

EBITDA de R\$ 207,2 milhões no 1T15

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

O 1T15 foi marcado pela revisão tarifária extraordinária e a introdução e aumento das bandeiras tarifárias, com a finalidade de amenizar os impactos na variabilidade do fluxo de caixa das Distribuidoras. Adicionalmente, pelas iniciativas da Companhia para recuperar os níveis do FEC e DEC, fortemente impactados pelos eventos climáticos severos ocorridos em dezembro de 2014 e janeiro de 2015.

Neste contexto, o índice FEC foi de 3,21 vezes, uma redução de 26,5% e 17,7% em relação ao 1T14 e 4T14, respectivamente. O DEC atingiu 9,08 horas, um valor 7,8% e 2,5% superior ao 1T14 e 4T14, respectivamente.

As perdas apresentaram redução de 0,8 p.p., e fecharam o acumulado dos últimos 12 meses em 9,3%.

O fraco desempenho da economia e redução das temperaturas médias no período foram fatores preponderantes para justificar o desempenho dos mercados cativo e livre da concessão, quando comparados ao 1T14. Tais mercados sofreram redução de -3,2% e -4,0%, respectivamente.

Contudo, a receita líquida da Companhia apresentou crescimento de 40,3% quando comparada ao 1T14, totalizando R\$ 3,2 bilhões, em função do reconhecimento de ativos/passivos regulatórios no valor de R\$ 499 milhões e aos ajustes tarifários no período.

Os custos e despesas operacionais do 1T15 foram superiores em 24,2% ao 1T14 reflexo do maior custo com compra de energia, provisão para créditos de liquidação duvidosa (PCLD) e baixas não recorrentes registradas no período. O PMSO gerenciável, por sua vez, totalizou R\$ 313 milhões valor superior em 6,3% ao registrado no 1T14, no entanto, inferior a inflação do período de 8% 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\$ 293,2 milhões e R\$ 51,6 milhões, respectivamente.

A AES Eletropaulo investiu R\$ 118 milhões no trimestre direcionados, em sua maioria, às áreas de serviços ao cliente e confiabilidade operacional.

Teleconferência de resultados

11.05.2015
 10h00 (BR) e 09h00 (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 1T15	02
Contexto Setorial	03
Desempenho Operacional	08
Desempenho Financeiro	15
Ativos e Passivos regulatórios	21
Endividamento	22
Investimentos	24
Fluxo de Caixa	26
Mercado de Capitais	26
Desempenho Socioambiental	28
Outros Eventos	31
Anexos	33
Glossário	41

R\$ milhões	1T14	1T15	Var (%)
Receita Líquida	2.250,7	3.158,7	40,3%
Despesas Operacionais ¹	(2.280,9)	(2.833,6)	24,2%
EBITDA ajustado ²	323,4	293,2	-9,3%
Margem EBITDA Ajustado	14,4%	9,3%	-1,9 p.p.
EBITDA	(166,0)	207,2	-224,8%
Margem EBITDA	-7,4%	6,6%	+14,0 p.p.
Lucro (Prejuízo) Líquido Ajustado ³	89,6	51,6	-42,5%
Lucro (Prejuízo) Líquido	(183,5)	46,8	125,5%
Patrimônio Líquido (PL)	2.646,2	2.614,9	-1,2%
Investimentos (Capex)	135,8	117,9	-13,2%

1 - Não inclui depreciação

2 - EBITDA ajustado pelas despesas com FCesp, ativos e passivos regulatórios e ativo possivelmente inexistente

3 - Lucro (prejuízo) líquido ajustado por ativos e passivos regulatórios e ativo possivelmente inexistente

Indicadores	1T14	1T15	Var
Dívida Líquida ⁴ (R\$ milhões)	3.344,3	3.501,2	4,7
Dívida Líquida ⁴ / PL (vezes)	1,3	1,3	
Dívida Líquida ⁴ / EBITDA Ajustado ⁵ (vezes)	2,6 x	2,7 x	
EBITDA Ajustado ⁶ / Desp. Fin. Sobre Empréstimos (vezes)	5,2 x	3,6 x	
Dados operacionais	1T14	1T15	Var
Mercado Total (GWh)	11.384,3	11.779,7	3,5
Tarifa Média (R\$/GWh) ⁶	168,0	210,0	25,0
Funcionários	6.266	6.222	-0,7
Unidades Consumidoras / Funcionários	1.069	1.089	1,9

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

5 - 12 meses

6 - Tarifa Média Líquida (R\$/MWh)

