	47,7	52,0	8,9%	148,8	166,5	11,9%
Receita de Construção	151,0	119,1	-21,1%	456,1	385,4	-15,5%
Ativo (Passivos) Financeiros Setoriais	-	654,9	N.D.		1.872,5	N.D.
Outros	33,0	31,5	-4,8%	96,1	96,2	0,1%
Total Outros	869,0	1.456,0	67,6%	1.619,2	4.045,3	149,8%
Total Receita Bruta	3.962,6	6.665,1	68,2%	10.251,2	17.872,1	74,3%
Deduções do Resultado Bruto			N.D.			N.D.
ICMS por classe			N.D.			N.D.
Residencial	(320,1)	(516,9)	61,5%	(854,9)	(1.341,5)	56,9%
Comercial	(188,6)	(319,4)	69,3%	(560,0)	(890,0)	58,9%
Industrial	(74,2)	(120,0)	61,7%	(204,1)	(318,8)	56,2%
Rural	(0,0)	(0,0)	-24,3%	(0,1)	(0,1)	-11,6%
Poder Público	(10,4)	(17,6)	68,4%	(29,2)	(47,6)	63,2%
Iluminação Pública	(8,0)	(14,6)	81,1%	(21,9)	(37,5)	71,2%
Serviço Público	(6,9)	(11,5)	68,0%	(19,4)	(29,8)	53,9%
Outros	(18,6)	(40,9)	120,4%	(51,8)	(104,6)	102,1%
Total ICMS por classe	(626,9)	(1.040,9)	66,0%	(1.741,4)	(2.770,0)	59,1%
Encargos do Consumidor - ECE	(0,0)	0,0	-162,0%	(0,0)	(0,0)	-67,8%
Encargos do Consumidor - RGR	-	-	N.D.	-	-	N.D.
Encargos do Consumidor - PROINFA	(8,2)	(11,8)	43,5%	(23,5)	(35,3)	50,4%
Encargos Consumidor - Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	(24,1)	(30,3)	25,7%	(69,1)	(90,0)	30,4%
Encargos Consumidor - CCC	-	-	N.D.	-	-	N.D.
Encargos Consumidor - CDE	(55,7)	(1.020,3)	1732,9%	(167,0)	(2.149,3)	1187,0%
Encargos do Consumidor - Energia Livre	-	-	N.D.	-	-	N.D.
Encargos do Consumidor - Bandeira Tarifária	-	(454,3)	N.D.		(1.289,4)	N.D.
Outros (PIS, Cofins e ISS)	-313,3	(576,4)	84,0%	(862,4)	(1.411,7)	63,7%
Taxa de Fiscalização Aneel		(3,6)	N.D.		(11,6)	N.D.
Total Outras	(401,3)	(2.096,6)	422,5%	(1.121,9)	(4.987,2)	344,5%
Receita Líquida	2.934,3	3.527,6	20,2%	7.387,9	10.114,9	36,9%

Encargos Uso Sistema de Transmissão e Distribuição R\$ Milhões	3T14	3T15	Var (%) 3T15 x 3T14	9M14	9M15	Var (%) 9M15 x 9M14
Rede Básica e ONS	173,4	150,4	-13,3%	408,3	501,0	22,7%
Encargos do Serviço do Sistema - ESS	(56,6)	202,3	-457,6%	(97,7)	365,8	-474,5%
Transporte Itaipu / Outros	9,4	12,1	29,5%	25,3	35,3	39,8%
CUSD	1,9	1,6	-15,6%	6,0	4,8	-19,1%
Conexão	8,6	10,1	17,7%	23,7	26,6	12,2%
(-) Créditos - PIS/COFINS	(11,7)	(34,3)	192,6%	(31,2)	(84,7)	171,4%
Total	124,9	342,1	173,9%	334,4	848,9	153,9%

