

EBITDA de R\$ 217,0 milhões no 2T15

Comentários do Sr. Francisco Morandi
Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores

O ano de 2015 mostra-se desafiador para o setor elétrico devido a combinação da (i) restrição de recursos hídricos nas bacias brasileiras reduzindo a disponibilidade de água para o sistema hidrelétrico, (ii) performance esperada para a economia, associada à retração da atividade industrial, comercial e de serviços, e, (iii) redução da carga.

Neste contexto, com a finalidade de amenizar os impactos na variabilidade do fluxo de caixa das Distribuidoras originadas principalmente pelo resultado da hidrologia dos últimos anos, o órgão regulador homologou, em março deste ano, a Revisão Tarifária Extraordinária e ampliou a metodologia de Bandeiras Tarifárias que foi aplicada em janeiro e fevereiro de 2015.

Mais recentemente, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) também homologou o 4º ciclo de revisão tarifária (4º CRTP) aplicado à Companhia a partir do dia 04 de julho. O processo de revisão tarifária foi de extrema importância por reconhecer as iniciativas da Companhia na manutenção dos investimentos, eficiência e gestão de ativos. A ANEEL vem consistentemente incentivando a melhoria na qualidade do serviço prestado pelas Distribuidoras, o que já é visto nas metodologias do 4º CRTP, mais precisamente no componente de qualidade do Fator X a ser aplicado nos próximos reajustes tarifários da Companhia.

O 2T15 foi marcado pela intensificação das iniciativas da Companhia em recuperar o nível do DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) o que inicialmente pode representar um impacto negativo no indicador, em função do aumento da interrupção programada para a execução de manutenções e podas (aumento de 75% no FEC programado e 64% no DEC programado em relação ao mesmo período de 2014), e diferenças de eventos expurgáveis. O índice FEC foi de 3,50 vezes, uma redução de 14,6% e 7,1% em relação ao 2T14 e 4T14, respectivamente. O DEC atingiu 9,97 horas, um valor 22,2% e 12,8% superior ao 2T14 e 4T14, respectivamente. Já as perdas apresentaram redução de 0,6 p.p., e fecharam o acumulado dos últimos 12 meses em 9,3%.

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, quando comparados ao 2T14. Tais mercados sofreram redução de -4,1% e -5,8%, respectivamente no período. Contudo, a receita líquida da Companhia apresentou crescimento de 21,1% quando comparada ao 2T14 ajustado pelo ativo setorial líquido de R\$ 631,9 milhões, totalizando R\$ 3,4 bilhões.

Os custos e despesas operacionais do 2T15 foram superiores em 26,9% ao 2T14 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 desativações e baixas de ativos. O PMSO gerenciável, por sua vez, totalizou R\$ 325 milhões valor superior em 8,6% ao registrado no 2T14, no entanto, inferior a inflação do período de 8,89% e em linha com as iniciativas de disciplina na execução e eficiência no uso de recursos proposto pela Companhia. O Ebitda e Lucro Líquido ajustados da AES Eletropaulo totalizaram R\$ 295,8 milhões e R\$ 48,5 milhões, respectivamente. A AES Eletropaulo investiu R\$ 140 milhões no trimestre direcionados, em sua maioria, às áreas de serviços ao cliente e confiabilidade operacional.

Teleconferência de resultados

10.08.2015
09h00 (BR) e 08h00 (EST)

Código conferência: 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 do 2T15	02
Contexto Setorial	03
Desempenho Operacional	11
Desempenho Financeiro	18
Ativos e Passivos regulatórios	29
Endividamento	30
Investimentos	33
Fluxo de Caixa	34
Mercado de Capitais	35
Desempenho Socioambiental	37
Outros Eventos	40
Anexos	42
Glossário	52

R\$ milhões	2T14	2T15	Var (%)
Receita Líquida	2.202,9	3.432,5	55,8%
Despesas Operacionais ¹	(2.416,3)	(3.067,1)	26,9%
EBITDA ajustado ²	326,8	295,8	-9,5%
Margem EBITDA Ajustado	14,8%	8,6%	-6,2 p.p.
EBITDA	(382,7)	217,0	-156,7%
Margem EBITDA	-17,4%	6,3%	23,7 p.p.
Lucro (Prejuízo) Líquido Ajustado ³	71,8	48,5	-32,5%
Lucro (Prejuízo) Líquido	(354,4)	48,5	-113,7%
Patrimônio Líquido (PL)	2.292,1	2.663,7	16,2%
Investimentos (Capex)	166,4	140,4	-15,7%

1- Não inclui depreciação

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

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

Indicadores	2T14	2T15	Var (%)
Dívida Líquida ⁴ (R\$ milhões)	3.702,3	3.811,0	2,9%
Dívida Líquida ⁴ / PL (vezes)	1,6	1,4	-11,4%
Dívida Líquida ⁴ / EBITDA Ajustado ⁵ (vezes)	4,1	3,0	-27,8%
EBITDA Ajustado ⁶ /Desp. Fin. Sobre Empréstimos (vezes)	4,7	3,3	-29,9%
Dados Operacionais	2T14	2T15	Var (%)
Mercado Total (GWh)	11.551,7	11.038,2	-4,4%
Tarifa Média (R\$/GWh) ⁶	191,93	230,63	20,2%
Funcionários	6.287	6.294	0,1%
Unidades Consumidoras / Funcionários	3.216	3.243	0,8%

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

5- 12 meses

6- Tarifa Média líquida (R\$/MWh)

ELPL4: R\$ 14,90 (06/08/2015)

VALOR DE MERCADO: R\$ 2.493 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 705 milhões

Barueri, 08 de agosto de 2015 – Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (BOVESPA: ELPL3 e ELPL4; ADRs: EPUMY) anunciou hoje os resultados referentes ao 2º trimestre de 2015 (2T15). As informações operacionais e financeiras da Companhia, exceto quando indicadas de outra forma, são apresentadas com base em números da Controladora e em milhares de reais, conforme a legislação societária.

DESTAQUES 2T15

Operacional

- ↑ Perdas totais de 9,3% no 2T15, redução de 0,59 p.p. em relação ao 2T14
- ↑ Índice FEC apresentou redução de 14,6%, para 3,50x no acumulado dos últimos 12 meses
- ↓ DEC de 9,97 horas no acumulado dos últimos 12 meses (contados de jul/14 a jun/15), aumento de 22,2% em relação aos últimos 12 meses do 2T14
- ↑ Investimentos totalizaram R\$ 140,4 milhões no 2T15

Financeiro

- ↑ Receita bruta reportada no trimestre foi de R\$ 6.230 milhões, alta de 101,4% em relação ao 2T14, com R\$ 307 milhões de venda de energia no curto prazo e R\$ 489 milhões relacionados à bandeira tarifária
- ↑ Ajustando 2014 pelo efeito do ativo regulatório líquido no valor de R\$ 631,9 milhões, a receita bruta do 2T14 atingiu R\$ 3.726 milhões, assim o 2T15 apresentou um incremento de 67,2%
- ↓ PMSO reportado de R\$ 490 milhões no 2T15, um aumento de 21,8% em relação ao 2T14, devido principalmente a reclassificações contábeis, alienação/desativação e baixa de ativos
- ↑ Ebitda reportado no 1T15 de R\$ 217 milhões vs. um Ebitda negativo de R\$ 383 milhões no 2T14
 - Ebitda ajustado¹ de R\$ 296 milhões no 2T15 vs. R\$ 321 milhões em 2T14
- ↑ O Lucro líquido reportado no trimestre foi de R\$ 48 milhões, ante prejuízo de R\$ 354 milhões no 2T14
 - Lucro líquido ajustado¹ de R\$ 48 milhões no 2T15 e de R\$ 72 milhões no 2T14

Regulatório

- ↑ Homologação do 4º ciclo de revisão tarifária no dia 30 de junho de 2015. Revisão de 15,23% aplicada à tarifa a partir de 04 de julho de 2015. Parâmetros e metodologia do 4º ciclo para a AES Eletropaulo mostram o reconhecimento das iniciativas da Companhia na manutenção dos investimentos, eficiência e gestão de ativos

Socioambiental

- ↑ Nas comunidades onde atua, a AES Eletropaulo regularizou ligações elétricas de 18,9 mil famílias no 2T15 vs. 15,2 mil famílias no 2T14
- ↓ No 2T15 houve incremento das taxas de frequência de acidentes com colaboradores próprios (67%) e contratados (85%) em relação ao 2T14, resultado de eventos registrados no período.
- ↑ Desenvolvimento de Projetos no Palácio dos Bandeirantes e Hospital das Clínicas objetivando o consumo eficiente de energia elétrica, a segurança energética e a eficiência no uso integrado de energia
- ↑ A taxa de gravidade de acidentes com colaboradores próprios apresentou, no 2T15, melhora significativa do indicador em relação a 2T14, passando de 70 para 24
- ↑ O índice de reciclagem, recuperação e reutilização de resíduos atingiu 62%, patamar similar ao obtido no 2T14 (63%)

Satisfação do Cliente

- ↓ Em 2015, a AES Eletropaulo atingiu o índice de 73,4% no Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida (ISQP), nível 5,2% inferior em relação ao ano anterior principalmente por conta dos eventos climáticos no início deste ano, no mesmo período da coleta de dados da pesquisa

Reconhecimentos

- ↑ Ganhadora do Troféu Transparência 2015 pela ANEFAC, que reconhece as melhores demonstrações financeiras publicadas no Brasil
- ↑ Primeira Distribuidora de Energia Elétrica nas Américas a obter a certificação ISO 55.001 do Programa de Gestão de Ativos

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.

4º CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA

Conforme informado ao mercado por meio de Fato Relevante divulgado em 30 de junho de 2015, a Agência Nacional de Energia Elétrica (“Aneel”), em Reunião Pública de Diretoria realizada nesta mesma data, homologou o resultado da 4ª Revisão Tarifária Periódica da AES Eletropaulo.

O índice de revisão tarifária aprovado foi de 15,23% (efeito médio a ser percebido pelo consumidor sem considerar bandeiras tarifárias e impostos) aplicado em sua tarifa a partir de 04 de julho de 2015, sendo composto pelos seguintes itens:

Revisão Tarifária Periódica 2015		
Parcela A	Encargos Setoriais	7,06%
	Energia Comprada	-0,28%
	Custos de Transmissão	-0,54%
	Parcela A	6,24%
Parcela B		1,27%
Reajuste Base		7,51%
CVA Total		17,04%
Reversão RTE Mar/15		-4,56%
Outros custos financeiros Parcela A		-3,71%
Custos financeiros Parcela B		1,61%
Retirada dos financeiros anteriores		-2,66%
Reajuste Total		15,23%

A tabela a seguir ilustra uma comparação entre os valores finais da 4ª Revisão Tarifária Periódica (“4RTP”) aprovados pela Aneel e aqueles aprovados na 3ª Revisão Tarifária Periódica (“3RTP”):

Componentes da Tarifa (Valores em R\$ milhões)	3ª Revisão Tarifária (3RTP)	4ª Revisão Tarifária (4RTP)
Parcela A	7.709	12.330
Encargos Setoriais	1.766	4.425
Custos de Transmissão	1.161	660
Energia Comprada	4.782	7.245
Parcela B		
Base de Remuneração Bruta	11.141	12.167
Base de Remuneração Líquida	4.677	6.035
Obrigações Especiais Brutas	1.370	2.314
WACC antes dos impostos	11,36%	12,26%
Taxa de Depreciação Regulatória	3,82%	3,75%
Taxa de Remuneração Obrigações Especiais	N/A	3,34%
Remuneração Obrigações Especiais	N/A	39
Remuneração + Depreciação (BRR)	952	1.190
Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis	101	134
Custos Operacionais	1.017	1.373
Receitas Irrecuperáveis	113	198
Parcela B antes de outras receitas e ajustes	2.182	2.933

Outras Receitas	-73	-88
Ajuste em função de investimentos realizados	-53	N/A
Índice de Produtividade da Parcela B	-22	-33
Parcela B após outras receitas e ajustes	2.034	2.812
Perdas		
Perdas Técnicas	5,21%	5,11%
Perdas não Técnicas - Ponto de Partida	11,56%	8,53%
Perdas não Técnicas - Ponto de Chegada	8,56%	8,43%
Fator X		
Componente Pd	1,03%	1,13%
Componente T	0,00%	-2,37%

Parcela A

A Parcela A foi corrigida em 7,68%, representando 6,24% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

- (i) Encargos Setoriais: R\$ 4.425 milhões, com aumento de 29,0%, %, representando 7,06% no reajuste econômico. Destaque para o aumento de 23,7% nos Encargos de Serviços de Sistema (“ESS”) e Energia de Reserva (“EER”) totalizando R\$335,2 milhões, e da Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”) totalizando R\$ 3.669 milhões em função, parcialmente, da amortização das operações de crédito contratadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”) para lastro da Conta no Ambiente de Contratação Regulada (“Conta - ACR”), nos termos do Decreto nº 8.221/2014 e da Resolução Normativa nº 612/2014, referente às despesas incorridas pelas concessionárias no ano de 2014;
- (ii) Energia Comprada: R\$ 7.245 milhões, com redução de 0,5%. A variação negativa decorre principalmente da redução no custo médio de energia adquirido pela Companhia, em função do término da contratação de energia da Companhia com a AES Tiete S.A. em 31 de dezembro de 2015; e
- (iii) Encargos de Transmissão: R\$ 660 milhões, com redução de 10,3%. Os encargos de transmissão refletem as tarifas de uso do sistema publicadas através da Resolução Homologatória 1.917, de 23 de junho de 2015.

Parcela B

O índice de ajuste da Parcela B foi de 6,8%, que representa uma participação positiva de 1,27% na revisão econômica, totalizando R\$ 2.812 milhões resultado da combinação dos seguintes componentes:

- (i) Custo de Administração, Operação e Manutenção (“Custos Operacionais”) de R\$ 1.570,9 milhões; sendo R\$ 198,3 milhões referentes às receitas irrecuperáveis e R\$ 1.372,6 milhões referentes aos demais custos operacionais, estes calculados a partir da cobertura tarifária considerada no processo tarifário anterior, a 3RTP. Ressalta-se que, sendo o intervalo de eficiência definido por meio do método de comparação por benchmarking superior à cobertura tarifária prevista na 3RTP, parte desta diferença positiva é considerada no atual processo tarifário, aumentando o repasse dos custos operacionais à Companhia;
- (ii) Custo Anual dos Ativos de R\$ 1.362,3 milhões, com destaque para a remuneração dos investimentos realizados com recursos de Obrigações Especiais que totalizaram R\$ 38,7 milhões; e
- (iii) Índice de produtividade (Pd) da Parcela B - efeito negativo de R\$ 33,0 milhões.

Obrigações Especiais

Investimentos realizados com recursos de Obrigações Especiais passaram a ser remunerados neste processo de Revisão Tarifária Periódica. Assim, sobre metade do saldo bruto de Obrigações Especiais da Companhia, que totalizam R\$ 2.314,1 milhões, foi aplicada uma taxa de 3,34%.

Fator X

Conforme mencionado anteriormente, dado que o limite inferior dos Custos Operacionais definidos para a 4RTP, que totalizam R\$1.781 milhões, foi superior aos Custos Operacionais definidos na tarifa anterior à revisão, que totalizavam R\$ 1.302 milhões, o Componente T do Fator X foi então calculado para ajustar tais custos ao longo do ciclo, de forma positiva. Assim, o Componente T definido para os próximos quatro anos é de -2,37%.

O Componente Pd do Fator X a ser aplicado nessa revisão tarifária e nos reajustes tarifários ao longo dos próximos 4 anos é de 1,13%.