ELPL4: R\$ 14,68 (08/05/2015)

VALOR DE MERCADO: R\$ 2.457 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 820 milhões

DESTAQUES 1T15

Operacional

- ↑ Perdas totais de 9,3% no 1T15, redução de 0,83 p.p. em relação ao 1T14
- ↑ Índice FEC obteve redução de 26,5%, para 3,21 vezes no acumulado dos últimos 12 meses
- ↓ DEC de 9,08 horas no acumulado dos últimos 12 meses contados a partir de mar/15, aumento de 7,8% em relação aos últimos 12 meses do 1T14
- ↑ Investimentos totalizaram R\$ 118 milhões no 1T15

Financeiro

- ↑ Receita bruta registrada no trimestre foi de R\$ 4.977 milhões, alta de 55,8% em relação ao 1T14, com R\$ 115 milhões de venda de energia no curto prazo e R\$ 307 milhões relacionados à bandeira tarifária e redução de perdas
- ↑ Ajustando pelo efeito do ativo regulatório líquido, a receita bruta do trimestre atingiu R\$ 4.478 milhões, um incremento de 40,2% em comparação aos R\$ 3.194 milhões registrados no 1T14
- ↓ PMSO de R\$ 509 milhões no 1T15, um aumento de 24,6% em relação ao 1T14
- ↑ Ebitda reportado no 1T15 de R\$ 207 milhões vs. um Ebitda negativo de R\$ 166 milhões no 1T14
 - Ebitda ajustado¹ de R\$ 293 milhões no 1T15 vs. R\$ 323 milhões em 1T14
- ↑ O Lucro líquido reportado no trimestre foi de R\$ 47 milhões, ante prejuízo de R\$ 183 milhões no 1T14
 - Lucro líquido ajustado¹ de R\$ 52 milhões no 1T15 e de R\$ 90 milhões no 1T14

Regulatório

- ↑ Audiência Pública nº 07/2015 de Fevereiro de 2015 definiu a metodologia simplificada para o Reajuste Tarifário Extraordinário - RTE que resultou na publicação de nova tarifa para as distribuidoras em março de 2015
- ↑ Revisão do mecanismo de Bandeiras Tarifárias em Fevereiro de 2015 com alteração no valor das Bandeiras amarelas e vermelhas, que passaram de R\$ 15,00/MWh e R\$ 30,00/MWh, para R\$ 25,00/MWh e R\$ 55,00/MWh, respectivamente, a partir de 2 de Março, bem como criação da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária (CCRBT), responsável pela contabilização dos recursos obtidos por esse mecanismo
- ↑ Divulgação da Metodologia do 4º ciclo de Revisão Tarifária. Audiência Pública aberta em 06 de Maio para contribuições acerca da revisão da Companhia. Parâmetros e metodologia do 4º ciclo para AES Eletropaulo mostram o benefício do realismo tarifário

Socioambiental

- ↑ Nas comunidades onde atua, a AES Eletropaulo regularizou ligações elétricas de 14,5 mil famílias no 1T15 vs. 11,5 mil famílias no 1T14
- ↓ No 1T15 houve incremento das taxas de frequência de acidentes com colaboradores próprios (64%) e contratados (108%) em relação ao 1T14, resultado de eventos de pequena significância em termos de lesão
- ↑ A taxa de gravidade com colaboradores próprios apresentou, no 1T15, melhora significativa do indicador em relação a 1T14, passando de 55 para 26
- ↑ O índice de reciclagem, reaproveitamento e reutilização de resíduos atingiu 58%, superior ao índice do 1T14 (54%)

Satisfação ao cliente

- ↑ Ranking Estadual Procon: evoluímos da 21ª posição para a 27ª, melhor colocação nos últimos 10 anos
- ↓ O FER fechou o 1T15 em 5,57, um aumento em relação ao 1T14 (5,32). DER atingiu 5,86 no 1T15, um valor abaixo do registrado no mesmo período em 2014 (6,29), reflexo do aumento do FER

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, 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 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, entretanto, 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 e a trajetória dos custos operacionais regulatórios. Nos reajustes tarifários da Companhia durante o terceiro ciclo, o Fator X foi calculado com base nos seguintes componentes: de produtividade - XP; de qualidade - XQ; e de trajetória de custos operacionais - XT.

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

4º CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA

O 4º ciclo de revisão tarifária das distribuidoras de energia elétrica iniciou-se em abril de 2015 e se encerrará em dezembro de 2019. A AES Eletropaulo será a primeira distribuidora do País a passar pela aplicação da nova metodologia².