Custos e Despesas Operacionais* R\$ milhões	3T14	3T15	Var (%)	9M14	9M15	Var (%)
Parcela A	1.926,1	2.648,6	37,5%	5.812,4	7.546,4	29,8%
Energia Comprada para Revenda	1.797,3	2.306,5	28,3%	5.466,1	6.697,5	22,5%
Transmissão	124,9	342,1	173,9%	334,4	848,9	153,9%
Taxa de Fiscalização	4,0	-	-100,0%	11,9	-	-100,0%
PMSO	435,1	631,9	45,2%	1.246,0	1.630,9	30,9%
Pessoal e Entidade de Previdência	233,5	264,2	13,2%	682,8	751,9	10,1%
Pessoal	162,0	185,5	14,5%	468,5	515,7	10,1%
Entidade de Previdência	71,5	78,7	10,1%	214,3	236,3	10,2%
Materiais	12,5	(4,4)	-135,1%	33,2	16,9	-49,3%
Serviços de Terceiros	112,9	146,2	29,4%	335,7	372,1	10,8%
Outros	76,2	225,9	196,6%	194,2	490,0	152,3%
Total	2.361,2	3.280,5	38,9%	7.058,4	9.177,3	30,0%

* Não considera custo de construção e Depreciação/Amortização

Pessoal - R\$ milhões	3T14	3T15	Var (%)	9M14	9M15	Var (%)
Pessoal e Encargos	162,0	185,5	14,5%	468,5	515,7	10,1%
Entidade de Previdência Privada	71,5	78,7	10,1%	214,3	236,3	10,2%
Total de unidades	233,5	264,2	13,2%	682,8	751,9	10,1%

Resultado Financeiro - R\$ milhões	3T14	3T15	Var (%)	9M14	9M15	Var (%)
Resultado Financeiro	(98,3)	(17,3)	-82,4%	(148,9)	(34,6)	-76,8%
Receita Financeira	43,5	169,9	290,6%	196,4	437,6	122,8%
Renda de aplicações financeiras	17,9	15,7	-12,7%	48,7	57,0	17,0%
Multas sobre contas de energia elétrica em atraso	16,6	28,8	73,5%	47,3	73,3	55,1%
Atualização monetária e juros sobre contas de energia elé	8,5	18,0	110,4%	37,7	54,5	44,6%
Multas contratuais	1,5	1,7	11,4%	4,0	4,6	16,5%
Subvenções governamentais	0,5	0,6	25,1%	1,2	1,9	52,5%
Atualização do ativo financeiro da concessão	(15,1)	36,3	-341,0%	22,2	103,5	365,4%
Atualização de créditos tributários	0,2	0,5	136,5%	1,0	0,5	-43,8%
Atualização monetária dos depósitos judiciais	8,3	10,1	21,3%	23,5	26,0	10,7%
Receita financeira da alienação de imóvel	-	0,2	0,0%	-	1,1	0,0%
Atualização monetária de ativos financeiros setoriais	-	34,1	0,0%	-	85,0	0,0%
Outras receitas financeiras	4,9	23,9	384,9%	10,9	30,1	177,3%
Despesa Financeira	(123,8)	(188,3)	52,1%	(337,1)	(473,6)	40,5%
Encargo de dívidas - empréstimos moeda nacional	(104,5)	(139,5)	33,4%	(270,7)	(363,2)	34,2%
Subvenções governamentais	(0,5)	(0,6)	25,1%	(1,2)	(1,9)	52,5%
Atualização monetária de P&D e eficiência energética	(1,4)	(1,9)	37,7%	(3,6)	(4,4)	22,6%
Juros capitalizados transferidos para o intangível em cursc	1,4	0,7	-50,7%	4,9	4,8	-2,8%
Multas moratórias, compensatórias e sancionatórias	(3,2)	2,6	-181,7%	(2,1)	(0,2)	-89,4%
Processos regulatórios	(1,6)	-	-100,0%	(9,5)	-	-100,0%
DIC/FIC/DMIC/DICRI	(2,3)	-	-100,0%	(13,8)	-	-100,0%
Cartas de fiança e seguros garantia	(3,4)	(11,8)	252,2%	(16,0)	(26,6)	65,8%
Atualização monetária de processos judiciais e outros	-	(17,4)	0,0%	-	(39,4)	0,0%
Atualização monetária - Energia livre	(1,9)	(2,7)	39,7%	(5,3)	(7,1)	34,3%
Outras despesas financeiras	(6,4)	(14,0)	118,7%	(19,8)	(31,8)	60,9%
Variação Cambial	(18,0)	1,0	-105,6%	(8,3)	1,4	-117,3%
Itaipu	(18,3)	-	-100,0%	(8,3)	-	-100,0%
Outras variações cambiais	0,3	1,0	243,2%	0,1	1,4	2177,8%