Fator Qualidade no Serviço

A ANEEL prevê, na metodologia do 4CRTP, o componente “q” do Fator X, cujo objetivo é incentivar a melhoria da qualidade do serviço pelas distribuidoras. Neste ciclo, além dos indicadores técnicos (DEC e FEC), serão avaliados ao longo do ciclo também indicadores comerciais. O não cumprimento das metas estabelecidas pela ANEEL para estes indicadores implica em penalidade via Fator Xq.

Perdas técnicas e não técnicas

A trajetória de perdas não técnicas, referenciada ao mercado de Baixa Tensão, definida para esse ciclo foi de 8,53% (na data da RTP) para 8,43% (ponto de chegada), implicando em uma redução de cerca de 0,03 p.p. ao ano.

As perdas técnicas foram calculadas em 5,11% sobre a energia injetada no sistema da Distribuidora, conforme metodologia definida no Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (“PRODIST”), onde as perdas do sistema de alta tensão são definidas por medição e as perdas do sistema de média e baixa tensões por fluxo de potência.

Componentes Financeiros

Os componentes financeiros aplicados a esta Revisão Tarifária totalizam R\$ 1.110 milhões, entre os quais destacamos: (i) R\$ 1.820 milhões de CVA; (ii) R\$ 20 milhões da neutralidade dos Encargos Setoriais; (iii) efeito negativo de R\$ 490 milhões referentes a exposição involuntária no mercado de curto prazo de energia; (iv) efeito negativo de reversão do financeiro da Revisão Tarifária Extraordinária de março de 2015 no montante de R\$ 487 milhões; (v) R\$ 23 milhões referentes ao resultado positivo do Recurso Administrativo imputado pela Companhia contra o Reajuste Tarifário de 2014; e (vi) R\$ 173 milhões referente a restituição das parcelas de remuneração e depreciação associadas a ativo possivelmente inexistente, conforme Despacho nº 4,259/2013.

A tabela abaixo mostra o efeito a ser percebido pelos consumidores das diversas classes de consumo sem considerar os efeitos das bandeiras tarifárias e impostos. O efeito médio percebido pelos consumidores será de 15,23%.

Classe de Consumo	Índice
Alta tensão	11,73%
Baixa tensão	17,04%
Média total	15,23%

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.

Método aplicado em Jan/15 e Fev/15				Método vigente desde Mar/15			
Bandeira		Variação	Tarifa	Bandeira		Variação	Tarifa
Verde		$CMO+ESS^1 < R\$200/MWh$	Sem aumento	Verde		n/a	Sem aumento
Amarelo		$R\$200/MWh \leq CMO+ESS < R\$350/MWh$	Aumento de R\$15/MWh	Amarelo		CVU ³ última usina despachada > R\$200/MWh	Aumento de R\$25/MWh
Vermelho		$CMO+ESS \geq R\$350/MWh$	Aumento de R\$30/MWh	Vermelho		CVU última usina despachada > PLD Teto (R\$388,48/MWh)	Aumento de R\$55/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)				
	abr/15	mai/15	jun/15	2T 15
Residencial	76,1	75,1	69,3	220,5
Comercial	58,1	55,6	50,9	164,5
Industrial	22,7	22,0	21,0	65,7
Demais	13,5	12,8	12,2	38,5
Consumo Próprio	0,2	0,1	0,2	0,4
Total Arrecadado Bandeira Tarifária	170,5	165,6	153,5	489,7
Bandeira Tarifária não faturada	20,9	(3,5)	4,4	21,8
Total Contabilizado Bandeira Tarifária	191,5	162,1	157,9	511,4
Necessidade de Cobertura ¹	(140,2)	(65,8)	(182,2)	(388,3)
Saldo à repassar/receber CCRBT	(30,4)	(99,8)	28,7	(101,4)
Repasso efetivo à CCRBT ²	(33,8)	(118,0)	(37,6)	(189,4)
Custos Descobertos	(3,4)	(18,3)	(66,3)	(88,0)

1- Valores de junho divulgados após o fechamento do ITR

2 - Valores de junho divulgados após o fechamento do ITR

No 2T15 foram faturados R\$ 489,7 milhões de Bandeira Tarifária, enquanto que a necessidade de cobertura de custos que a empresa teve foi no montante de R\$ 388,3 milhões, gerando um valor excedente de R\$ 101,4 milhões a repassar para a CCRBT.

Como a CCRBT ainda esta com seu saldo disponível em processo de constituição, a Companhia teve que efetuar repasse a CCRBT no montante de R\$ 189,4. Desta forma, os custos descobertos no período somam o montante de R\$ 88,0 milhões, ficando com a Companhia somente a diferença entra o faturado e o repassado ao CCRBT.

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 em consumo e faturamento da América Latina. 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 Brasil².

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 refletem mais um avanço na aplicação de princípios para o Relato Integrado nas empresas AES Brasil.

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 84,6% de satisfação do cliente³ até 2019.

² Números referentes ao ano de 2014.

³ Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida, em pesquisa promovida pela ABRADÉE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica).

Meta	2013	2014	2015
Atingir índice de 84,6% de satisfação do cliente até 2019	78,3	78,6	73,4

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 73,4% no Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida (ISQP), nível 5,2% 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 trimestre 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 junho foram implementadas pesquisas referentes a processos de ordens de serviços, notas técnicas e falta de energia.

Adicionalmente, foram desenvolvidas ações para melhorar o fluxo de atendimento em dias de crise, como acionamento imediato de 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 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 junho de 2015, a distribuidora realizou 10 megafeirões, atendendo cerca de 2,7 mil pessoas e resultando em 1,8 mil acordos. No total, mais de R\$ 4 milhões foram negociados e 1,8 mil clientes beneficiados. Para o segundo semestre de 2015 estão previstos 10 feirões.

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 uma 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 2T15, 643 novos clientes se cadastraram no programa, totalizando 34.643 no final do período, frente a 2.431 no ano anterior. O valor de bônus concedido aos clientes chegou a R\$ 27.205,54 com a coleta de 245 toneladas de resíduos no período, frente a R\$ 28.513,54 (453 toneladas) no 2T14. As ações de divulgação do projeto foram intensificadas no início do 2T15 em veículos de mídia de massa, como o Jornal Nacional da Rede Globo, e seus resultados devem se refletir nos indicadores do 3T15.

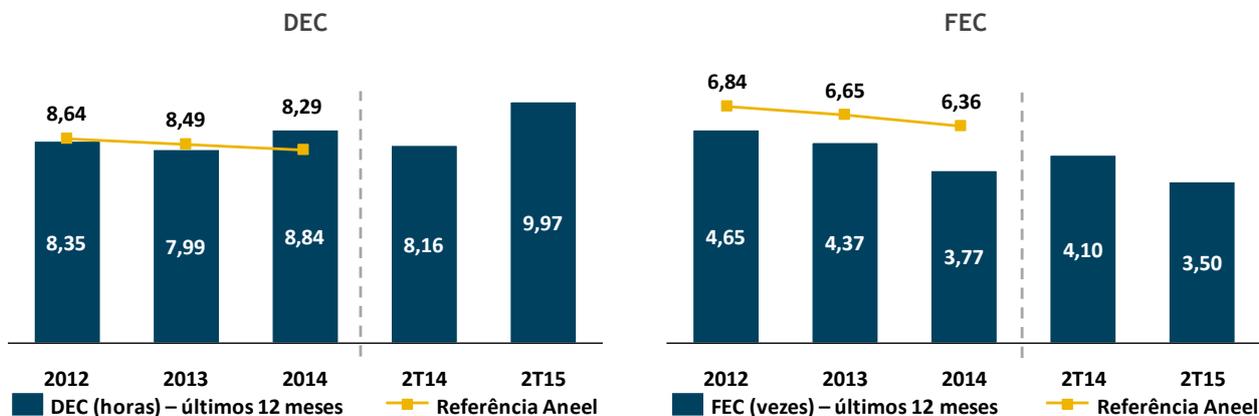
DESEMPENHO OPERACIONAL

OPERAÇÃO

Fornecer energia com qualidade é um dos principais focos da Companhia. Para mensurar a qualidade no fornecimento, a AES Eletropaulo acompanha a satisfação do cliente por meio dos indicadores de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (“DEC”) e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (“FEC”).

Os critérios de cálculo do DEC e FEC, definidos pela Aneel, consideram as interrupções acima de três minutos e, desse resultado, são expurgados os dias com volume atípico de ocorrências.

DEC e FEC - (últimos 12 meses)



O DEC atingiu 9,97 horas nos últimos 12 meses e apresentou elevação de 22,2% em relação ao mesmo período do ano passado (8,16 horas), refletindo a maior incidência de eventos com ventanias significativas de até 100 km/h durante os meses de dezembro/2014 e janeiro/2015. O índice FEC dos últimos 12 meses foi de 3,50 vezes, apresentando uma redução de 14,6% em comparação ao ano anterior (4,10 vezes). Adicionalmente, os indicadores foram impactados pelo aumento da interrupção programada para a execução de manutenções e podas (aumento de 75% no FEC programado e 64% no DEC programado em relação ao mesmo período de 2014), e diferenças de eventos expurgáveis. Com a intenção de recuperar este indicador de qualidade e em função dos impactos que a rede elétrica sofreu nesses temporais, a Companhia tem o plano de realizar 200 mil podas e 3.300 km de manutenção de rede adicionais às 140 mil podas e aos 4.800 km de manutenção já inicialmente programadas para o ano. Além disso, também vamos realizar a instalação de 50 km de spacer cables em pontos estratégicos da rede aérea onde há contato com as

⁴ 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.

árvores, diminuindo a quantidade de eventuais desligamentos. De dezembro de 2009 a junho de 2015, a redução do FEC foi de 43,3% e do DEC foi de 15,9%. 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.

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

No 2T15, as penalidades pagas pela Companhia aos seus clientes por transgressões dos indicadores de DIC, FIC, DMIC e DICRI referem-se às compensações de Fev/15, Mar/15 e Abr/15. Essas penalidades do 2T15 foram pagas em Abr/15, Mai/15 e Jun/15, respectivamente, e totalizaram R\$ 13,5 milhões, 186% mais que no 2T14. Essa elevação pode ser explicada pelas mesmas razões acima, ou seja, maior incidência de eventos com fortes ventos e queda de árvores sobre a rede elétrica, 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 2T15 em 11,81 resultado superior em relação ao 2T14, devido ao aumento da quantidade de reclamações referentes principalmente a faturamento (revisões tarifárias), leitura e entrega e ordens de serviço. O DER atingiu 6,29 no 2T15, um valor abaixo do registrado no mesmo período em 2014 (6,67), reflexo de um plano que está em andamento 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.

Para garantir um padrão no relacionamento em todas as interações com o cliente, foram realizadas no 2T15 diversas ações como parte do programa Jeito AES de Atender (JAAT). Entre os destaques está o início das pesquisas que medem a gestão da experiência 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 junho foram implantadas pesquisas referentes a processos de ordens de serviços, notas técnicas e falta de energia

Indicador de desempenho	2T14	2T15 ¹
DER (Duração Equivalente de Reclamação) - acumulado do ano	6,67	6,29
FER (Frequência Equivalente de Reclamação) - acumulado do ano	10,15	11,81

1. Números de Jun/15 ainda são preliminares

CONSUMO

Consumo Cativos - GWh ¹	2T14	2T15	Var (%)	1S14	1S15	Var (%)
Residencial	4.188,8	3.988,3	-4,8%	8.398,4	8.073,0	-3,9%
Comercial	3.107,5	3.072,5	-1,1%	6.481,7	6.390,7	-1,4%
Industrial	1.315,0	1.193,5	-9,2%	2.610,2	2.388,0	-8,5%
Demais	728,2	700,2	-3,8%	1.466,4	1.410,2	-3,8%
Mercado Cativo	9.339,5	8.954,6	-4,1%	18.956,7	18.261,9	-3,7%
Cientes Livres	2.212,2	2.083,6	-5,8%	4.374,6	4.160,6	-4,9%
Mercado Total	11.551,7	11.038,2	-4,4%	23.331,4	22.422,5	-3,9%

Consumo total (inclusive Clientes Livres) - GWh ¹	2T14	2T15	Var (%)	1S14	1S15	Var (%)
Residencial	4.188,8	3.988,3	-4,8%	8.398,4	8.073,0	-3,9%
Comercial	3.677,6	3.621,9	-1,5%	7.659,5	7.524,6	-1,8%
Industrial	2.614,2	2.385,4	-8,8%	5.123,3	4.726,1	-7,8%
Demais	1.071,1	1.042,5	-2,7%	2.150,2	2.098,8	-2,4%
Total	11.551,7	11.038,2	-4,4%	23.331,4	22.422,5	-3,9%

1- Não inclui Consumo Próprio

O mercado total da AES Eletropaulo encerrou o 2T15 com um volume de 11.038,2 GWh, uma redução de 4,4% em relação ao 2T14, com desempenho negativo em todas as classes. Se fosse desconsiderado o impacto de +1 dia de faturamento (+110 GWh), a redução do mercado seria ainda maior, de 5,3% no período. Esse desempenho é reflexo da desaceleração econômica, principalmente, na produção industrial, que fez com que a classe industrial tivesse queda de 8,8% no trimestre, refletindo a menor atividade industrial na área de concessão da Companhia. 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.

As classes residencial e comercial tiveram queda de 4,8% e 1,5%, respectivamente, reflexo da atividade comercial no Estado de São Paulo, do desempenho da renda real e do desemprego na Região Metropolitana de São Paulo (RMSP) que contribuíram para a redução do consumo no período. Além do fator econômico, nota-se que o aumento na tarifa de energia tem refletido na redução de consumo, principalmente na classe residencial.

O mercado cativo, cuja participação no mercado total é de 81%, apresentou decréscimo de 4,1% em relação ao 2T14, totalizando 8.954,6 GWh no 2T15. O mercado cativo foi positivamente influenciado por 1 dia a mais de faturamento e negativamente impactado pela migração de 1 unidade comercial para o ACL (Ambiente de Contratação Livre). Desconsiderada a influência de ambos os fatores, o mercado cativo teria queda 5,2% em relação ao 2T14.

No 1S15, o mercado total na área de concessão da Companhia teve queda de 3,9% em comparação ao mesmo período de 2014, reflexo do desempenho negativo das classes, principalmente residencial e industrial, que reduziram o consumo em 3,9% e 7,8%, respectivamente. Nesse período houve 0,5 dia a mais de faturamento (+60 GWh), migração de clientes para o ACL e desligamentos de clientes e, se esse efeito fosse excluído, o mercado total cairia 4,1%. O desempenho reflete a piora no cenário econômico e aumento das tarifas de energia, como já foi citado anteriormente. Até maio/15, a renda real na Região Metropolitana de São Paulo teve queda de 2,2% e a Produção Industrial do Estado de São Paulo caiu 8,5% em relação ao acumulado de maio/14, segundo dados do IBGE.

Desempenho do mercado por classe de consumo

Residencial

O consumo da classe residencial foi de 3.988,3 GWh no 2T15, com queda de 4,8% em relação ao 2T14. A classe foi influenciada no 2T15 pelo: (i) incremento de 55 mil unidades consumidoras nos últimos 12 meses encerrados em julho de 2015; (ii) porém houve queda no consumo por consumidor de 222 KWh/mês para 209 KWh/mês no trimestre, ou seja, queda de 5,6%; (iii) fraco desempenho da renda real na RMSP, que caiu 3,7% no 2T15⁵; e (iv) aumento da tarifa de energia; e (v) 1,5 dia a mais de faturamento (+61 GWh), que se fosse desconsiderado faria com que a classe tivesse queda de 6,2%.

No 1S15, a classe residencial teve redução de 3,9% em relação ao 1S14. Parte dessa queda é explicada pela redução de 2,4% da renda real da RMSP no acumulado até junho/15 e parte devido ao aumento nas tarifas. No período houve 0,9 dia a mais de faturamento (+42 GWh), que se fosse desconsiderado, faria com que a classe residencial tivesse queda 4,3% na mesma comparação com 2014.