O cálculo do reposicionamento tarifário envolve a redefinição das tarifas de energia elétrica em nível compatível com o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, sendo que a receita requerida corresponde à receita compatível com a cobertura dos custos operacionais eficientes e com o retorno adequado para o capital investido.

Com o objetivo de obter subsídios para o aprimoramento e definição da metodologia a ser aplicada nas revisões tarifárias durante o 4º ciclo, a Aneel vem discutindo o assunto com os agentes e partes interessadas, por meio da Audiência Pública nº 23/2014.

Essa Audiência Pública foi dividida em duas fases, tendo a primeira fase se iniciado em junho de 2014 e sendo concluída em 1º de setembro de 2014. O objetivo da primeira fase foi de apresentar os diagnósticos do setor de distribuição em relação a aspectos importantes, para subsidiar a definição das regras de revisão tarifária. Os diagnósticos apresentados nesta fase se referem aos seguintes temas: os custos operacionais, o fator X, o custo de capital, perdas não técnicas e a base de remuneração regulatória. A Companhia analisou os parâmetros propostos pela Aneel e encaminhou suas contribuições à primeira fase em setembro de 2014.

A segunda fase da Audiência Pública teve início em dezembro de 2014 e foi concluída em 09 de fevereiro de 2015. O objetivo principal dessa fase foi a definição de regras aplicáveis à nova metodologia, resultantes das discussões acerca dos diagnósticos apresentados na primeira fase da audiência pública.

Como resultado da primeira e segunda fase da Audiência Pública em questão, que contou com 116 contribuições, a Aneel divulgou sua projeção para o custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração dos investimentos das concessionárias por ocasião da revisão tarifária periódica. De acordo com decisão, o custo médio ponderado de capital, conhecido como WACC, será de 8,09%, superior aos 7,16%, previamente indicados pela agência.

No dia 28 de abril de 2015, a Aneel aprovou, em reunião de sua diretoria, as regras a serem utilizadas nas revisões tarifárias das distribuidoras. Foram aprovadas as metodologias dos seguintes temas: Procedimentos Gerais, Custos Operacionais Regulatórios, Fator X, Receitas Irrecuperáveis, Outras Receitas e Perdas Não Técnicas. Entre as principais mudanças estão:

- (i) reconhecimento de uma remuneração para investimentos realizados com recursos de Obrigações Especiais
- (ii) ponto de partida dos custos operacionais calculados a partir dos valores considerados no último reajuste tarifário, já adotando a primeira etapa da trajetória dos custos operacionais através do componente T
- (iii) trajetória dos custos operacionais através do componente T do Fator X, considerando nova especificação para comparação entre empresas, incluindo mais parâmetros, dentre eles perdas não técnicas e qualidade
- (iv) flexibilização da trajetória de perdas não técnicas, e
- (v) introdução de indicadores de qualidade comercial no componente Q do Fator X

Essas alterações visam aperfeiçoar o processo de revisão tarifária, aprofundando os incentivos a ganhos de eficiência e melhoria da qualidade do serviço por parte das distribuidoras.

As perdas técnicas foram definidas no âmbito da Audiência Pública nº 26/2014, cuja 2ª fase se encerrou em 09 de fevereiro de 2015 e cujo resultado culminou com publicação da Resolução Normativa 656/2015, publicada em 15 de abril de 2015. A principal alteração se deu no cálculo das perdas técnicas nos sistemas de distribuição de média e baixa tensão, com a adoção do fluxo de potência no lugar da metodologia anterior, com cálculos regulatórios.

² Com exceção da BRR e BAR que seguirão a metodologia anterior

No dia 05 de maio de 2015 foi aprovada em reunião de diretoria da Aneel a abertura de audiência pública para contribuição à Revisão Tarifária da Companhia. O período de contribuição se estenderá de 06 de maio de 2015 até 01 de junho de 2015, e posteriormente serão divulgadas as notas técnicas com a revisão homologada, que será aplicada, para a Companhia, a partir do dia 04 de julho de 2015.

A percepção da Companhia é de que todo o processo de discussão promovido pela Aneel resulte no retorno ao realismo tarifário, que estabeleça uma receita regulatória compatível com as obrigações de prestação de serviço e as necessidades de investimento no ciclo tarifário, através da definição de sinais regulatórios claros que objetivem a sustentabilidade econômico-financeira.

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.

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.