Balço Patrimônioal	3T14	3T15	Var (%)	9M14	9M15	Var (%)
Ativo Total	11.418,5	13.499,0	18,2%	11.418,5	13.499,0	18,2%
Ativo Circulante	3.168,9	4.734,9	49,4%	3.168,9	4.734,9	49,4%
Caixa e equivalentes de caixa	75,2	153,8	104,6%	75,2	153,8	104,6%
Investimentos de curto prazo	866,3	611,9	-29,4%	866,3	611,9	-29,4%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	1.659,8	2.537,7	52,9%	1.659,8	2.537,7	52,9%
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	69,6	82,8	18,9%	69,6	82,8	18,9%
Outros tributos compensáveis	114,6	87,7	-23,5%	114,6	87,7	-23,5%
Devedores diversos	10,9	11,0	0,7%	10,9	11,0	0,7%
Contas a receber - acordos	95,6	91,9	-3,8%	95,6	91,9	-3,8%
Outros créditos	170,2	249,0	46,3%	170,2	249,0	46,3%
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Almojarifado	72,7	60,7	-16,4%	72,7	60,7	-16,4%
Despesas pagas antecipadamente	33,9	34,0	0,2%	33,9	34,0	0,2%
Ativo financeiro setorial, líquido	-	814,4	0,0%	-	814,4	0,0%
Ativo Não Circulante	8.249,5	8.764,1	6,2%	8.249,5	8.764,1	6,2%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	-	25,9	0,0%	-	25,9	0,0%
Outros tributos compensáveis	48,4	33,7	-30,5%	48,4	33,7	-30,5%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	541,0	530,6	-1,9%	541,0	530,6	-1,9%
Cauções e depósitos vinculados	440,7	426,7	-3,2%	440,7	426,7	-3,2%
Contas a receber - acordos	25,4	12,1	-52,3%	25,4	12,1	-52,3%
Outros créditos	44,3	75,9	71,1%	44,3	75,9	71,1%
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Ativo financeiro da concessão	1.758,3	1.870,8	6,4%	1.758,3	1.870,8	6,4%
Ativo financeiro setorial, líquido	-	677,1	0,0%	-	677,1	0,0%
Investimento	8,8	12,2	39,7%	8,8	12,2	39,7%
Imobilizado, líquido	11,7	36,3	211,3%	11,7	36,3	211,3%
Intangível	5.370,9	5.062,6	-5,7%	5.370,9	5.062,6	-5,7%

Balço Patrimonial	3T14	3T15	Var (%)	9M14	9M15	Var (%)
Passivo Total	11.418,5	13.499,0	18,2%	11.418,5	13.499,0	18,2%
Passivo Circulante	3.382,9	4.479,0	32,4%	3.382,9	4.479,0	32,4%
Fornecedores	1.425,1	1.909,8	34,0%	1.425,1	1.909,8	34,0%
Empréstimos e financiamentos	281,3	215,9	-23,2%	281,3	215,9	-23,2%
Debêntures	557,4	433,8	-22,2%	557,4	433,8	-22,2%
Arrendamento financeiro	3,1	9,9	222,7%	3,1	9,9	222,7%
Subvenções governamentais	2,5	2,4	-2,0%	2,5	2,4	-2,0%
IRCS a pagar	48,9	74,4	52,2%	48,9	74,4	52,2%
Outros tributos a pagar	413,9	525,5	27,0%	413,9	525,5	27,0%
Dividendos e JSCP a pagar	78,7	3,8	-95,1%	78,7	3,8	-95,1%
Obrigações estimadas	107,7	107,3	-0,4%	107,7	107,3	-0,4%
Obrigações sociais e trabalhistas	3,5	5,0	40,3%	3,5	5,0	40,3%
Encargos tarifários e do consumidor a recolher	24,6	701,8	2749,4%	24,6	701,8	2749,4%
Provisão para processos judiciais e outros	172,4	237,8	37,9%	172,4	237,8	37,9%
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	48,0	50,9	6,1%	48,0	50,9	6,1%
Outras obrigações	215,8	200,8	-7,0%	215,8	200,8	-7,0%
Passivo Não Circulante	5.612,7	6.361,2	13,3%	5.612,7	6.361,2	13,3%
Empréstimos e financiamentos	517,8	587,5	13,5%	517,8	587,5	13,5%
Debêntures	2.011,0	2.396,0	19,1%	2.011,0	2.396,0	19,1%
Arrendamento financeiro	9,4	27,7	194,7%	9,4	27,7	194,7%
Subvenções governamentais	11,2	8,7	-21,9%	11,2	8,7	-21,9%
Obrigações com entidade de previdência privada	2.587,4	2.897,6	12,0%	2.587,4	2.897,6	12,0%
Provisão para processos judiciais e outros	295,0	341,9	15,9%	295,0	341,9	15,9%
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	14,8	25,6	73,5%	14,8	25,6	73,5%
Obrigações estimadas	0,5	0,8	55,5%	0,5	0,8	55,5%
Reserva de reversão	66,1	66,1	0,0%	66,1	66,1	0,0%
Outras obrigações	99,6	9,2	-90,8%	99,6	9,2	-90,8%
Patrimônio Líquido	2.422,9	2.658,8	9,7%	2.422,9	2.658,8	9,7%
Capital social	1.257,6	1.257,6	0,0%	1.257,6	1.257,6	0,0%
Reserva de capital	18,9	20,1	6,2%	18,9	20,1	6,2%
Outros resultados abrangentes/ajustes de avaliação patrimonial	349,9	117,6	-66,4%	349,9	117,6	-66,4%
Reserva de lucros:	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Reserva legal	235,6	235,6	0,0%	235,6	235,6	0,0%
Reserva estatutária	910,2	880,8	-3,2%	910,2	880,8	-3,2%
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Lucros (prejuízos) acumulados	(349,4)	147,1	-142,1%	(349,4)	147,1	-142,1%