Comercial

O total de energia distribuída para a classe comercial cativa foi de 3.072,5 GWh no 2T15 com queda de 1,1% na comparação com o 2T14. A classe foi influenciada no trimestre pelo: (i) desempenho negativo do comércio no Estado de São Paulo⁶ nos meses de abril/15 e maio/15, que teve queda de 3,3%; (ii) migração de clientes ao ACL (-2,3 GWh); e (iii) +0,7 dia a mais de faturamento (+31 GWh). Desconsiderados os efeitos da migração de clientes e de dia de faturamento, a classe teria redução de 2,0% no período.

No 1S15, a classe comercial reduziu o consumo em 1,4%, reflexo do fraco desempenho do comércio no Estado de São Paulo, que teve queda de 1,6% no acumulado até maio/15. O impacto da migração de clientes ao ACL (-7 GWh) foi mais que compensado pelo 0,4 dia a mais de faturamento (+13 GWh). Desconsiderados os efeitos da migração de clientes e de dia de faturamento, a classe cairia 1,5% no período.

Industrial

No 2T15, o consumo da classe industrial cativa reduziu 9,2% na comparação com o 2T14, totalizando 1.193,5 GWh. Esse desempenho é reflexo da queda na atividade industrial no Estado de São Paulo⁷ que caiu 12,4% nos meses de abril/15 e maio/15. O trimestre teve 0,7 dia a mais de faturamento (+10 GWh) e impacto negativo da migração de clientes ACL (-1,4 GWh), que se descontados fariam com que a classe tivesse queda de 9,8%.

No 1S15, a classe industrial cativa apresentou redução de 8,5% no consumo em comparação ao 1S14, devido: (i) ao impacto da migração de clientes ao ACL (-6 GWh); (ii) 0,4 dia a mais de faturamento (+2 GWh); e redução da produção industrial 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 8,4%.

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

O consumo cativo das demais classes foi de 700,2 GWh no 2T15, um decréscimo de 3,8% em relação ao 2T14, apesar de 1 dia mais de faturamento no trimestre (+8 GWh). Esse resultado é devido, principalmente pela classe de serviços públicos (queda na subclasse de água, esgoto e saneamento) que teve queda de 11,2% no 2T15. Desconsiderando o efeito de dias de faturamento, as demais classes cairiam 4,9% no trimestre.

⁵ Renda Real na RSMP, divulgação: 23/07/2015 (referência: junho)

⁶ Pesquisa Mensal de Comércio (PMC) do IBGE, divulgação: 14/07/2015 (referência: maio).

⁷ Segundo a Pesquisa Industrial Mensal (PIM) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), divulgação: 05/07/2015 (referência: maio).

No 1S15, as demais classes tiveram queda de 3,8% em relação ao 1S14, sendo a classe de serviços públicos responsável pela retração de 3,0% dos -3,8%, uma vez que reduziu seu consumo em 12,4% em relação ao 1S14, devido, principalmente, a queda na subclasse de água, esgoto e saneamento. Desconsiderando o efeito de 0,3 dia a mais de faturamento (+4 GWh), o consumo das demais classes reduziria 4,1%.

Cientes Livres

No 2T15, 1 unidade consumidora migrou para o ACL e 2 unidades consumidoras foram desligadas, totalizando 549 unidades consumidoras livres na área de concessão da AES Eletropaulo.

O mercado faturado dos clientes livres foi de 2.083,6 GWh no 2T15, uma redução de 5,8% quando comparado ao 2T14 devido, principalmente, ao baixo desempenho da atividade industrial. Os efeitos de migração ao ACL (+4 GWh) foram compensados pelos desligamentos de clientes (-4 GWh).

No 1S15, o mercado faturado dos clientes livres reduziu-se em 4,9% em função do desempenho da atividade econômica. No semestre, 4 unidades consumidoras migraram para o ACL e nenhuma unidade retornou para o ACR. O efeito líquido dessa movimentação foi um acréscimo de 12 GWh no ACL e, conseqüentemente, a redução do mesmo volume no ACR. Além disso, 3 unidades foram desligadas (-6 GWh) no período. Desconsiderando o efeito da migração de clientes para o ACL e os desligamentos, o mercado de clientes livres se reduziria 5,1%.

Cientes Livres	Período ³	Número unidades	GWh Faturado	Período ³	Número unidades	GWh Faturado (ano)
Total de unidades	1T15	550	2.077	1T14	547	8.771
Saída para Rede Básica	2T15	-	-	LTM	-	-
Unidades desligadas	2T15	(2)	(4)	LTM	(5)	(18)
Unidades novas	2T15	-	-	LTM	-	4
Migração para ACL ¹	2T15	1	4	LTM	7	45
Retorno para o ACR ²	2T15	-	-	LTM	-	(1)
Total de unidades	2T15	549	2.084	2T15	549	8.503

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)

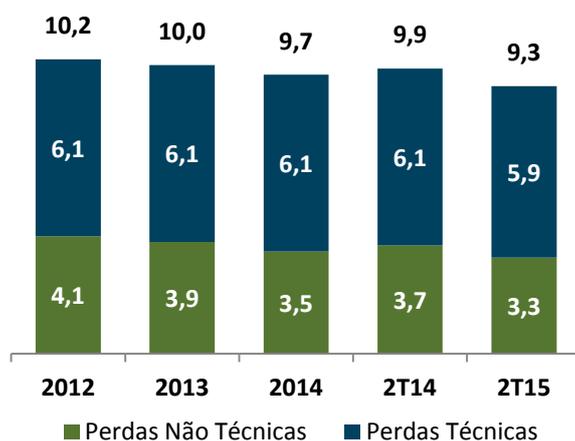
BALANÇO ENERGÉTICO DO 2T15⁸

SUPRIMENTO (GWh)		ENERGIA REQUERIDA 10.179	FATURAMENTO (GWh)	
Itaipu	2.305		3.912	Residencial
Bilateral Tietê	2.769	3.209	Comercial	
Bilateral Outros	-	1.212	Industrial	
Proinfa	239	709	P.Público e Outros	
Leilão (hídrico)	3.792	9	Consumo Próprio	
Leilão (térmico)	1.957	232	Perda Transmissão	
CCEE	(883)	896	Perda Distribuição	

A AES Eletropaulo encerrou o 2T15 com um nível de contratação de energia equivalente a 108,7% da sua carga cativa. O superávit de 883 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 107,08%, devido a expectativa de retração da carga esperada para o ano.

Perdas (%) - (últimos 12 meses)



Perdas totais - Referência ANEEL para o ano regulatório 2014/2015: 9,5%

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 (50.090 GWh).

⁸ O balanço energético reflete os números do 2T15 informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em maio de 2015. Os números demonstrados nas notas explicativas que constam nas Demonstrações Contábeis da Companhia refletem os valores estimados pela Companhia à época do fechamento contábil e que são ajustados nos meses subsequentes, quando da disponibilização dos números finais pela CCEE.

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,27%, sendo divididas entre perdas técnicas (5,94%) e não técnicas (3,33%). Em comparação ao 2T14, as perdas totais apresentaram redução de 0,61 ponto percentual. Tal resultado decorre das ações da Companhia visando à redução da parcela não técnica. A AES Eletropaulo passou a intensificar suas ações de redução de perdas comerciais para o segmento 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.

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 defeito nos equipamentos ou por ações de terceiros forjando a medição. No 2T15 foram realizadas 104,2 mil inspeções e identificadas 14,8 mil irregularidades, enquanto no 2T14 foram realizadas 110,4 mil inspeções e identificadas 17,6 mil irregularidades. No 1S15 foram realizadas 168,0 mil inspeções e encontrado 23,3 mil irregularidades, contra 191,9 mil inspeções e 30,1 mil irregularidades no 1S14. Esta redução das inspeções deve-se à mobilização de equipes de fraudes para realizarem atendimentos de falta de energia, que foram superiores se comparadas com mesmo período do ano anterior, dado evento climático severo no mês de janeiro, e maior volume de chuvas em fevereiro de 2015;
- (ii) **programa de recuperação de instalações cortadas:** tem por objetivo recuperar as instalações de clientes cortados por inadimplência e que, ao não efetuarem a quitação dos débitos pendentes, passam a consumir energia de forma irregular. No 2T15, foram realizadas 124,9 mil visitas e 15,9 mil instalações foram recuperadas, ante 80,2 mil visitas e 12,3 mil instalações recuperadas no 2T14. No 1S15 foram realizadas 225,9 mil visitas e recuperado 25,5 mil instalações, contra 170,2 mil visitas e 26,6 mil recuperações no 1S14. A Companhia vem atuando fortemente nessa iniciativa desde 2011, tornando a recuperação destes clientes cada vez mais difícil; e
- (iii) **regularização de ligações informais (clandestinas):** no 2T15, foram regularizadas 18,9 mil ligações informais, contra 15,2 mil no 2T14. No 1S15 foram regularizadas 33,5 mil instalações, ante 26,7 mil regularizações no 1S14. Esta variação deve-se principalmente a antecipação de regularizações programadas para serem feitas no 2S15 não realizadas no 1T15 devido a mobilização das equipes de inspeção para fazerem atendimento de falta de energia ocorridos devido aos eventos climáticos severos no mês de janeiro e maior volume de chuvas em fevereiro.

No 2T15, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 59,1 milhões no resultado da Companhia e acrescentaram ao mercado faturado 145,4 GWh de energia, ante os 164,1 GWh adicionados no 2T14. No 1S15 estas iniciativas agregaram ao mercado da empresa 288,6 GWh, que correspondem a R\$ 103,7 milhões. Este montante está dividido da seguinte forma:

- (i) R\$ 39,0 milhões (116,1 GWh) no 1S15, sendo que R\$ 19,6 milhões (50,4 GWh) refere-se ao 2T15, em decorrência das inspeções de combate à fraude;
- (ii) R\$ 24,7 milhões (65,8 GWh) no 1S15, sendo que R\$ 14,2 milhões (33,6 GWh) refere-se ao 2T15, como resultado da regularização de ligações informais;
- (iii) R\$ 9,5 milhões (25,5 GWh) nos 1S15, sendo que R\$ 5,1 milhões (12,0 GWh) refere-se ao 2T15, referente à recuperação de clientes cortados; e
- (iv) R\$ 30,6 milhões (81,1 GWh) no 1S15, sendo que R\$ 18,2 milhões (43,1 GWh) refere-se ao 2T15, com outras iniciativas de combate a perdas comerciais.

Tarifa Social de Energia Elétrica

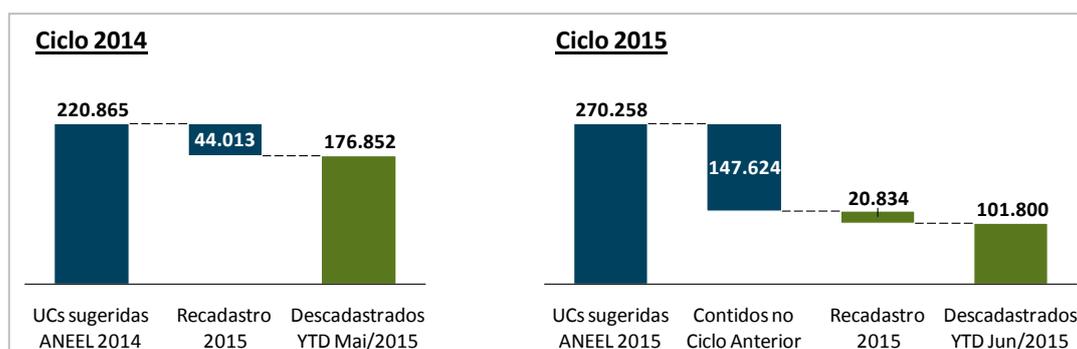
A Resolução Normativa 572/2013 de 13/08/2013, com vigência a partir de 12/12/2013, estabelece procedimento para comprovação do atendimento aos critérios de elegibilidade à concessão da Tarifa

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 a meta de clientes descadastrados de aproximadamente 221 mil nos meses de janeiro, março e maio de 2015. Após ações de atualização e recadastro pela AES Eletropaulo, esse número foi reduzido para 176.852 Unidades Consumidoras (UCs) que perderam o benefício.

Para o Ciclo 2015 (junho e julho de 2015), a ANEEL determinou 270.258 descadastramentos. Com as medidas tomadas pela AES Eletropaulo, esse número foi reduzido para 101.800 UCs, das quais 67.410 em junho.



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\$ 6.229,7 milhões no 2T15, um aumento de R\$ 3.153,9 milhões, ou 101,4%, quando comparada ao 2T14. Ajustando a receita bruta do 2T14 pelo ativo regulatório líquido⁹ no montante de R\$ 631,9 milhões, o 2T15 apresentou um incremento de R\$ 2.504,0 milhões, ou 67,2%, em comparação ao 2T14.

Esse desempenho é explicado principalmente pelo:

- (i) aumento de R\$ 1.572,0 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

⁹ 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).

ajustou os custos de Parcela A) verificadas no período compensado por menor volume de consumo;

- (ii) R\$ 511,5 milhões referentes às bandeiras tarifárias (faturado e não faturado) no 2T15;
- (iii) R\$ 306,7 milhões da venda de energia sobrecontratada no 2T15 (869 GWh); e
- (iv) aumento de R\$ 165,2 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\$ 11.206,9 milhões, um aumento de R\$ 4.918,3 milhões, ou 78,2%, quando comparada ao primeiro semestre de 2014. Para fins de comparação, se ajustarmos a receita bruta de 2014 pelo ativo regulatório líquido do período no montante de R\$ 1.056,6 milhões, o aumento da receita bruta do primeiro semestre de 2015 foi de R\$ 3.861,6 milhões, ou 52,6%, principalmente em função do:

- (i) aumento de R\$ 2.332,1 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;
- (ii) R\$ 747,1 milhões referentes às bandeiras tarifárias faturadas no primeiro semestre de 2015;
- (iii) R\$ 421,6 milhões da venda de energia sobrecontratada em 2015 (1.131 GWh); e
- (iv) aumento de R\$ 226,6 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 44,9% da receita operacional bruta no 2T15, totalizando R\$ 2.797,2 milhões, um aumento de R\$ 1.906,3 milhões quando comparado ao 2T14. Esse desempenho é explicado principalmente:

- (i) pela contabilização do novo encargo CCRBT (Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias) no valor de R\$ 511,5 milhões, referente ao total das Bandeiras Tarifárias, incluindo o montante faturado e não faturado pela Companhia;
- (ii) pelo aumento de R\$ 768,9 milhões com encargos da CDE; e
- (iii) pelo aumento de R\$ 418,5 milhões em ICMS e de R\$ 188,6 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. Assim como no 2T14, o total da taxa de fiscalização no 2T15 foi de R\$ 4,0 milhões e no acumulado dos anos de 2014 e 2015 foi de R\$ 7,9 milhões.

No acumulado do ano de 2015, a dedução da receita operacional bruta totalizou R\$ 4.619,7 milhões, representando 41,2% da receita bruta do período. O aumento de R\$ 2.784,6 milhões, ou 151,7%, em relação às deduções do primeiro semestre de 2014 é explicado, principalmente:

- (i) pela contabilização do novo encargo CCRBT (Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias) no valor de R\$ 835,1 milhões, referente ao total da Bandeira Tarifária, incluindo o montante faturado e não faturado pela Companhia
- (i) aumento de R\$ 1.017,6 milhões com encargo da CDE; e
- (ii) aumento de R\$ 614,7 milhões em ICMS e de R\$ 286,2 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\$ 3.432,5 milhões no 2T15, um aumento de R\$ 1.229,6 milhões, ou 55,8%, quando comparada ao 2T14, devido, principalmente, a:

- (i) aumento de R\$ 1.572,0 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\$ 719,1 milhões de ativo regulatório líquido que inclui R\$ 276,7 milhões do montante de bandeira tarifária não repassado à conta centralizadora;
- (iii) receita de R\$ 49,2 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\$ 80,2 milhões na amortização do passivo regulatório formado em função da postergação, pela Aneel, da data de aplicação da 3RTP - Terceira Revisão Tarifária Periódica (R\$ 100,7 milhões no 2T15 versus R\$ 180,9 milhões no 2T14).