REAJUSTE TARIFÁRIO EXTRAORDINÁRIO - RTE

De acordo com o Contrato de Concessão das distribuidoras, os valores das tarifas podem ser revistos em caráter extraordinário, mediante solicitações específicas e em caso de significativo desequilíbrio econômico-financeiro, por meio de Reajuste Tarifário Extraordinário - RTE.

Os altos custos incorridos com energia comprada para revenda, o reajuste da tarifa de Itaipu de 46%, o risco hidrológico advindo do ingresso de cotas de energia hidrelétrica, a elevação do Encargo de Serviço do Sistema (ESS) por Segurança Energética e o reajuste da CDE, que serão repassados ao consumidor nos respectivos reajustes tarifários, estão impactando significativamente o caixa das Distribuidoras. Dessa forma, a Companhia acredita que esses motivadores são suficientes para a realização de um reajuste tarifário extraordinário, de forma a contemplar custos não gerenciáveis e minimizar o impacto no caixa até que ocorra o próximo reajuste tarifário. A solicitação de Reajuste Tarifário Extraordinário da Companhia foi entregue para a Aneel em janeiro de 2015.







Neste sentido, considerando pedido das Distribuidoras, a Aneel iniciou em 06 de Fevereiro de 2015, a Audiência Pública nº 07/2015, para definir uma metodologia simplificada para o Reajuste Tarifário Extraordinário - RTE que resultou na publicação de nova tarifa para as distribuidoras no início do mês de março de 2015.

Com o reajuste tarifário extraordinário a Aneel cobriu os itens de variação da Parcela A: (i) reajuste CDE, (ii) aumento de custos e variação cambial da tarifa de Itaipu; (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.

Demais custos não cobertos pela RTE, foram endereçados na Audiência Pública nº 06/2015, que tratou da ampliação do conceito das Bandeiras Tarifárias, detalhada a seguir.

APRIMORAMENTO DAS BANDEIRAS TARIFÁRIAS

Em março de 2015, a Aneel ampliou a metodologia de Bandeiras Tarifárias que foi aplicada em janeiro e fevereiro de 2015 com o objetivo de refletir o sinal adequado de preço ao consumidor, incluindo, principalmente, o custo térmico, o risco hidrológico, a exposição involuntária e ESS gerado por despacho dentro da ordem de mérito, com custo variável unitário (CVU) superior ao teto do PLD, e gerado por segurança energética.

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		$R\$200/MWh \leq CMO^2+ESS < R\$350/MWh$	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

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.

Com esta ampliação a ANEEL designou a criação e manutenção dessa conta centralizadora, a CCRBT (Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária), à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), sendo os valores a serem repassados e/ou compensados homologados mensalmente pela ANEEL por meio de emissão de nota técnica.

Os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são revertidos à CCRBT. 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.

Bandeiras Tarifárias (R\$ milhões)				
	jan/15	fev/15	mar/15	1T15
Residencial	21,6	40,2	53,0	114,9
Comercial	15,1	32,8	43,1	91,1
Industrial	4,3	12,6	16,7	33,6
Demais	2,8	6,0	9,5	18,3
Consumo Próprio	0,0	0,1	0,1	0,3
Total Arrecadado Bandeira Tarifária	43,8	91,7	122,5	258,1
Bandeira Tarifária não faturada	-	-	65,5	65,5
Total Contabilizado Bandeira Tarifária	43,8	91,7	188,0	323,6
Necessidade de Cobertura ¹	(80,9)	(92,9)	(136,2)	(310,0)
Saldo à repassar/receber CCRBT	37,1	1,2	13,7	51,9
Repasso efetivo à CCRBT ¹	(21,8)	(37,7)	(29,9)	(89,3)
Custos Descobertos	(58,8)	(38,8)	(43,6)	(141,2)

1- Valores de março divulgados após o fechamento do ITR

No 1T15 foram faturados R\$ 258 milhões de Bandeira Tarifária, enquanto que a necessidade de cobertura de custos que a empresa teve foi no montante de R\$ 310,0 milhões, gerando uma necessidade de R\$ 51,9 milhões a receber da 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\$ 89,3. Desta forma, os custos descobertos no período somam o montante de R\$ 141,2 milhões, ficando com a Companhia somente a diferença entra o faturado e o repassado ao CCRBT.

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 Brasil.

Para cumprir com excelência o desafio de atender mais de 20 milhões de pessoas todos os dias, a AES Eletropaulo está sempre investindo em tecnologia e inovação.

PLANEJAMENTO 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, a partir do 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.