Endividamento			
R\$ Milhões	Short Term	Long Term	Total
Lei 7976/89	0,0	0,0	0,0
Resolução 96/93 (Bib's)	0,00	0,00	0,00
Subtotal	0,00	0,00	0,00

	Short Term	Long Term	Total
DEBÊNTURES - 9ª Emissão	75,0	97,1	172,2
DEBÊNTURES - 11ª Emissão	11,7	198,9	210,6
DEBÊNTURES - 13ª Emissão	56,2	276,1	332,4
DEBÊNTURES - 14ª Emissão	29,1	591,9	621,0
DEBÊNTURES - 15ª Emissão	46,6	744,3	790,9
DEBÊNTURES - 16ª Emissão	201,1	0,0	201,1
DEBÊNTURES - 17ª Emissão	2,7	89,9	92,6
DEBÊNTURES - 18ª Emissão	11,4	397,7	409,1
2a EMISSAO DE NOTAS PROMISSORIAS	99,2	0,0	99,2
CCB - Bradesco	82,1	414,9	497,0
BNDES - Finame	1,0	0,0	1,0
FINEP - 1o Protocolo	6,1	20,8	27,0
FINEP - 2o Protocolo	0,1	29,4	29,5
BNDES - Subcredito A	10,0	44,0	54,0
BNDES - Subcredito B	10,4	46,5	56,9
BNDES - Subcredito C	5,0	22,2	27,2
BNDES - Subcredito E	4,1	18,4	22,5
Outros	0,3	0,0	0,3
Leasing	9,9	27,7	37,6
Subvenções Governamentais	-2,4	-8,7	-11,2
Subtotal	659,6	3.011,3	3.670,9
Fundação Cesp - Confissão de Dívida	0,0	601,0	601,0
Fundação Cesp - Ajuste de Reserva Matemática	166,1	2.100,1	2.266,3
Fundação Cesp - Custo Atuarial	0,0	0,0	0,0
Total Fundação CESP	166,1	2.701,2	2.867,3
Total com Fundação CESP	825,7	5.712,5	6538,186034