No primeiro semestre de 2015, a Companhia registou uma receita operacional líquida de R\$ 6.587,2 milhões, 47,9% maior que os R\$ 4.453,6 milhões registrados durante o mesmo período de 2014. O aumento de R\$ 2.133,6 milhões é um reflexo, principalmente, do:

- (i) aumento de R\$ 2.332,1 milhões da receita de fornecimento devido o reajuste e as revisões tarifárias extraordinárias durante o período, compensado por um menor volume consumido durante o período;
- (ii) reconhecimento de R\$ 1.217,5 milhões de ativo regulatório líquido que inclui R\$ 353,2 milhões do montante de bandeira tarifária não repassado à conta centralizadora; e
- (iii) redução de R\$ 162,3 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 1S15 versus R\$ 363,6 milhões no 1S14); parcialmente compensados pela:
- (iv) 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\$ 3.067,1 milhões no 2T15, um aumento de 26,9% em relação ao 2T14, principalmente em função do aumento de 16,6% nos custos com energia comprada para revenda e de 822,4% nos custos com transmissão.

No 1S15, os custos e despesas operacionais, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R\$ 5.896,8 milhões, um aumento de 25,5%, ou R\$ 1.199,6 milhões, em comparação ao 1S14, principalmente em função do aumento de 19,7% nos custos de energia elétrica comprada para revenda e de 141,9% nos custos de transmissão. As principais variações estão detalhadas a seguir:

Custos e Despesas Operacionais - em R\$ milhões*	2T14	2T15	Var (%) 2T14 x 2T15	1S14	1S15	Var (%) 1S14 x 1S15
Parcela A	2.014,2	2.577,4	28,0%	3.886,3	4.897,8	26,0%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	1.981,4	2.311,2	16,6%	3.668,8	4.391,0	19,7%
Transmissão	28,9	266,1	822,4%	209,5	506,8	141,9%
Taxa de fiscalização Aneel	4,0	-	-100,0%	7,9	-	-100,0%
PMSO	402,0	489,8	21,8%	810,9	999,0	23,2%
Pessoal e Entidade de Previdência	228,0	248,6	9,0%	449,3	487,7	8,6%
Pessoal	156,6	169,8	8,5%	306,4	330,2	7,7%
Entidade de Previdência Privada	71,4	78,8	10,3%	142,9	157,6	10,3%
Materiais	10,4	10,7	3,0%	20,7	21,3	2,5%
Serviços de Terceiros	115,0	113,5	-1,3%	222,8	226,0	1,4%
Outros	48,7	117,0	140,3%	118,0	264,0	123,7%
Total	2.416,3	3.067,1	26,9%	4.697,1	5.896,8	25,5%

* Não inclui depreciação e custo de construção

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. Para fins de comparação, no 2T15, a taxa de fiscalização da Aneel não sofreu variação totalizando R\$ 4,0 milhões. No acumulado de 2015, esse custo totalizou R\$ 8,0 milhões.

Custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda

No 2T15, a despesa com energia comprada para revenda aumentou 16,6%, ou R\$ 329,8 milhões, em comparação ao 2T14, totalizando R\$ 2.311,2 milhões. Essa variação é resultado do aumento de 20,2% no preço médio da energia comprada, principalmente em função dos repasses da CDE e da Conta-ACR em 2014, e de 4,4% no volume de energia comprada (11.103 GWh no 2T15 versus 10.631 GWh no 2T14).

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

- (i) **Energia no curto prazo:** redução de R\$ 485,9 milhões em função da sobrecontratação da Companhia durante o 2T15 versus uma exposição involuntária no 2T14;
- (ii) **Leilões:** custos R\$ 216,1 milhões maiores, conforme abaixo:
 - a. **Térmicas por disponibilidade:** aumento de 14,2% do volume de energia compensado por uma redução do preço médio em 20,8%, resultando em uma redução de R\$ 251,0 milhões;
 - e
 - b. **Hídricas:** aumento de 52,1% no preço médio e de 11,5% no volume de energia comprada, totalizando um aumento de R\$ 467,2 milhões.
- (iii) **AES Tietê:** aumento de R\$ 114,2 milhões, em função do maior volume contratado em 17,6% no trimestre e do reajuste de 6,2% no preço do contrato, ocorrido em julho de 2014; e

(iv) **Itaipu:** aumento de R\$ 275,7 milhões em função do maior preço médio em 97,5% (reflexo da maior cotação do dólar entre os períodos e reajuste tarifário em dezembro de 2014), parcialmente compensado pela redução de 3,7% do volume de energia adquirido no período.

No 1S15, a despesa com energia comprada para revenda aumentou R\$ 1.214,0 milhões, ou 38,2%, em relação ao 1S14 totalizando R\$ 4.391,0 milhões. Essa variação se deu em função do aumento de 0,3% do volume de energia adquirida, de 22,074 GWh no 1S14 para 22,133 GWh, do aumento da tarifa média em 22,4% e principalmente, dos repasses de recursos da CDE e da Conta-ACR no 1S14 reduzindo as despesas do período em R\$ 1.078,7 milhões.

Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte (R\$/MWh)	2T14	2T15	Part.% 2T14	Part.% 2T15	Var (%) 2T15 x 2T14	1S14	1S15	Part.% 1S14	Part.% 1S15	Var (%) 1S15 x 1S14
AES Tietê	194,2	206,3	23,8%	25,5%	6,2%	194,2	206,3	23,7%	25,4%	6,2%
Itaipu	127,8	252,3	24,2%	21,2%	97,5%	130,2	252,0	24,0%	21,2%	93,5%
Leilão	220,7	233,6	52,1%	53,3%	5,9%	206,5	209,7	52,4%	53,4%	1,5%
Térmica	444,9	261,5	17,3%	18,0%	-41,2%	260,6	270,3	17,8%	17,8%	3,7%
Hídrica	108,8	219,4	34,7%	35,3%	101,7%	151,8	157,8	34,6%	35,6%	4,0%
Tarifa	191,9	230,6	100%	100%	20,2%	180,0	220,3	100%	100%	22%

Volume de Energia Comprada por Fonte* (GWh)	2T14	2T15	Var (%) 2T15 x 2T14	1S14	1S15	Var (%) 1S15 x 1S14
AES Tietê	2.354	2.769	17,6%	4.683	5.509	17,6%
Itaipu	2.391	2.304	-3,7%	4.742	4.587	-3,3%
Leilões	5.152	5.791	12,4%	10.363	11.578	11,7%
Térmica	1.715	1.958	14,2%	3.516	3.854	9,6%
Hídrica	3.436	3.833	11,5%	6.847	7.723	12,8%
Energia no Curto Prazo	505	0	-100,0%	1.839	0	-100,0%
Outros	229	239	4,1%	447	459	2,6%
Volume	10.631	11.103	4,4%	22.074	22.133	0,3%

* 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\$ 266,1 milhões no 2T15, um aumento de 822,4% em comparação ao 2T14. O aumento se dá principalmente pelo:

- (i) aumento de R\$ 198,6 milhões do Encargo de Serviço do Sistema - ESS, principalmente pelo efeito positivo no 2T14 de R\$ 91,6 milhões em função de um ajuste financeiro ao alívio retroativo da ESS; e
- (ii) aumento de R\$ 55,6 milhões com Encargos da Rede Básica; parcialmente compensado por:
- (iii) maior crédito com PIS/Cofins (R\$ 26,4 milhões no 2T15 versus R\$ 1,9 milhões no 2T14).

No 1S15, as despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão totalizaram R\$ 506,8 milhões, um aumento de 141,9%, ou R\$ 297,3 milhões, em comparação ao 1S14. Essa variação se deve aos maiores custos de ESS em função dos efeitos positivos referentes ao alívio retroativo registrado no 2T14 no montante de R\$ 91,6 milhões e devido ao aumento com as despesas de Rede Básica em R\$ 113,9 milhões.

PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros)

No 2T15, o PMSO reportado foi de R\$ 489,8 milhões, um aumento de 21,8% ou R\$ 87,8 milhões em comparação com o mesmo período do ano de 2014. O PMSO gerenciável da Companhia totalizou R\$ 325,3 milhões, um aumento de 8,6% em relação ao 2T14, inferior à inflação registrada no período de 8, 9%.

O primeiro semestre de 2015 apresentou um PMSO reportado de R\$ 999,0 milhões, um aumento de 23,2%, ou R\$ 188,1 milhões em comparação ao 1S14. O PMSO gerenciável do acumulado do ano totalizou R\$ 638,5 milhões, R\$ 44 milhões ou 7,4% acima do mesmo período de 2014.

As principais variações estão detalhadas a seguir:

PMSO - em R\$ milhões	2T14	2T15	1S14	1S15	Var (%) 2T14 x 2T15	Var (%) 1S14 x 1S15
Pessoal	228,0	248,6	449,3	487,7	9,0%	8,6%
Material	10,4	10,7	20,7	21,3	3,0%	2,5%
Serviços de Terceiros	115,0	113,5	222,8	226,0	-1,3%	1,4%
Outras despesas	48,7	117,0	118,0	264,0	140,3%	123,7%
PMSO - reportado	402,0	489,8	810,9	999,0	21,8%	23,2%
Entidade de Previdência Privada	71,4	78,8	142,9	157,6	10,3%	10,3%
PCLD e Baixas	24,0	35,1	33,6	71,8	46,2%	113,5%
Provisão de litígios e contingências, líquida	10,9	15,4	33,9	38,0	41,3%	11,9%
Outros	(3,9)	35,2	6,2	93,2	-994,8%	1396,1%
PMSO - excluindo não gerenciáveis	299,6	325,3	594,2	638,5	8,6%	7,4%

Pessoal

Pessoal - em R\$ milhões	2T14	2T15	1S14	1S15	Var (%) 2T15 x 2T14	Var (%) 1S15 x 1S14
Pessoal e Encargos	156,6	169,8	306,4	330,2	8,5%	7,7%
Entidade de Previdência	71,4	78,8	142,9	157,6	10,3%	10,3%
Total	228,0	248,6	449,3	487,7	9,0%	8,6%

- *Despesas com Pessoal e Encargos*

No 2T15, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 169,8 milhões, um aumento de 8,5% ou R\$ 13,3 milhões em comparação ao 2T14. Essa variação deve-se, sobretudo ao: (i) reajuste de remuneração e benefícios de R\$ 6,1 milhões em função do acordo coletivo; (ii) assistência médica em R\$ 5,4 milhões, um efeito do aumento da taxa de administração de 5,8% e inflação médica de 17,1%; e (iii) R\$ 2,3 milhões do 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.

No 1S15, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 306,4 milhões, um aumento de 7,7% ou R\$ 23,7 milhões em comparação ao mesmo período de 2014. Esse aumento se dá, principalmente, ao reajuste de remuneração e benefícios em função do acordo coletivo R\$ 9,0 milhões, e efeito de R\$ 10,9 milhões do 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 2T15, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 78,8 milhões, um aumento de 10,3% ou R\$ 7,3 milhões em comparação ao 2T14. 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 1S15, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 157,6 milhões, um aumento de 10,3% ou R\$ 14,7 milhões em comparação ao 1S14. 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 2T15, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 124,2 milhões, uma redução de 0,9%, ou R\$ 1,2 milhão, em comparação ao 2T14. Essa variação deve-se, principalmente a despesas não recorrentes de R\$1,9 milhão no 2T14 relacionadas ao Levantamento Cadastral da base de ativos em preparação à fiscalização da Base de Remuneração Regulatória da Companhia para o 4º ciclo de revisão tarifária.

No 1S15, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 247,2 milhões, um aumento de 1,5%, ou R\$ 3,7 milhões, em comparação ao primeiro semestre de 2014. Esse aumento deve-se, principalmente, a maiores despesas no 1T15 devido aos temporais que ocorreram em janeiro de 2015.

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 - em R\$ milhões	2T14	2T15	1S14	1S15	Var (%) 2T14 x 2T15	Var (%) 1S14 x 1S15
PCLD	24,0	35,1	33,6	71,8	46,2%	113,5%
Provisão de litígios e contingências	10,9	15,4	33,9	38,0	41,3%	11,9%
Demais Despesas*	13,8	66,5	50,5	154,3	383,1%	205,6%
Total	48,7	117,0	118,0	264,0	140,3%	123,7%

* Arrendamentos e alugueis, Indenizações, Perdas e Danos, Publicidade, Tarifas Bancárias, IPTU etc

No 2T15, o grupo de outras despesas operacionais totalizou R\$ 117,0 milhões, um aumento de 140,3% ou R\$ 68,3 milhões em comparação ao 2T14. Essa variação deve-se, sobretudo a:

- (i) aumento de R\$ 11,1 milhões com despesas de PCLD em função, principalmente, do aumento do faturamento médio por unidade consumidora (“ticket médio”) após o reajuste de julho/2014 e revisões tarifárias extraordinárias de 2015, além de um recebimento de fatura de R\$ 1,9 milhão no 2S14, referente a um cliente de grande porte. Para evitar um aumento de consumidores inadimplentes após os últimos aumentos tarifários, a Companhia intensificou seu 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% dos cortes diários;
- (ii) receita no 2T14 de R\$ 24,1 milhões, decorrente da alienação de um ativo na Rua Tabatinguera;
- (iii) R\$ 15,6 milhões relacionados a maiores despesas com a desativação e baixas de ativos:
 - a. R\$ 9,7 milhões devido a baixas de ativos, obrigações especiais de iluminação pública de São Lourenço, Barueri e Jandira
 - b. R\$ 2,3 milhões por uma reconsideração de baixas de ativos para fins de adequação da Base de Remuneração Regulatória da Companhia para o 4º ciclo de revisão tarifária;
 - c. R\$ 1,4 milhão devido à baixa do terreno de uma estação de distribuição, a ESD Europa.
- (iv) R\$ 13,6 milhões referentes à reclassificação de multas de DIC / FIC / DMIC de Despesas Financeiras para Outras Despesas. Esse valor é R\$ 8,9 milhões maior do que o auferido no 2T14 devido aos eventos climáticos do início de 2015.

No 1S15, o total de outras despesas operacionais foi de R\$ 264,0 milhões, um aumento de R\$ 146,0 milhões, ou 123,7% em comparação ao mesmo período de 2014. Essa variação se deve, principalmente, ao:

- (i) aumento de R\$ 38,2 milhões com despesas de PCLD em função, principalmente do:
 - a. aumento do ticket médio da Companhia após o reajuste e revisões tarifárias nos últimos 12 meses contribuindo com R\$ 9,0 milhões no aumento da PCLD no acumulado do ano;
 - b. 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;
 - c. R\$ 3,0 milhões da falência e recuperação judicial de 3 indústrias; e
 - d. reversão de R\$ 7,9 milhões devido a acordos e regularizações de prefeituras e uma instituição pública no 1S14.
- (ii) receita no 2T14 de R\$ 24,1 milhões, decorrente da alienação de um ativo na Rua Tabatinguera;
- (iii) R\$ 40,2 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\$ 33,7 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 1S14 devido os eventos climáticos do início de 2015.