Meta	2012	2013	2014	2014 (pesquisa intermediária)
Atingir índice de 84,6% de satisfação do cliente até 2019	80,6	78,3	78,6	80,6

DESEMPENHO OPERACIONAL

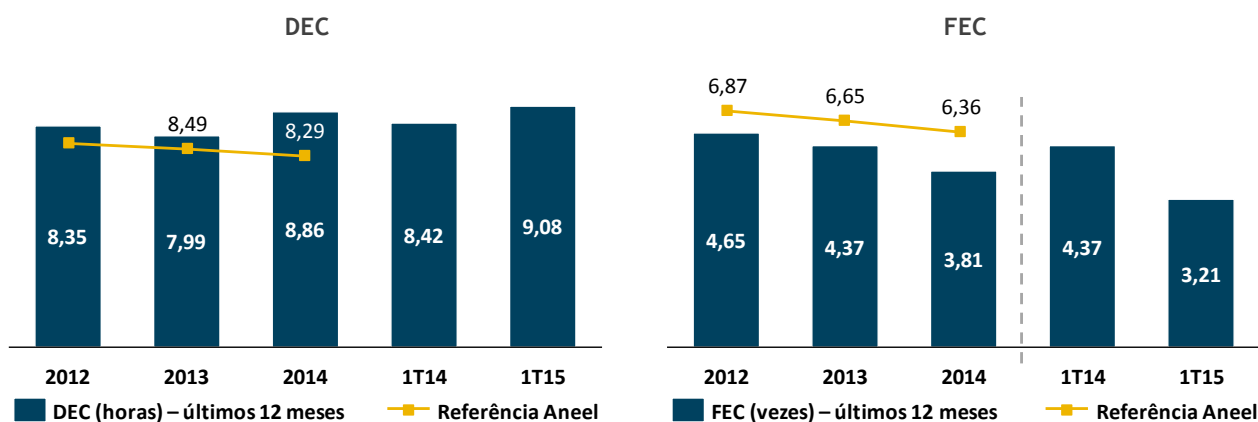
OPERAÇÃO

Para atingir essa meta de satisfação do cliente, fornecer energia com qualidade é um dos principais focos da companhia, o que é acompanhado pelos 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.

³ Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida, em pesquisa promovida pela ABRADEE

DEC e FEC - (últimos 12 meses)



O DEC atingiu 9,08 horas nos últimos 12 meses e apresentou elevação de 8,0% em relação ao mesmo período do ano passado (8,42 horas), refletindo a maior incidência de eventos com ventanias significativas de até 100 km/h durante o período. O índice FEC dos últimos 12 meses foi de 3,21 vezes, apresentando uma redução de 26,5% em comparação ao ano anterior (4,37 vezes). 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 árvores, diminuindo a quantidade de eventuais desligamentos. De dezembro de 2009 a dezembro de 2014, a redução do FEC foi de 47,9% e do DEC foi de 23,5%. 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 1T15, as penalidades pagas pela Companhia aos seus clientes por transgressões dos indicadores de DIC, FIC, DMIC e DICRI referem-se às compensações de Nov/14, Dez/14 incluindo as violações referentes ao 4T14 e as violações anuais de 2014, além das violações mensais de Jan/15. Essas penalidades do 1T15 foram pagas em Jan/15, Fev/15 e Mar/15, respectivamente, e totalizaram R\$ 21,7 milhões, 218% mais que no 1T14. 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 1T15 em 5,57, um aumento em relação ao 1T14, devido ao aumento da quantidade de reclamações referentes a prazos de ordens de serviço, faturamento e leitura e entrega de contas. O DER atingiu 5,86 no 1T15, um valor abaixo do registrado no mesmo período em 2014 (6,29), reflexo do aumento no FER.

Há um plano 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 ações.

Para garantir um padrão no relacionamento em todas as interações com o cliente, foram realizadas no 1T15 diversas ações como parte do programa Jeito AES de Atender (JAAT). Entre os destaques está a realização de *roadshows* com todas as áreas da companhia para disseminação da estratégia do programa

para 2015. Outro destaque é 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.

Um dos principais resultados divulgados no 1T15 foi a melhoria da AES Eletropaulo em seis posições no Ranking Estadual do PROCON de 2014, saindo da 21ª posição para a 27ª. O índice de Reclamações Atendidas também melhorou, passando de 36% em 2013 para 43% em 2014. Esse ranking considera todas as reclamações registradas e classificadas pelo PROCON no período de janeiro a dezembro de 2014, e quanto maior a posição no ranking, melhor o resultado. Essa conquista é resultado do engajamento das equipes da empresa, das ações do programa Jeito AES de Atender e do compromisso na busca da excelência no relacionamento com os clientes.