Ativo (R\$ mil)	2014/2015	2015/2016	Total
Circulante	1.713.312	393.695	2.079.208
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	412.780	161.246	574.026
Conta de Consumo de Combustível - CCC	-	-	-
Energia Itaipu - custo/variação cambial	169.377	172.376	341.753
Encargos do serviço do sistema - ESS	-	36.825	-
Transporte de energia - Itaipu	7.032	441	36.825
Transporte de energia pela rede básica	24.129	2.358	7.473
Compra de energia elétrica	1.059.867	730	26.487
Proinfa	314	-	1.060.597
Revisão Tarifária 3º ciclo - Ajuste da base de remuneração	-	-	314
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	-	-	-
Efeito Neutralidade	15.062	16.671	-
Outros componentes financeiros	24.751	3.048	31.733
Não-Circulante	56.836	1.181.085	1.127.447
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	483.737	483.737
Transporte de energia pela rede básica	-	7.073	7.073
Energia Itaipu - custo/variação cambial	-	517.128	517.128
Encargos do serviço do sistema - ESS	-	110.474	-
Proinfa	-	-	-
Compra de energia elétrica	56.836	2.189	59.025
Transporte de energia - Itaipu	-	1.324	1.324
Efeito Neutralidade	-	50.014	50.014
Outros componentes financeiros	-	9.146	9.146
Total do Ativo	1.770.148	1.574.780	3.344.928
PASSIVO (R\$ mil)	2014/2015	2014/2015	Total
Circulante	(1.097.150)	(195.498)	(1.292.648)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	-
Energia Itaipu - custo/variação cambial	(893)	-	(893)
Encargos do serviço do sistema - ESS	(370.302)	-	(370.302)
Proinfa	(8.495)	(45)	(8.540)
Transporte de energia - Itaipu	-	-	-
Compra de energia elétrica	-	(8.566)	(8.566)
Efeito Neutralidade	-	-	-
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	(359.118)	(23.959)	(383.077)
Revisão Tarifária Extraordinária - RN ANEEL 1.858/2015	(358.268)	(162.928)	(521.196)
Revisão Tarifária - Fator Xe	-	-	-
Postergação Revisão Tarifária 2011	-	-	-
Revisão Tarifária - Universalização	-	-	-
Outros componentes financeiros	(74)	-	(74)
Não-circulante	-	(560.798)	(560.798)
Encargos do serviço do sistema - ESS	-	-	-
Proinfa	-	(135)	(135)
Revisão Tarifária Extraordinária - RN ANEEL 1.858/2015	-	(488.785)	(488.785)
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	-	(71.878)	(71.878)
Outros componentes financeiros	-	-	-
Total do Passivo	(1.097.150)	(756.296)	(1.853.446)
Total Geral - Líquido	672.998	818.484	1.491.482

Impactos dos Ativos e Passivos Regulatórios na DRE	3T14	3T15	Var (%)	9M14	9M15	Var (%)
Receita Líquida	374,0	(654,9)	-275,10%	21,9	(1.872,5)	-8639,16%
Despesas Operacionais	(132,6)	383,4	-501,2%	(837,2)	736,5	-289,4%
<i>Energia Elétrica Comprada para Revenda</i>	(127,3)	383,4	-401,2%	(824,1)	736,5	-189,4%
<i>Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão</i>	(5,4)	-	-100,0%	(13,0)	-	-100,0%
EBITDA	241,4	(271,6)	-212,50%	(815,2)	(1.135,9)	39,34%
Receita Financeira	(25,4)	(103,8)	308,7%	(93,4)	(237,3)	154,0%
Despesa Financeira	12,0	69,7	483,1%	77,2	152,2	97,3%
Resultado Financeiro	(13,5)	(34,1)	153,8%	(16,3)	(85,0)	422,5%
Resultado antes dos tributos	227,9	(305,7)	-234,12%	(831,5)	(1.221,0)	46,84%
Lucro (Prejuízo) Líquido	227,9	(305,7)	-234,1%	(831,5)	(1.221,0)	46,8%

GLOSSÁRIO

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

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

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

Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica: autarquia sob regime especial, que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade do serviço prestado, pelo trato isonômico dispensado aos usuários e pelo controle da razoabilidade das tarifas cobradas aos clientes, preservando, sempre, a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria.

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

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

CBEE - Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial.

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

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

CCRBT - Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária

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

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

CMO - Custo marginal de operação

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

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

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

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

CVU - Custo de valor unitário

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

CVM - Comissão de Valores Mobiliários.

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

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

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

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

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

EPE - Empresa de Pesquisa Energética.

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

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

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

FNDCT - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico.

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

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

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

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

LTA - Linhas de Transmissão Aérea.

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

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

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

PMSP - Prefeitura Municipal de São Paulo.

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

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

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

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

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

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

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

VPA - Custos não-gerenciáveis.

VPB - Custos gerenciáveis.