EBITDA Ajustado¹⁰

No 2T15, o Ebitda Ajustado foi de R\$ 295,8 milhões, contra R\$ 326,8 milhões no 2T14. Os seguintes fatores explicam essa variação:

- (i) variação positiva de R\$ 43,1 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\$ 25,7 milhões referente ao aumento do PMSO gerenciável em função, principalmente, do reajuste de remuneração e benefícios em R\$ 6,1 milhões, maiores despesas com assistência médica em R\$ 5,4 milhões, e aprimoramento contábil no critério de rateio de mão de obra no valor de R\$ 2,3 milhões, parcialmente compensado por uma redução de R\$ 1,2 milhão com materiais e serviços;
- (iii) R\$ 11,1 milhões de maiores despesas com PCLD reflexo, principalmente, dos reajustes tarifários dos últimos 12 meses;
- (iv) R\$ 24,6 milhões referentes a uma reversão de uma provisão de contingência no 2T14;
- (v) R\$ 15,6 milhões relacionados a maiores despesas de baixas e desativação de ativos;
- (vi) receita não recorrente de R\$ 24,1 milhões em junho de 2014 referente à venda de um imóvel na Rua Tabatinguera;
- (vii) maiores despesas com multas de DIC / FIC / DMIC em função dos temporais registrados em Jan/15 no montante de R\$ 8,9 milhões já considerando o impacto de R\$ 4,7 milhões no Ebitda do 2T14.

¹⁰ Ajustes referentes ao ativo possivelmente inexistente (no 1T15 o valor é de R\$ 7,2 milhões), despesas com fundo de pensão e multas DIC/FIC/DMIC.

No primeiro semestre de 2015, o Ebitda Ajustado da Companhia foi de R\$ 589,0 milhões, uma redução de 10,7% em relação ao Ebitda Ajustado de R\$ 659,4 milhões do mesmo período de 2014. Essa variação deve-se, sobretudo, a:

- (i) variação positiva de R\$ 111,7 milhões em função do reajuste tarifário, ganhos com perdas e venda de energia sobrecontratada acima de 105% no mercado de curto prazo no 2T15, apesar do menor volume de energia consumida; compensado por
- (ii) R\$ 44,2 milhões de aumento com PMSO gerenciável em função, principalmente, do aprimoramento contábil no critério de rateio de mão de obra no montante de R\$ 10,9 milhões, R\$ 6,9 milhões de maiores despesas com materiais e serviços de terceiros devido os temporais que atingiram a área de concessão da Companhia em janeiro de 2015, reajuste de remuneração e benefícios dos colaboradores da Companhia em R\$ 9,0 milhões e maior despesa com assistência médica em R\$ 15,3 milhões;
- (iii) R\$ 38,2 milhões de maiores despesas com PCLD devido aumento tarifário e impacto não recorrente de R\$ 10,0 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\$ 24,2 milhões do aumento com provisão de litígios e contingências em função de uma reversão de provisão de contingência no montante de R\$ 24,6 milhões em junho de 2014. Essa variação considera o ajuste do montante de 2014 pela reclassificação da atualização monetária que, desde dezembro de 2014, passou a ser contabilizada como despesa financeira;
- (v) R\$ 24,1 milhões referente à venda de um ativo na Rua Tabatinguera no 2T14;
- (vi) R\$ 22,2 milhões de maiores despesas com multas de DIC / FIC / DMIC, principalmente em função dos temporais registrados no início do ano. Essa variação já considera o ajuste de reclassificação no 1S14 de R\$ 11,5 milhões.

O Ebitda reportado no 2T15 foi positivo em R\$ 217,0 milhões, ante um resultado negativo de R\$ 382,7 milhões no 2T14. Excluindo o efeito do reconhecimento de R\$ 719,1 milhões relativo ao ativo financeiro setorial mencionado no descritivo da seção Parcela A, o Ebitda reportado no 2T15 seria negativo em R\$ 502,1 milhões, R\$ 119,4 milhões menor que no 2T14, principalmente em função do:

- (i) aumento de R\$ 329,8 milhões do custo de Energia Elétrica comprada para revenda;
- (ii) R\$ 7,6 milhões em função de maiores despesas com fundo de pensão, associado à redução da taxa de desconto;
- (iii) R\$ 11,1 milhões do aumento de PCLD devido, principalmente, ao reajuste e revisões tarifárias aumentando o ticket médio do consumidor inadimplente;
- (iv) R\$ 13,5 milhões da reclassificação das multas de DIC / FIC / DMIC como Outras Despesas; compensado por
- (v) R\$ 306,7 milhões da venda de energia no mercado de curto prazo dado nível de contratação de 108,7% da Companhia no 2T15.

No 1S15, o Ebitda reportado da AES Eletropaulo é de R\$ 424,2 milhões, um aumento de R\$ 973,0 milhões em comparação ao mesmo período de 2014, devido, principalmente, a contabilização do ativo setorial líquido. Se desconsiderarmos o efeito do reconhecimento de R\$ 1.217,5 milhões do ativo setorial líquido do período, o Ebitda reportado da Companhia no 1S15 teria sido negativo em R\$ 793,3 milhões, R\$ 244,5 milhões menor que o Ebitda reportado no 1S14. Essa variação se dá, principalmente, em função de:

- (i) aumento de R\$ 722,2 milhões do custo de Energia Elétrica comprada para revenda, maior custo com encargos de Rede Básica e ONS em R\$ 350,7 milhões e R\$ 163,5 milhões de variação positiva dos Encargos do Serviço do Sistema (ESS);
- (ii) R\$ 14,7 milhões em função de maiores despesas com fundo de pensão;

- (iii) R\$ 33,7 milhões da reclassificação das multas de DIC / FIC / DMIC como Outras Despesas; compensado por
- (iv) receita de R\$ 421,6 milhões com a venda de energia no mercado de curto prazo dado nível de contratação da Companhia de 105,5% no 1S15.

RESULTADO FINANCEIRO

A Companhia registrou no 2T15 um resultado financeiro positivo em R\$ 6,1 milhões, ante um resultado financeiro negativo de R\$ 46,1 milhões no 2T14. A variação se deve, sobretudo, pela atualização do ativo financeiro da concessão. Se fizermos a reclassificação das multas de DIC / FIC / DMIC do resultado financeiro no 2T14, o resultado negativo de R\$ 46,1 milhões seria negativo em R\$ 50,8 milhões no segundo trimestre de 2014.

No 1S15, a Companhia registrou resultado financeiro negativo em R\$ 17,2 milhões, enquanto que no 1S14 o resultado financeiro foi negativo em R\$ 50,6 milhões.

Receitas Financeiras

As receitas financeiras totalizaram R\$ 155,8 milhões no 2T15, aumento de 189,9% em relação aos R\$ 53,7 milhões registrados no 2T14. Esse desempenho é explicado por:

- (i) R\$ 46,0 milhões referente ao reconhecimento do resultado financeiro associado aos ativos financeiros setoriais;
- (ii) R\$ 39,2 milhões referentes ao reconhecimento da atualização do valor justo dos ativos da concessão¹¹ (ativo financeiro da concessão); e,
- (iii) R\$ 16,6 milhões referente a multas, juros e correção monetária sobre as contas de energia elétrica em atraso.

No 1S15 a Companhia registrou uma receita financeira de R\$ 267,7 milhões, um aumento de 75,0% em relação aos R\$ 152,9 milhões registrados no acumulado do 1S14. Essa variação deve-se, principalmente a:

- (i) R\$ 50,9 milhões referentes ao reconhecimento da atualização do resultado financeiro dos ativos financeiros setoriais;
- (ii) R\$ 29,8 milhões referentes ao reconhecimento da atualização do valor justo dos ativos da concessão¹² (ativo financeiro da concessão); e,
- (iii) R\$ 21,2 milhões referentes a multas, juros e correção monetária sobre as contas de energia elétrica em atraso.

Despesas Financeiras

As despesas financeiras do 2T15 totalizaram R\$ 149,5 milhões, um aumento de 41,8% em comparação ao 2T14 (R\$ 44,1 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\$ 31,2 milhões;
- (ii) atualização monetária sobre processos judiciais e outros referente ao 2T15, no valor de R\$ 13,5 milhões, que até o 3T14 estava classificada como “Outros”, no grupo PMSO; parcialmente compensada por:

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

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

- (iii) redução de R\$ 4,7 milhões referente a multas de DIC / FIC / DMIC do 2T14 que, a partir do 1T15, passaram a ser contabilizadas como “Outros”, no grupo PMSO.

No 1S15, a Companhia registrou uma despesa financeira de R\$ 285,3 milhões, um aumento de 33,8% em relação aos R\$ 213,3 milhões registrados no 1S14. Essa variação é explicada, principalmente, pela:

- (i) aumento do saldo da dívida bruta após emissão da 16ª e 17ª debêntures em 2014 e aumento da taxa CDI, que resultou no aumento do encargo das dívidas de R\$ 57,6 milhões;
- (ii) atualização monetária sobre processos judiciais e outros referente ao 1S15, no valor de R\$ 22,1 milhões, que até o 3T14 estava classificada como “Outros”, no grupo PMSO; parcialmente compensada por:
- (iii) redução de R\$ 11,5 milhões referente a multas de DIC / FIC / DMIC do 1S14 que, a partir do 1T15, passaram a ser contabilizadas como “Outros”, no grupo PMSO.

Variações Monetárias e Cambiais Líquidas

No 2T15, as variações monetárias e cambiais líquidas apresentaram prejuízo de R\$ 0,1 milhão, contra uma receita de R\$ 5,6 milhões registrados no 2T14. 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 0,4 milhão, inferior 95,7% 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.

LUCRO LÍQUIDO

No 2T15, a Companhia reportou um lucro líquido de R\$ 48,5 milhões versus um prejuízo líquido de R\$ 354,4 milhões no 2T14. Dado que a contabilização dos ativos e passivos regulatórios deu início em dezembro de 2014, se ajustarmos o resultado de 2014 por ativos e passivos regulatórios para fins de comparação, no 2T14 a Companhia apresentou um lucro líquido de R\$ 71,8 milhões. A redução de R\$ 23,3 milhões se dá em função do:

- (i) aumento de R\$ 48,9 milhões de despesas operacionais, das quais, R\$ 20,2 milhões são compostos por despesas não recorrentes no 2T15 e reduções ou reversões não recorrentes no 2T14;
- (ii) aumento de despesas com fundo de pensão em R\$ 4,8 milhões;
- (iii) efeito positivo do resultado financeiro em R\$ 27,8 milhões em função, principalmente, do reconhecimento da atualização do valor justo dos ativos da concessão; e
- (iv) aumento de R\$ 25,8 milhões de depreciação e amortização; compensado por
- (v) aumento de R\$ 28,5 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 1S15, o lucro líquido da AES Eletropaulo foi de R\$ 95,3 milhões, um aumento de R\$ 633,1 milhões em comparação ao prejuízo líquido de R\$ 537,9 milhões no 1S14. Para ficarmos com bases comparáveis, se ajustarmos o lucro líquido do primeiro semestre de 2014 pelos ativos e passivos regulatórios do período no montante de R\$ 699,2 milhões, e o lucro líquido do 1S15 pelas parcelas da restituição do ativo possivelmente inexistente durante os primeiros oito dias de 2015, no montante de R\$ 4,8 milhões, o lucro

líquido ajustado do 1S15 foi de R\$ 100,0 milhões versus um lucro líquido do 1S14 de R\$ 161,4 milhões. Essa variação deve-se ao:

- (i) aumento de R\$ 120,2 milhões de despesas operacionais, das quais, R\$ 64,3 milhões são despesas não recorrentes no 1S15 e reduções ou reversões não recorrentes no 1S14;
- (ii) aumento de R\$ 9,7 milhões de despesas com fundo de pensão;
- (iii) efeito positivo de R\$ 25,9 milhões do resultado financeiro, devido, principalmente, do reconhecimento da atualização do valor justo dos ativos da concessão; e
- (iv) aumento de R\$ 29,8 milhões de depreciação e amortização; compensado por
- (v) aumento de R\$ 72,4 milhões devido ao reajuste tarifário em julho de 2014, ganhos com perdas e venda de energia sobrecontratada acima de 105% no mercado de curto prazo no 2T15, 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	2T14	2T15	1S14	1S15
Itens regulatórios a serem compensados em ciclos futuros	(452,3)	334,3	(673,1)	(76,4)
Itens regulatórios de ciclos anteriores	(193,4)	(822,4)	(386,4)	(838,9)
Total	(645,7)	(488,1)	(1.059,4)	(915,3)

No 2T15, os itens a serem compensados em ciclos futuros correspondem a R\$ 334,3 milhões e os itens regulatórios de ciclos anteriores correspondem a R\$ 822,4 milhões. Dessa forma, a variação dos itens regulatórios em relação à tarifa resultou em um impacto negativo de R\$ 488,1 milhões no resultado da Companhia, explicado principalmente pelo:

- (i) efeito negativo de R\$ 100,7 milhões referente à amortização da última parcela relativa à devolução do passivo regulatório formado em função da postergação, pela Aneel, da data de aplicação da 3RTP; e
- (ii) efeito negativo de R\$ 425,7 milhões referentes, a compra de energia já compensado pelo efeito da Revisão Tarifária Extraordinária no mês de março (R\$ 275,2 milhões).

No quadro abaixo, está demonstrado o resultado que seria auferido pela Companhia, caso os ativos e passivos regulatórios transitassem no seu resultado em 2T14.

Ativos e Passivos Regulatórios	2T14	2T15	1S14	1S15
Lucro líquido (Prejuízo) sem os itens regulatórios (IFRS)	(354,4)	48,5	(537,9)	95,3
(Ativos) / Passivos regulatórios - líquido de IR/CS	(426,2)		(699,2)	
Lucro Líquido (Prejuízo) incluindo itens regulatórios ¹	71,8	48,5	161,4	95,3

1- Não ajustado pela restituição do ativo possivelmente inexistente

A variação de Parcela A estimada pela Companhia a ser compensada em períodos futuros é de R\$ 1.185,8 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\$ 1.324,8 milhões (excluindo o efeito do corredor contábil no montante de R\$ 1.548,0 milhões).

Em 30 de junho de 2015, as disponibilidades da Companhia somavam R\$ 736,5 milhões, valor R\$ 481,9 milhões superior ao mesmo período de 2014.

Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 3.811,0 milhões, um aumento de 3% em relação ao 2T14. Esse aumento deve-se principalmente a:

- (i) desembolso de R\$29 milhões, referente ao 2º contrato com a FINEP;
- (ii) 16ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 350 milhões, em agosto de 2014;
- (iii) 17ª emissão de debêntures no valor de R\$ 190 milhões em janeiro de 2015;
- (iv) desembolso no valor total de R\$ 140,3 milhões referente ao FINEM, entre abril e junho de 2015;
- (iiv) postergação da amortização da 16ª emissão de debêntures para janeiro de 2016.