Indicador de Desempenho	1T14	1T15
DER (Duração Equivalente de Reclamação)	6,29	5,86
FER (Frequencia Equivalente de Reclamação)	5,32	5,57

CONSUMO

Consumo Cativos - GWh ¹	1T14	1T15	Var (%)
Residencial	4.209,6	4.084,6	-3,0%
Comercial	3.374,2	3.318,2	-1,7%
Industrial	1.295,2	1.194,5	-7,8%
Demais	738,2	710,0	-3,8%
Mercado Cativo	9.617,2	9.307,3	-3,2%
Cientes Livres	2.162,5	2.077,1	-4,0%
Mercado Total	11.779,7	11.384,3	-3,4%

Consumo total (inclusive Clientes Livres) - GWh ¹	1T14	1T15	Var (%)
Residencial	4.209,6	4.084,6	-3,0%
Comercial	3.981,9	3.902,7	-2,0%
Industrial	2.509,1	2.340,6	-6,7%
Demais	1.079,1	1.056,4	-2,1%
Total	11.779,7	11.384,3	-3,4%

1- Não inclui Consumo Próprio

O mercado total da AES Eletropaulo encerrou o 1T15 com um volume de 11.384,3 GWh, uma redução de 3,4% em relação ao 1T14, com desempenho negativo em todas as classes. Se fosse desconsiderado o impacto de -0,4 dia de faturamento (-50 GWh), a redução do mercado seria de 2,9% no período. Esse desempenho é reflexo, principalmente, da desaceleração econômica e redução média da temperatura de 1,5°C no período.

À classe industrial destaca-se a desaceleração da produção industrial, que fez com que essa classe registrasse queda de 6,7% no trimestre, refletindo a menor atividade industrial na área de concessão da Companhia. Destaca-se, no entanto, que 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, a remuneração do contrato não está associada ao volume de energia consumido.

Já as classes residencial e comercial tiveram queda de 3,0% e 2,0%, respectivamente, reflexo das menores temperaturas (no 1T15 a temperatura foi de 24,2°C, enquanto no 1T14 foi de 25,6°C, variação de 1,4°C), do desempenho negativo da atividade comercial no Estado de São Paulo e o desempenho da renda real na Região Metropolitana de São Paulo (RMSP), no início do ano, que contribuíram para a redução do consumo no período.

O mercado cativo, cuja participação no mercado total é de 82%, apresentou decréscimo de 3,2% em relação ao 1T14, totalizando 9.307,3 GWh no 1T15. Todas as classes tiveram desempenho negativo, principalmente a classe industrial. O mercado cativo foi negativamente influenciado por 0,4 dia a menos de faturamento e negativamente impactado pela migração de 2 unidades comerciais e uma industrial para o ACL (Ambiente de Contratação Livre). Desconsiderada a influência de ambos os fatores, o mercado cativo teria queda 2,6% de 1T14.

Desempenho do mercado por classe de consumo

Residencial

O consumo da classe residencial foi de 4.084,6 GWh no 1T15, com queda de 3,0% em relação ao 1T14. A classe foi influenciada no 1T15 pelo: (i) incremento de 80 mil unidades consumidoras nos últimos 12 meses encerrados em março de 2015; (ii) queda do consumo por consumidor que reduziu de 235 KWh/mês para 222 KWh/mês no trimestre reflexo das menores temperaturas; (iii) 0,6 dia a menos de faturamento, que se fosse desconsiderado faria com que a classe tivesse queda de 2,5%; e (iv) queda de 1% da renda real no 1T15⁴.

Comercial

O total de energia distribuída para a classe comercial cativa foi de 3.318,2 GWh no 1T15 com queda de 1,7% na comparação com o 1T14. A classe foi influenciada no trimestre: (i) pelo desempenho negativo do comércio no Estado de São Paulo⁵ no acumulado até fev/15, que teve queda de 0,5%; (ii) pela migração de clientes ao ACL (-4 GWh); e (iii) por -0,3 dia a menos de faturamento (-18 GWh). Desconsiderados os efeitos da migração de clientes e de dia de faturamento, a classe teria redução de 1,0% no período.