Parcialmente compensados pelo:

- (i) aumento de R\$ 481,9 milhões no saldo de caixa;
- (ii) pagamento da 3ª parcela de amortização do CCB com o Bradesco, no valor de R\$ 60 milhões, em novembro de 2014;
- (iii) pagamento da 1ª emissão de notas promissórias, no valor de R\$190 milhões em dezembro de 2014;
- (iv) resgate antecipado da 16ª Emissão de Debêntures no valor de R\$ 145,0 milhões em abril e junho de 2015;
- (v) pagamento da 3ª parcela de amortização da 13ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 40 milhões, em maio de 2015;

Dívida - R\$ milhões	2T14	2T15
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	2.734	3.223
Fundo de Pensão	1.223	1.325
(-) Disponibilidades ¹	255	737
Dívida Líquida	3.702	3.811
EBITDA (LTM)	(457)	1.449
Despesa com FCESP (LTM)	304	301
Ativos e Passivos regulatórios (LTM)	1.501	(463)
EBITDA Ajustado (LTM)	1.347	1.287
Despesa financeira sobre empréstimos²	(288)	(392)
Dívida Líquida²/EBITDA Ajustado	2,7	3,0
EBITDA Ajustado/Despesa financeira²	4,7	3,3

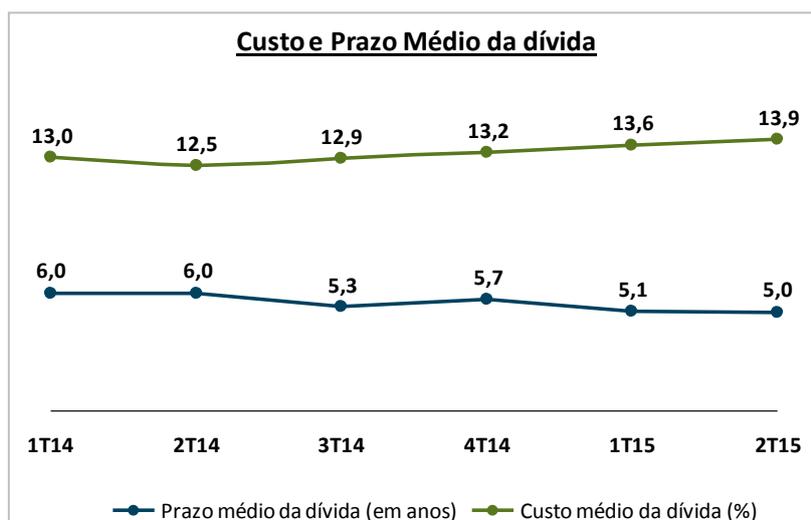
1- Caixa + Títulos e Valores Mobiliários

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

Em 30 de junho de 2014, a dívida da AES Eletropaulo atrelada ao CDI, de R\$ 2.686,8 milhões, tinha um custo médio de CDI + 1,41% a.a., e passou para R\$ 3.021,8 milhões, a um custo médio de CDI + 1,49% a.a. em 30 de junho de 2015 em função, principalmente, da 17^a emissão de debêntures e ao aditamento da 16^a emissão.

O saldo da dívida atrelada aos demais índices (principalmente IGPDI + 5,5% a.a.) em 30 de junho de 2014 era de R\$ 1.261,4 milhões. Em 30 de junho de 2015, este saldo atrelado aos demais índices passou a totalizar R\$1.514,7 milhões, ao mesmo custo médio de 2014, conforme mencionado acima.

O prazo médio da dívida em 30 de junho de 2014 era de 6 anos, patamar superior ao prazo de 5 anos, de 30 de junho de 2015.



Considerando o Ebitda previsto nos covenants¹³ dos 12 meses findos em junho de 2015, a AES Eletropaulo apresentou indicadores Dívida Líquida/Ebitda Ajustado, de 3,0x, e Ebitda Ajustado/Despesa Financeira, de 3,3x.

Os covenants da dívida para o 2T15 são:

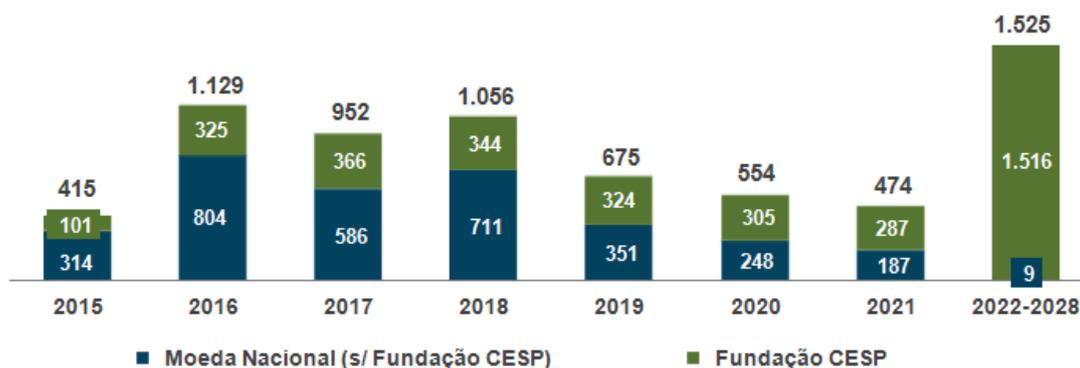
- (i) Dívida Líquida/Ebitda Ajustado não pode ser superior a 3,5x; e,
- (ii) Ebitda Ajustado/Despesa Financeira não pode ser inferior a 1,75x.

Desta forma, em 30 de junho 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

(Considera Principal + Juros)



¹³O 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 2T15, a AES Eletropaulo investiu R\$ 140,4 milhões. Do total, R\$ 112,3 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 28,1 milhões correspondem à projetos financiados pelos clientes.

Investimentos - R\$ milhões	2T14	2T15	Var (%) 2T14x2T15	1S14	1S15	Var (%) 2S14x2S15
Serviço ao Consumidor e Expansão do Sistema	76,7	59,0	-23%	163,8	112,2	-31%
Confiabilidade Operacional	55,3	35,1	-36%	75,8	60,4	-20%
Recuperação de Perdas	1,1	1,7	54%	2,2	3,7	69%
Tecnologia da Informação	6,8	10,4	53%	12,5	22,7	82%
Outros	9,3	6,0	-35%	14,4	14,3	-1%
Total (c/ recursos próprios)	149,2	112,3	-24,7%	268,7	213,3	-20,6%
Financiado pelo cliente	17,3	28,1	63%	33,5	45,0	34%
Total	166,4	140,4	-15,7%	302,2	258,4	-14,5%

Em 2015 a Companhia planeja investir R\$ 593,7 milhões. Desse montante, são previstos R\$ 522,0 milhões com recursos próprios e R\$ 71,7 milhões financiados pelos clientes.

Principais Investimentos - 2T15 e 1S15

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 2T15, R\$ 44,9 milhões foram investidos na adição de 65,3 mil novos clientes, sendo 33,8 mil novas ligações, 18,9 mil referem-se a regularizações de ligações ilegais e 12,5 mil religações, e, R\$ 14,1 milhões na expansão do sistema para a melhora da qualidade do fornecimento de energia. Continuidade 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 de Cotia, Embu, Itapeverica da Serra, Osasco, São Paulo e Taboão da Serra.

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, além de R\$ 59,9 milhões relacionados à capitalização de mão de obra própria dedicada a diversos projetos de serviços ao cliente e 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 2T15, foram investidos R\$ 35,1 milhões em projetos de manutenção preventiva e corretiva da rede em reforma de transformadores de alta tensão, manutenção de rede e linhas em atendimento de emergências e substituição de postes em mal estado e de madeira, e, modernização da subtransmissão e redes subterrâneas.

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 2T15 o montante investido em recuperação de perdas foi de R\$ 1,7 milhão. Foram realizadas 10,3 mil regularizações de irregularidades por meio de inspeções de fraude e anomalias.

Em 2015 está previsto 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 2T15 foram investidos R\$ 10,4 milhões em projetos de TI e em 2015 serão investidos um total de R\$ 29,7 milhões.

Outros - No 2T15, foram investidos R\$ 6,0 milhões em outros projetos, dos quais R\$ 2,5 milhões em equipamentos de leitura, R\$ 1,4 milhão referentes à renovação da frota de veículos, R\$ 1,0 milhão foi destinado a muros, passeios e taludes e R\$ 0,8 milhão em segurança eletrônica, entre outros investimentos.

Em 2015 serão investidos R\$ 60,3 milhões em outros projetos, R\$ 6,9 milhões em reforma e instalações, R\$ 3,7 milhões em renovação da frota de veículos, R\$ 3,0 milhões referentes a muros, passeios e taludes além de R\$ 31,3 milhões relacionados à capitalização de mão de obra própria dedicada a diversos projetos de manutenção, entre outros investimentos.

Financiado pelo Cliente - Os investimentos realizados pelos clientes totalizaram R\$ 28,1 milhões no trimestre e referem-se principalmente à conversão e remoção de redes e alteamento de linhas de alta tensão, entre outros. 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.

FLUXO DE CAIXA

Fluxo de Caixa - R\$ milhões	1T14	2T14	1S14	1T15	2T15	1S15
Saldo inicial de caixa	974	669	974	909	1124	909
Geração de caixa operacional	(11)	(38)	(49)	323	(5)	319
Investimentos	(102)	(151)	(253)	(167)	(138)	(305)
Despesa Financeira Líquida / Amortizações Líquidas	(21)	(169)	(190)	139	(223)	(84)
Despesas com Fundo de Pensão	(74)	(49)	(123)	(47)	(46)	(93)
Imposto de Renda	(45)	(2)	(47)	(36)	(7)	(43)
Caixa restrito e/ou bloqueado	(51)	(6)	(58)	4	30	34
Caixa livre	(305)	(414)	(719)	215	(388)	(173)
Saldo final de caixa	669	255	255	1.124	737	737

O fluxo de caixa gerencial é um instrumento de gestão de caixa e, no caso da AES Eletropaulo, apresenta algumas diferenças em relação aos procedimentos contábeis, que adotam regime de competência para fins de reconhecimento de resultados.

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.

Destaques do Fluxo de Caixa do 2T15 em comparação ao 2T14

A Companhia registrou aumento da geração de caixa operacional no 2T15 quando comparada ao 2T14 devido, principalmente:

- (i) R\$ 114,5 milhões em função do reajuste tarifário de 2014, da menor devolução da bolha, parcialmente compensados pela redução de mercado; compensado por
- (ii) maior custo com parcela A em R\$ 133,3 milhões, já considerando o recebimento da Bandeira Tarifária em 2015 e os aportes CDE/ACR em 2014.

Além dos fatores mencionados, houve um maior pagamento de despesas financeiras e amortizações líquidas no valor de R\$ 54,4 milhões em função do aumento do CDI e da amortização da 13ª debênture.

Destaques do Fluxo de Caixa do 1S15 em comparação ao 1S14

A Companhia registrou aumento da geração de caixa operacional no 1S15 quando comparado com o 1S14, devido, principalmente:

- (i) impacto nos custos com parcela A em R\$ 152,7 milhões, já considerando o recebimento da Bandeira Tarifária em 2015 e os aportes CDR/ACR em 2014;
- (ii) R\$ 89 milhões em função do reajuste tarifário de 2014, da menor devolução da bolha, restituição do ativo possivelmente inexistente, parcialmente compensados pela redução do mercado.

Além disso, houve um efeito positivo no caixa no valor de R\$ 105,9 milhões proveniente das despesas financeiras e amortizações líquidas em função principalmente da emissão da 17ª debênture.

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.

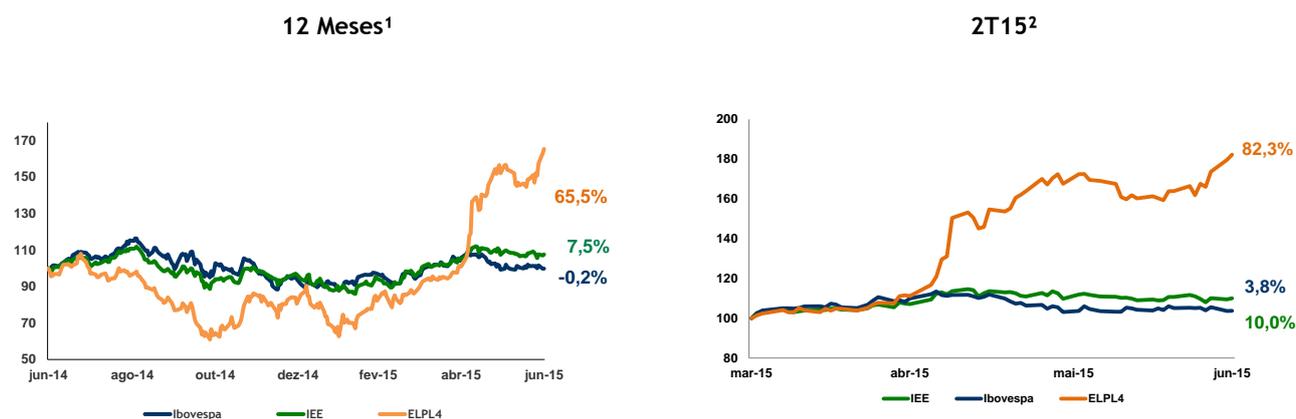
DESEMPENHO DAS AÇÕES

As ações preferenciais da AES Eletropaulo encerraram o 2T15 cotadas a R\$ 17,79, registrando alta de 82,3% no período. O IEE apresentou um aumento de 10,0%, enquanto o Ibovespa teve alta de 3,8% no período.

Durante o 2T15, as ações preferenciais da Eletropaulo foram negociadas em todos os pregões da BM&FBovespa. Os dados de liquidez mostram a realização de 214,0 mil negócios no período, média de 71,3 mil por mês, envolvendo cerca de R\$ 916 milhões em ações preferenciais, com volume financeiro médio diário de R\$ 15,0 milhões no 2T15 no mercado à vista.

Nos últimos 12 meses, as ações preferenciais da Eletropaulo apresentaram alta de 65,5% refletindo, principalmente, eventos ocorridos durante o segundo trimestre 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 alta de 7,5% e baixa de 0,2%, respectivamente.



1 - Base 100: 30/06/2014

2 - Base 100: 31/03/2015

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%

30/06/2015



Índice de Sustentabilidade Empresarial
Índice de Ações com Tag Along Diferenciado

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 2T15 houve incremento das taxas de frequência com colaboradores próprios e contratados em relação ao 2T14, resultado de pequenos eventos em termos de lesão ocorridos no período. Nenhum evento foi relacionado à interação com energia elétrica.

Um plano robusto de divulgação desses eventos vem sendo colocado em prática, por meio de “Paradas de Segurança” e a apresentação das lições aprendidas, com foco direcionado ao comportamento das equipes, percepção ativa de risco durante todo o ciclo das atividades, reforço das responsabilidades da liderança e reforço nas crenças de segurança da empresa. Além disso, o programa “Tolerância Zero” à exposição a riscos ocupacionais também está sendo revisitado.

A taxa de gravidade (TG) de acidentes com colaboradores próprios apresentou, no 2T15, melhora significativa do indicador em relação ao 2T14, refletindo que a gravidade (resultado em termos de lesão/dias perdidos) dos eventos segue com significativa redução. A TG de acidentes com contratados foi elevada devido a um incidente envolvendo atividade de construção de rede, em que um colaborador contratado sofreu uma pequena fratura.

No primeiro semestre de 2015, a empresa registrou 7 acidentes fatais totalizando 40 acidentes com a população, um aumento de 5% em relação ao mesmo período em 2014. Frente a esses resultados, a AES Eletropaulo tem reforçado suas ações com foco na população de baixa renda, por meio de palestras de segurança, Blitzes na construção civil e em filmes veiculados na mídia de massa sobre os cuidados com a 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 2T15 (62%) em relação ao 2T14 (60%). O desenvolvimento do projeto de substituição de postes de madeira, a intensificação das atividades de poda e o aumento na geração de resíduos de entulho nas obras de subestações e subterrânea são fatores que contribuíram para o aumento do índice.

A AES Eletropaulo evitou emissão¹⁴ de 9.702t de CO_{2e} 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	2T14	2T15
Zero acidente fatal com colaboradores próprios e contratados	Número de acidentes fatais	0	0	0	0
Reduzir em 10% as taxas de frequência e de gravidade com colaboradores próprios e contratados em 2015	TF próprios	4,36	4,68	4,12	6,88
	TF contratados	3,89	2,45	2,35	4,36
	TG próprios	37,64	71,00	70,00	24,00
	TG contratados	14,48	30,00	10,00	61,00
Zero acidente fatal com a população	Número de acidentes fatais	18	10	3	1
Reduzir em 10% os acidentes com a população em 2015	Número de acidentes totais	104	68	18	15
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%	62%
Reduzir as emissões de CO _{2e} 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	9.589	9.194
	GWh de perdas globais	5.139	4.966	1.117	1.114

¹⁴ Para o cálculo das emissões evitadas do 1º trimestre de 2015 foi utilizada a média dos fatores de emissão do 1º trimestre de 2014, pois até a presente data, o Governo Federal não havia publicado os valores de 2015.