Industrial

No 1T15, o consumo da classe industrial cativa reduziu 7,8% na comparação com o 1T14, totalizando 1.194,5 GWh devido: (i) à migração de clientes ao mercado livre (-4 GWh) compensado pelo efeito positivo de 0,3 dia a menos de faturamento (-9 GWh); (ii) à redução de 7,0% na atividade industrial no Estado de São Paulo⁶ no acumulado até fev/15, resultando na adoção de sistema de layoff para ajustar a produção e férias coletivas, principalmente no setor automobilístico. Excluídos os efeitos da migração de clientes e de dias de faturamento, a classe industrial cativa cairia 6,8%.

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

O consumo cativo das demais classes foi de 710,0 GWh no 1T15, um decréscimo de 3,8% em relação ao 1T14, impulsionado, principalmente pela classe de serviços públicos que teve queda de 13,6% no 1T15 (devido a queda de consumo na subclasse de água, esgoto e saneamento), além de 0,4 dia a menos de faturamento no trimestre (-4 GWh). Desconsiderando o efeito de dias de faturamento, as demais classes cairiam 3,3% no trimestre.

Clientes Livres

⁴ Renda Real na RSMP, divulgação: 28/04/2015 (referência: Março)

⁵ Pesquisa Mensal de Comércio (PMC) do IBGE.

⁶ Segundo a Pesquisa Industrial Mensal (PIM) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

No 1T15, 3 unidades consumidoras migraram para o ACL e 1 unidade consumidora foi desligada, totalizando 550 unidades consumidoras livres na área de concessão da AES Eletropaulo.

O mercado faturado dos clientes livres foi de 2.077,1 GWh no 1T15, uma redução de 4,0% quando comparado ao 1T14 devido, principalmente, ao baixo desempenho da atividade industrial. Desconsiderados os efeitos de migração e desligamento (+6 GWh), o mercado de clientes livres se reduziria em 4,3%.

Cientes Livres	Período ³	Número unidades	GWh Faturado	Período ³	Número unidades	GWh Faturado (ano)
Total de unidades	4T14	548	2.127	1T14	537	8.812
Saída para Rede Básica	1T15	-	-	LTM ⁴	-	-
Unidades desligadas	1T15	(1)	(2)	LTM ⁴	(2)	(29)
Unidades novas	1T15	-	1	LTM ⁴	-	4
Migração para ACL ¹	1T15	3	8	LTM ⁴	15	77
Retorno para o ACR ²	1T15	-	-	LTM ⁴	-	(4)
Total de unidades	1T15	550	2.127	1T15	550	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 1T15⁷

SUPRIMENTO (GWh)

Itaipu	2.283
Bilateral Tietê	2.740
Proinfa	220
Leilão (hídrico)	3.877
Leilão (térmico)	1.899
CCEE	(265)

**ENERGIA
REQUERIDA
10.755**

FATURAMENTO (GWh)

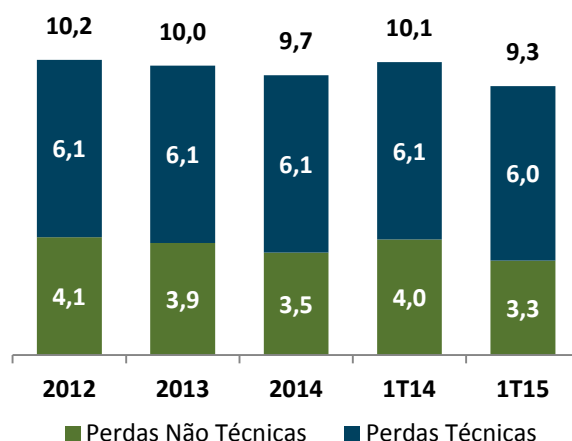
4.155	Residencial
3.329	Comercial
1.208	Industrial
723	P.Público e Outros
9	Consumo Próprio
236	Perda Transmissão
1.094	Perda Distribuição

A AES Eletropaulo encerrou o 1T15 com um nível de contratação de energia equivalente a 102,5% da sua carga cativa. O superávit de 265 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 103,7%.

⁷ O balanço energético reflete os números do 1T15 informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em fevereiro de 2015. Os números demonstrados nas notas explicativas que constam nas Demonstrações Contábeis da Companhia refletem os valores por ela estimados à época do fechamento contábil e que são ajustados nos meses subsequentes, quando da disponibilização dos números finais pela CCEE.

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 (50.786 GWh).

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses contados até março de 2015 foram de 9,29%, sendo divididas entre perdas técnicas (6,03%) e não técnicas (3,26%). Em comparação ao 1T14, as perdas totais apresentaram redução de 0,83 ponto percentual. Tal resultado decorre das ações da Companhia visando à redução da parcela não técnica. Nesse cenário 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. No 1T15 aproximadamente 538 mil famílias foram beneficiadas com este programa. No 1T14 este número foi de 527 mil famílias.