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 2019¹⁵ - em 2014, esse índice foi de 78% na companhia. Para tanto, um dos principais indicadores é a rotatividade, que apresentou aumento no 2T15, alcançando 0,46%, frente a 0,54% no 2T14.

No compromisso de desenvolver seus fornecedores, a AES Eletropaulo monitora o desempenho das empresas por meio do Índice de Desenvolvimento de Fornecedores (IDF)¹⁶. No 2T15, 52,8% dos fornecedores apresentaram IDF igual ou acima de 75 (sendo que 100 é a pontuação máxima), patamar similar ao do 2T14. O IDF estabelece a obrigatoriedade da implementação de planos de ação/recuperação para os fornecedores cujo resultado da avaliação atingiu nota inferior a 70 pontos. Um comitê de avaliação toma decisões sobre planos de ação que devem ser implementados junto aos fornecedores que apresentam uma recorrência de má avaliação. Os fornecedores recebem o resultado das avaliações aberto por critério, acompanhados dos planos na íntegra.

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 do Planalto:** 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 lâmpadas fluorescentes. 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 casas de família.

- (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.

Para implantação do projeto será necessário incluir uma central de cogeração, usina solar fotovoltaica com sistemas de armazenamento de energia e modernização de equipamentos de ar-condicionado, e 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 18.882 famílias - cerca de 75 mil pessoas, número maior no 2T15 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, 54% foram realizadas no primeiro semestre do ano.

¹⁵ Meta revisada no 2T15.

¹⁶ 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.

O projeto “Recicle Mais, Pague Menos”, e as ações de eficiência energética do programa “Transformação de Consumidores em Clientes” viabilizaram a redução no 2T15 de 10.639 MWh no consumo de energia elétrica no período, frente a 12.148 MWh no 2T14.

Meta	Indicador de desempenho	1T14	2T14	1T15	2T15
Atingir índice de 82% de satisfação no ambiente de trabalho de 2015 a 2019	Rotatividade	0,59%	0,46%	0,35%	0,54%
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%	52,91%	52,80%
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	14.449	18.882
Contribuir para a redução de 240 mil MWh do consumo de energia dos clientes até 2019	MWh reduzido	10.652	12.148	10.279	10.639

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 total é inferior ao registrado no mesmo período em 2014, porque o projeto AES Eletropaulo nas Escolas de 2015 iniciará no segundo semestre.

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

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

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

A Administração da Companhia mantém seu entendimento de que seguiu as regras estabelecidas pelo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSPEE, e, portanto, 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.

ANEXOS

Consumo Cativos - GWh	2T14	2T15	Var (%)	1S14	1S15	Var (%)
Residencial	4.188,8	3.988,3	-4,8%	8.398,4	8.073,0	-3,9%
Comercial	3.107,5	3.072,5	-1,1%	6.481,7	6.390,7	-1,4%
Industrial	1.315,0	1.193,5	-9,2%	2.610,2	2.388,0	-8,5%
Demais	728,2	700,2	-3,8%	1.466,4	1.410,2	-3,8%
Total Consumo Faturado	9.339,5	8.954,6	7,6%	18.956,7	18.261,9	8,5%
Consumo Próprio	9,6	9,2	-4,1%	19,6	18,6	-5,1%
Total	9.349,1	8.963,8	-4,1%	18.976,4	18.280,5	-3,7%
Faturamento - R\$ Milhões						
Residencial	988,5	1.702,9	72,3%	1.967,7	3.047,3	54,9%
Industrial	293,1	502,2	71,3%	583,4	888,0	52,2%
Comercial	771,1	1.396,9	81,2%	1.620,8	2.509,9	54,9%
Demais	143,0	258,8	81,0%	287,9	457,6	58,9%
Total	2.195,6	3.860,7	75,8%	4.459,8	6.902,8	54,8%

Consumo Clientes Livres - GWh	2T14	2T15	Var (%)	1S14	1S15	Var (%)
Comercial	570,0	549,4	-3,6%	1.177,7	1.133,9	-3,7%
Industrial	1.299,2	1.191,9	-8,3%	2.513,1	2.338,1	-7,0%
Demais	342,9	342,3	-0,2%	683,8	688,6	0,7%
Total	2.212,2	2.083,6	-5,8%	4.374,6	4.160,6	-4,9%

Consumo Cativos - GWh ¹	2T14	2T15	Var (%)	1S14	1S15	Var (%)
Residencial	4.188,8	3.988,3	-4,8%	8.398,4	8.073,0	-3,9%
Comercial	3.107,5	3.072,5	-1,1%	6.481,7	6.390,7	-1,4%
Industrial	1.315,0	1.193,5	-9,2%	2.610,2	2.388,0	-8,5%
Demais	728,2	700,2	-3,8%	1.466,4	1.410,2	-3,8%
Mercado Cativo	9.339,5	8.954,6	-4,1%	18.956,7	18.261,9	-3,7%
Clientes Livres	2.212,2	2.083,6	-5,8%	4.374,6	4.160,6	-4,9%
Mercado Total	11.551,7	11.038,2	-4,4%	23.331,4	22.422,5	-3,9%

Consumo total (inclusive Clientes Livres) - GWh ¹	2T14	2T15	Var (%)	1S14	1S15	Var (%)
Residencial	4.188,8	3.988,3	-4,8%	8.398,4	8.073,0	-3,9%
Comercial	3.677,6	3.621,9	-1,5%	7.659,5	7.524,6	-1,8%
Industrial	2.614,2	2.385,4	-8,8%	5.123,3	4.726,1	-7,8%
Demais	1.071,1	1.042,5	-2,7%	2.150,2	2.098,8	-2,4%
Total	11.551,7	11.038,2	-4,4%	23.331,4	22.422,5	-3,9%

1- Não inclui Consumo Próprio

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD	2T14	2T15	Var (%) 2T14 x 2T15	1S14	1S15	Var (%) 1S15 x 1S14
Receita Líquida	86,2	211,6	145,4%	170,6	318,8	86,8%
GWh	2.212,2	2.083,6	-5,8%	4.374,6	4.299,5	-1,7%
Tarifa (R\$ mil / GWh)	39,0	101,5	139,6%	39,0	74,1	90,1%

Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte (R\$/MWh)	2T14	2T15	Var (%) 2T15 x 2T14	1S14	1S15	Var (%) 1S15 x 1S14
AES Tietê	194,2	206,3	6,2%	194,2	206,3	6,2%
Itaipu	127,8	252,3	97,5%	130,6	260,5	99,4%
Leilão	220,7	233,6	5,9%	196,1	211,1	7,6%
Térmica	444,9	261,5	-41,2%	351,5	271,7	-22,7%
Hídrica	108,8	219,4	101,7%	116,3	180,8	55,4%
Tarifa	191,9	230,6	20,2%	180,0	220,3	22%

Demonstração dos Resultados	2T14	2T15	Var (%) 2T15 x 2T14	1S14	1S15	Var (%) 1S15 x 1S14
Receita Bruta	3.093,8	6.229,7	101,4%	6.288,7	11.206,9	78,2%
Deduções à Receita Operacional	(890,9)	(2.797,2)	214,0%	(1.835,1)	(4.619,7)	151,7%
Receita Líquida	2.202,9	3.432,5	55,8%	4.453,6	6.587,2	47,9%
Receita Líquida (ex-Receita de construção)	2.033,5	3.284,1	61,5%	4.148,4	6.321,0	52,4%
Despesas Operacionais	(2.416,3)	(3.067,1)	26,9%	(4.697,1)	(5.896,8)	25,5%
Parcela A	(2.014,2)	(2.577,4)	28,0%	(3.886,3)	(4.897,8)	26,0%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.981,4)	(2.311,2)	16,6%	(3.668,8)	(4.391,0)	19,7%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(28,9)	(266,1)	822,4%	(209,5)	(506,8)	141,9%
Taxa de fiscalização	(4,0)	-	-100,0%	(7,9)	-	-100,0%
PMSO	(402,0)	(489,8)	21,8%	(810,9)	(999,0)	23,2%
Pessoal	(156,6)	(169,8)	8,5%	(306,4)	(330,2)	7,7%
Entidade de Previdência Privada	(71,4)	(78,8)	10,3%	(142,9)	(157,6)	10,3%
Materiais	(10,4)	(10,7)	3,0%	(20,7)	(21,3)	2,5%
Serviços de Terceiros	(115,0)	(113,5)	-1,3%	(222,8)	(226,0)	1,4%
PCLD	(24,0)	(35,1)	46,2%	(33,6)	(71,8)	113,5%
(Provisão) Reversão para contingências	(10,9)	(15,4)	41,3%	(33,9)	(38,0)	11,9%
Outros custos	(13,8)	(66,5)	383,1%	(50,5)	(154,3)	205,6%
Custo de construção	(169,4)	(148,4)	-12,4%	(305,2)	(266,2)	-12,8%
EBITDA	(382,7)	217,0	-156,7%	(548,7)	424,2	-177,3%
Desp. Passivo - FCESP	71,4	78,8	10,3%	142,9	157,6	10,3%
Ativos e Passivos Regulatórios	631,9	-	N.D.	1.056,6	-	N.D.
EBITDA Ajustado (Covenants)	320,6	295,8	-7,7%	650,8	581,8	-10,6%
Depreciação e Amortização	(108,4)	(147,6)	36,1%	(215,4)	(260,5)	20,9%
Receitas Financeiras	34,7	139,2	301,1%	71,3	235,3	230,0%
Despesas Financeiras	(100,7)	(139,3)	38,4%	(203,3)	(265,0)	30,3%
Var. Cambial/Mont. (Liq.)	19,8	6,3	-68,2%	81,4	12,5	-84,6%
Resultado Financeiro	(46,1)	6,1	-113,3%	(50,6)	(17,2)	-66,0%
Resultado antes da Tributação	(537,3)	75,5	-114,1%	(814,8)	146,5	-118,0%
Imposto de Renda e Contribuição Social	182,9	(27,1)	-114,8%	276,9	(51,2)	-118,5%
Lucro (prejuízo) Líquido	(354,4)	48,5	-113,7%	(537,9)	95,3	-117,7%

Receita Operacional Bruta - R\$ milhões	2T14	2T15	Var (%) 2T14 x 2T15	1S14	1S15	Var % 1S14 x 1S15
Residencial	1.257,4	1.934,7	53,9%	2.503,0	3.588,9	43,4%
Comercial	944,5	1.552,9	64,4%	1.990,3	2.822,3	41,8%
Industrial	357,2	548,0	53,4%	712,1	986,3	38,5%
Rural	0,8	0,9	14,9%	1,6	1,7	4,3%
Poder Público	85,3	138,1	61,8%	172,5	250,4	45,2%
Iluminação Pública	39,4	60,6	53,7%	77,6	110,8	42,8%
Serviço Público	39,0	60,5	55,2%	81,3	110,1	35,5%
Bandeira Tarifária		489,2	N.D		747,1	N.D
Total de Fornecimento	2.723,6	4.784,8	75,7%	5.538,4	8.617,6	55,6%
Energia no Curto Prazo	-	306,7	N.D	-	421,6	N.D
Não Faturado	(7,9)	(32,5)	311,3%	8,3	234,9	2723,0%
Dif. de alíquota - PIS/Cofins - Consumidor	4,0	(30,8)	-870,2%	(2,6)	(81,2)	3068,6%
Rec. Disponibilidade da Rede Elétrica (TUSD)	93,0	258,2	177,7%	187,7	396,8	111,4%
Receita de Ultrapassagem de Demanda e Excedente Reativa	(18,1)	(20,4)	12,5%	(40,3)	(45,9)	13,8%
Ressarcimento - leilões de energia	56,5	-	-100,0%	127,9	-	-100,0%
Subvenção recursos CDE	40,9	59,7	45,9%	101,0	114,5	13,3%
Receita de Construção	169,4	148,4	-12,4%	305,2	266,2	-12,8%
Ativo (Passivos) Financeiros Setoriais	-	719,1	N.D	-	1.217,5	N.D
Outros	32,4	36,6	13,0%	63,1	64,8	2,7%
Total Outros	370,2	1.444,9	290,3%	750,3	2.589,4	245,1%
Total Receita Bruta	3.093,8	6.229,7	101,4%	6.288,7	11.206,9	78,2%
Deduções do Resultado Bruto			N.D			N.D
ICMS por classe			N.D			N.D
Residencial	(269,0)	(448,6)	66,8%	(534,8)	(824,6)	54,2%
Comercial	(175,3)	(322,7)	84,1%	(371,3)	(570,6)	53,7%
Industrial	(65,2)	(112,7)	72,9%	(129,9)	(198,8)	53,1%
Rural	(0,0)	(0,1)	61,2%	(0,1)	(0,1)	-5,7%
Poder Público	(9,3)	(16,8)	81,1%	(18,8)	(30,1)	60,3%
Iluminação Pública	(7,1)	(13,0)	83,7%	(13,9)	(23,0)	65,4%
Serviço Público	(6,1)	(10,5)	71,0%	(12,5)	(18,3)	46,1%
Outros	(16,8)	(42,7)	154,9%	(33,2)	(63,7)	91,9%
Total ICMS por classe	(548,7)	(967,1)	76,3%	(1.114,5)	(1.729,2)	55,2%
Encargos do Consumidor - ECE	(0,0)	(0,0)	-63,0%	(0,0)	(0,0)	-33,9%
Encargos do Consumidor - RGR	-	-	N.D	-	-	N.D
Encargos do Consumidor - PROINFA	(7,7)	(13,4)	75,1%	(15,2)	(23,4)	54,1%
Encargos Consumidor - Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	(21,1)	(30,1)	43,0%	(45,0)	(59,8)	32,9%
Encargos Consumidor - CCC	-	-	N.D	-	-	N.D
Encargos Consumidor - CDE	(55,7)	(824,6)	1381,3%	(111,3)	(1.128,9)	914,0%
Encargos do Consumidor - Energia Livre	-	-	N.D	-	-	N.D
Encargos do Consumidor - Bandeira Tarifária	-	(511,5)	N.D	-	(835,1)	N.D
Outros (PIS, Cofins e ISS)	-257,8	(446,4)	73,2%	(549,1)	(835,3)	52,1%
Taxa de Fiscalização Aneel		(4,0)	N.D		(8,0)	N.D
Total Outras	(342,2)	(1.830,0)	434,8%	(720,6)	(2.890,5)	301,1%
Receita Líquida	2.202,9	3.432,5	55,8%	4.453,6	6.587,2	47,9%

Encargos Uso Sistema de Transmissão e Distribuição R\$ Milhões	2T14	2T15	Var (%) 1T15 x 1T14	1S14	1S15	Var (%) 1S15 x 1S14
Rede Básica e ONS	118,0	174,8	50,4%	234,9	350,7	49,3%
Encargos do Serviço do Sistema - ESS	(105,0)	93,7	9,4%	(41,1)	163,5	-497,7%
Transporte Itaipu / Outros	8,1	14,2	15,2%	15,9	23,2	45,8%
CUSD	2,1	1,6	-18,0%	4,1	3,2	-20,7%
Conexão	7,6	8,3	8,8%	15,2	16,5	9,0%
(-) Créditos - PIS/COFINS	(1,9)	(26,4)	36,4%	(19,5)	(50,4)	158,6%
Total	28,9	266,1	33,2%	209,5	506,8	141,9%

Custos e Despesas Operacionais - em R\$ milhões*	2T14	2T15	Var (%) 2T14 x 2T15	1S14	1S15	Var (%) 1S14 x 1S15
Parcela A	2.014,2	2.577,4	28,0%	3.886,3	4.897,8	26,0%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	1.981,4	2.311,2	16,6%	3.668,8	4.391,0	19,7%
Transmissão	28,9	266,1	822,4%	209,5	506,8	141,9%
Taxa de fiscalização Aneel	4,0	-	-100,0%	7,9	-	-100,0%
PMSO	402,0	489,8	21,8%	810,9	999,0	23,2%
Pessoal e Entidade de Previdência	228,0	248,6	9,0%	449,3	487,7	8,6%
Pessoal	156,6	169,8	8,5%	306,4	330,2	7,7%
Entidade de Previdência Privada	71,4	78,8	10,3%	142,9	157,6	10,3%
Materiais	10,4	10,7	3,0%	20,7	21,3	2,5%
Serviços de Terceiros	115,0	113,5	-1,3%	222,8	226,0	1,4%
Outros	48,7	117,0	140,3%	118,0	264,0	123,7%
Total	2.416,3	3.067,1	26,9%	4.697,1	5.896,8	25,5%

Pessoal - em R\$ milhões	2T14	2T15	Var (%) 2T15 x 2T14	1S14	1S15	Var (%) 1S15 x 1S14
Pessoal e Encargos	156,6	169,8	8,5%	306,4	330,2	7,7%
Entidade de Previdência	71,4	78,8	10,3%	142,9	157,6	10,3%
Total	228,0	248,6	9,0%	449,3	487,7	8,6%

Pessoal - em R\$ milhões	2T14	2T15	Var (%) 2T15 x 2T14	1S14	1S15	Var (%) 1S15 x 1S14
Pessoal e Encargos	140,1	151,4	8,1%	269,5	295,7	9,7%
Provisionamento de PLR	16,5	18,4	11,4%	36,9	34,5	-6,8%
Entidade de Previdência	71,4	78,8	10,3%	142,9	157,6	10,3%
Contribuição como patrocinadora	2,0	1,8	-11,9%	4,1	3,7	-10,7%
Desp. Passivo - FCESP	69,4	77,0	10,9%	138,8	153,9	10,9%
Total	228,0	248,6	9,0%	449,3	487,7	8,6%

Resultado Financeiro - R\$ milhões	2T14	2T15	Var (%)	1S14	1S15	Var (%)
Resultado Financeiro	(46,1)	6,1	-113,3%	(50,6)	(17,2)	-66,0%
Receita Financeira	53,7	155,8	189,9%	152,9	267,7	75,0%
Renda de aplicações financeiras	11,2	18,1	61,4%	30,8	41,3	34,2%
Multas sobre contas de energia elétrica em a	15,4	25,9	67,6%	30,7	44,5	45,1%
Atualização monetária e juros sobre contas c	15,1	21,3	40,8%	29,2	36,6	25,3%
Multas contratuais	1,0	1,9	86,6%	2,4	2,9	19,8%
Subvenções governamentais	0,4	0,6	73,7%	0,7	1,2	71,4%
Atualização do ativo financeiro da concessão	(2,0)	37,2	-1992,4%	37,3	67,2	80,0%
Atualização de créditos tributários	0,5	0,0	-95,4%	0,8	0,0	-93,6%
Atualização monetária dos depósitos judiciais	5,9	8,2	38,2%	15,1	15,9	4,8%
Receita financeira da alienação de imóvel	-	(2,9)	0,0%	-	0,9	0,0%
Atualização monetária de ativos financeiros :	-	46,0	0,0%	-	50,9	0,0%
Outras receitas financeiras	6,2	(0,5)	-108,2%	5,9	6,2	5,2%
Despesa Financeira	(105,4)	(149,5)	41,8%	(213,3)	(285,3)	33,8%
Encargo de dívidas - empréstimos moeda naci	(83,5)	(114,7)	37,4%	(166,1)	(223,7)	34,7%
Subvenções governamentais	(0,4)	(0,6)	73,7%	(0,7)	(1,2)	71,4%
Atualização monetária de P&D e eficiência er	(1,2)	(1,4)	15,1%	(2,3)	(2,6)	13,7%
Juros capitalizados transferidos para o intan	1,2	2,3	96,4%	3,5	4,1	15,9%
Multas moratórias, compensatórias e sancion	(0,8)	(1,8)	116,0%	1,1	(2,8)	-354,4%
Processos regulatórios	(0,9)	-	-100,0%	(7,9)	-	-100,0%
DIC/FIC/DMIC/DICRI	(4,7)	-	-100,0%	(11,5)	-	-100,0%
Cartas de fiança e seguros garantia	(7,3)	(8,3)	13,3%	(12,7)	(14,8)	16,4%
Atualização monetária de processos judiciais	-	(13,5)	0,0%	-	(22,1)	0,0%
Atualização monetária - Energia livre	(1,7)	(2,3)	33,2%	(3,3)	(4,4)	31,2%
Outras despesas financeiras	(6,0)	(9,2)	53,2%	(13,4)	(17,8)	33,3%
Variação Cambial	5,6	(0,1)	-102,6%	9,7	0,4	-95,7%
Itaipu	5,7	-	-100,0%	10,0	-	-100,0%
Outras variações cambiais	(0,1)	(0,1)	27,9%	(0,2)	0,4	-279,8%

Balço Patrimonial	2T14	2T15	Var (%)	1S14	1S15	Var (%)
Ativo Total	10.386,2	12.662,0	21,9%	10.386,2	12.662,0	21,9%
Ativo Circulante	2.012,7	4.236,3	110,5%	2.012,7	4.236,3	110,5%
Caixa e equivalentes de caixa	29,7	155,4	422,7%	29,7	155,4	422,7%
Investimentos de curto prazo	224,9	581,1	158,4%	224,9	581,1	158,4%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	1.211,4	2.159,8	78,3%	1.211,4	2.159,8	78,3%
Imposto de renda e contribuição social compensável	65,5	51,8	-21,0%	65,5	51,8	-21,0%
Outros tributos compensáveis	113,1	109,2	-3,4%	113,1	109,2	-3,4%
Devedores diversos	12,8	12,5	-2,5%	12,8	12,5	-2,5%
Contas a receber - acordos	83,4	84,5	1,4%	83,4	84,5	1,4%
Outros créditos	168,0	196,0	16,7%	168,0	196,0	16,7%
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Almoxarifado	73,5	62,2	-15,3%	73,5	62,2	-15,3%
Despesas pagas antecipadamente	30,5	33,0	8,2%	30,5	33,0	8,2%
Ativo financeiro setorial, líquido	-	790,8	0,0%	-	790,8	0,0%
Ativo Não Circulante	8.373,5	8.425,6	0,6%	8.373,5	8.425,6	0,6%
Outros tributos compensáveis	53,4	35,3	-33,9%	53,4	35,3	-33,9%
Imposto de renda e contribuição social diferida	612,7	496,4	-19,0%	612,7	496,4	-19,0%
Cauções e depósitos vinculados	438,7	442,9	0,9%	438,7	442,9	0,9%
Contas a receber - acordos	31,1	14,8	-52,4%	31,1	14,8	-52,4%
Outros créditos	39,9	87,2	118,8%	39,9	87,2	118,8%
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Ativo financeiro da concessão	1.631,5	1.784,3	9,4%	1.631,5	1.784,3	9,4%
Ativo financeiro setorial, líquido	-	394,9	0,0%	-	394,9	0,0%
Investimento	8,8	12,2	39,7%	8,8	12,2	39,7%
Imobilizado, líquido	12,3	10,0	-18,2%	12,3	10,0	-18,2%
Intangível	5.545,2	5.147,5	-7,2%	5.545,2	5.147,5	-7,2%

Balço Patrimonial	2T14	2T15	Var (%)	1S14	1S15	Var (%)
Passivo Total	10.386,2	12.662,0	21,9%	10.386,2	12.662,0	21,9%
Passivo Circulante	2.476,2	4.050,7	63,6%	2.476,2	4.050,7	63,6%
Fornecedores	1.348,3	1.763,5	30,8%	1.348,3	1.763,5	30,8%
Empréstimos e financiamentos	69,6	89,7	28,8%	69,6	89,7	28,8%
Debêntures	71,3	474,3	565,3%	71,3	474,3	565,3%
Arrendamento financeiro	3,2	2,8	-13,3%	3,2	2,8	-13,3%
Subvenções governamentais	1,3	2,5	86,9%	1,3	2,5	86,9%
IRCS a pagar	54,8	43,8	-20,0%	54,8	43,8	-20,0%
Outros tributos a pagar	271,2	486,0	79,2%	271,2	486,0	79,2%
Dividendos e JSCP a pagar	78,7	3,9	-95,1%	78,7	3,9	-95,1%
Obrigações estimadas	105,0	104,1	-0,9%	105,0	104,1	-0,9%
Obrigações sociais e trabalhistas	1,8	2,9	61,9%	1,8	2,9	61,9%
Encargos tarifários e do consumidor a recolher	29,6	656,1	2115,8%	29,6	656,1	2115,8%
Provisão para processos judiciais e outros	177,6	170,5	-4,0%	177,6	170,5	-4,0%
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	45,0	46,8	3,9%	45,0	46,8	3,9%
Outras obrigações	218,7	204,0	-6,7%	218,7	204,0	-6,7%
Passivo Não Circulante	5.618,0	5.947,6	5,9%	5.618,0	5.947,6	5,9%
Empréstimos e financiamentos	497,5	577,6	16,1%	497,5	577,6	16,1%
Debêntures	2.082,7	2.070,1	-0,6%	2.082,7	2.070,1	-0,6%
Arrendamento financeiro	9,8	8,2	-16,5%	9,8	8,2	-16,5%
Subvenções governamentais	3,0	9,3	206,4%	3,0	9,3	206,4%
Obrigações com entidade de previdência privada	2.563,0	2.872,8	12,1%	2.563,0	2.872,8	12,1%
Provisão para processos judiciais e outros	300,9	312,9	4,0%	300,9	312,9	4,0%
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	16,3	19,7	20,9%	16,3	19,7	20,9%
Obrigações estimadas	0,4	0,6	51,8%	0,4	0,6	51,8%
Reserva de reversão	66,1	66,1	0,0%	66,1	66,1	0,0%
Outras obrigações	78,4	10,2	-86,9%	78,4	10,2	-86,9%
Patrimônio Líquido	2.292,1	2.663,7	16,2%	2.292,1	2.663,7	16,2%
Capital social	1.257,6	1.257,6	0,0%	1.257,6	1.257,6	0,0%
Reserva de capital	18,7	19,8	6,1%	18,7	19,8	6,1%
Outros resultados abrangentes/ajustes de avaliação	369,7	137,5	-62,8%	369,7	137,5	-62,8%
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	(499,7)	132,4	-126,5%	(499,7)	132,4	-126,5%

Endividamento			
R\$ Milhões	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
Lei 7976/89	0,0	0,0	0,0
Resolução 96/93 (Bib's)	0,00	0,00	0,00
Subtotal	0,0	0,0	0,0
Moeda Local - R\$ milhões	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
DEBÊNTURES - 9ª Emissão	83,8	171,5	255,3
DEBÊNTURES - 11ª Emissão	3,7	198,7	202,5
DEBÊNTURES - 13ª Emissão	43,7	275,7	319,4
DEBÊNTURES - 14ª Emissão	5,8	591,5	597,3
DEBÊNTURES - 15ª Emissão	17,7	742,9	760,6
DEBÊNTURES - 16ª Emissão	208,2	0,0	208,2
DEBÊNTURES - 17ª Emissão	111,4	89,8	201,2
CCB - Bradesco	63,4	414,1	477,4
BNDES - Finame	1,4	0,0	1,4
FINEP - 1o Protocolo	6,1	22,4	28,5
FINEP - 2o Protocolo	0,1	29,4	29,5
BNDES - Subcredito A	7,5	46,4	53,9
BNDES - Subcredito B	8,6	46,4	55,0
BNDES - Subcredito C	2,6	15,8	18,3
BNDES - Subcredito E	2,2	12,6	14,8
Outros	0,3	0,0	0,3
Leasing	2,8	8,2	11,0
Subvenções Governamentais	-2,5	-9,3	-11,8
Subtotal	566,8	2.656,0	3.222,7
Fundação Cesp - Confissão de Dívida	29,0	595,2	624,2
Fundação Cesp - Ajuste de Reserva Matemática	159,1	2.089,5	2.248,6
Fundação Cesp - Custo Atuarial	0,0	0,0	0,0
Total Fundação CESP	188,1	2.684,7	2.872,8
Total com Fundação CESP	754,9	5.340,6	6.095,5

Ativos e Passivos Regulatórios

Ativo (R\$ mil)	2014/2015	2015/2016	Total
Circulante	2.241.229	-	2.241.229
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	566.052	-	566.052
Conta de Consumo de Combustível - CCC	-	-	-
Energia Itaipu - custo/variação cambial	217.937	-	217.937
Transporte de energia - Itaipu	8.037	-	8.037
Transporte de energia pela rede básica	31.200	-	31.200
Compra de energia elétrica	1.364.500	-	1.364.500
Proinfa	418	-	418
Revisão Tarifária 3º ciclo - Ajuste da base de remuneração	-	-	-
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	-	-	-
Efeito Neutralidade	20.083	-	20.083
Outros componentes financeiros	33.002	-	33.002
Não-Circulante	56.836	1.085.529	1.142.365
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	496.507	496.507
Transporte de energia pela rede básica	-	4.086	4.086
Energia Itaipu - custo/variação cambial	-	259.955	259.955
Proinfa	-	28.584	28.584
Compra de energia elétrica	-	-	-
Transporte de energia - Itaipu	56.836	276.475	333.311
Efeito Neutralidade	-	576	576
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	-	-	-
Outros componentes financeiros	-	19.346	19.346
Total do Ativo	2.298.065	1.085.529	3.383.594
PASSIVO (R\$ mil)	2014/2015	2014/2015	Total
Circulante	(1.450.395)	-	(1.450.395)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	-
Energia Itaipu - custo/variação cambial	(1.190)	-	(1.190)
Encargos do serviço do sistema - ESS	(472.663)	-	(472.663)
Proinfa	(10.934)	-	(10.934)
Transporte de energia - Itaipu	-	-	-
Efeito Neutralidade	-	-	-
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	(478.824)	-	(478.824)
Revisão Tarifária Extraordinária - RN ANEEL 1.858/2015	(486.685)	-	(486.685)
Revisão Tarifária - Fator Xe	-	-	-
Postergação Revisão Tarifária 2011	-	-	-
Revisão Tarifária - Universalização	-	-	-
Outros componentes financeiros	(99)	-	(99)
Não-circulante	-	(747.430)	(747.430)
Encargos do serviço do sistema - ESS	-	-	-
Proinfa	-	-	-
Revisão Tarifária Extraordinária - RN ANEEL 1.858/2015	-	(618.187)	(618.187)
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	-	(129.243)	(129.243)
Outros componentes financeiros	-	-	-
Total do Passivo	(1.450.395)	(747.430)	(2.197.825)
Total Geral - Líquido	847.670	338.099	1.185.769

Impacto dos Ativos e Passivos Regulatórios na DRE	2T14	2T15 ¹	1S14	1S15 ¹
Receita Líquida	(72,4)	(719,1)	(352,1)	(1.217,5)
Despesas Operacionais	(370,7)	276,7	(704,5)	353,2
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(366,4)	276,7	(696,9)	353,2
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(4,3)	-	(7,7)	-
EBITDA	(631,9)	(442,4)	(1.056,6)	(864,4)
Receitas Financeiras	(41,2)	(91,1)	(68,0)	(133,5)
Despesas Financeiras	27,4	45,4	65,2	82,6
Resultado Financeiro	(13,8)	(45,6)	(2,8)	(50,9)
Resultado antes dos Tributos	(645,7)	(488,1)	(1.059,5)	(915,3)
Lucro (prejuízo) Líquido	(645,7)	(488,1)	(1.059,5)	(915,3)

1 - Ativos e Passivos Regulatórios reconhecidos nos resultados de 2015

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.