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 1T15 foram realizadas 63,7 mil inspeções e identificadas 8,4 mil irregularidades, enquanto no 1T14 foram realizadas 81,5 mil inspeções e identificadas 12,5 mil irregularidades. Esta redução deve-se à mobilização de equipes de fraudes para fazerem atendimentos de falta de energia, que foram superiores se comparadas com mesmo período do ano anterior, dado evento climático severo nos meses 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 1T15, foram realizadas 100,7 mil visitas e 9,2 mil instalações foram recuperadas, ante 90,0 mil visitas e 14,3 mil instalações recuperadas no 1T14. A Companhia vem atuando forte nessa iniciativa desde 2011, tornando a recuperação destes clientes cada vez mais difícil; e
- (iii) **regularização de ligações informais (clandestinas):** no 1T15, foram regularizadas 14,5 mil ligações informais, contra 11,5 mil no 1T14. No 1T15, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 48,9 milhões no resultado da Companhia e

acrescentaram ao mercado faturado 156,1 GWh de energia, ante os 154,7 GWh adicionados no 1T14. Este montante está dividido da seguinte forma:

- (i) R\$ 19,0 milhões (64,5 GWh) em decorrência das inspeções de combate à fraude;
- (ii) R\$ 13,3 milhões (40,9 GWh) como resultado da regularização de ligações informais;
- (iii) R\$ 4,4 milhões (13,4 GWh) referente à recuperação de clientes cortados; e
- (iv) R\$ 12,1 milhões (37,3 GWh) 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.

O Relatório de Descadastramento 2014, definido pela ANEEL, estabelecia a meta de aproximadamente 221 mil clientes nos meses de janeiro, março e maio de 2015.

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.

Já foram descadastradas 58.885 famílias no 1T15, sendo que em maio de 2015 está previsto o descadastramento de 109.753, conforme tabela abaixo. Com as medidas adotadas pela AES Eletropaulo desde 2014 até o 1T15 foi evitado o descadastramento de cerca de 52 mil famílias.

Relatório de Descadastro da TSEE pela Aneel 2014 - Base dezembro 2013

Etapas	A partir de	Motivo de descadastro da TSEE	Qdade de Instalações
Etapa I	jan-15	NIS/NB não preenchido / NIS excluído / NIS não localizado / NIS não atende renda / NB não localizado / NB espécie diferente de 87 e 88	39.544
Etapa II	mar-15	Benefício em mais de uma unidade	19.341
Etapa III	mai-15	Data atualização NIS > 2 anos	109.753*
Total			168.638

* Etapa III em andamento até 06/05/2015

NIS = Número de Identificação Social

NB = Número do Benefício

Com base no Relatório de Descadastramento 2015 definido pela ANEEL por meio do Ofício 016/2015 de 07/04/2015, a expectativa é o descadastramento de aproximadamente 105 mil clientes, em etapa única, com previsão de efetivação nos meses de junho e julho 2015. Esse valor já considera os esforços de redução pela AES Eletropaulo.

EFICIÊNCIA NO USO DE RECURSOS E DISCIPLINA NA EXECUÇÃO

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

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

RECEITA OPERACIONAL BRUTA

A receita operacional bruta da AES Eletropaulo totalizou R\$ 4.977,2 milhões no 1T15, um aumento de R\$ 1.782,4 milhões, ou 55,8%, quando comparada ao 1T14. Ajustando a receita bruta do 1T14 pelo ativo regulatório líquido⁸ no montante de R\$ 424,8 milhões, o 1T15 apresentou um incremento de 37,4% em comparação aos R\$ 3.619,7 milhões registrados no 1T14.

Esse desempenho é explicado principalmente pelo:

- (i) aumento de R\$ 760,2 milhões na receita total de fornecimento em função dos reajustes tarifários verificados no período;
- (ii) aumento de R\$ 258,1 milhões referente ao registro das bandeiras tarifárias no 1T15;
- (iii) R\$ 114,9 milhões em função da venda de energia sobrecontratada no 1T15 (122 MWm); e,
- (iv) aumento de R\$ 43,9 milhões na receita de TUSD, explicado pelos aumentos tarifários no período e pelo maior número unidades consumidoras faturadas (551 no 1T15 vs. 540 no 1T14).

DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL

As deduções representaram 36,5% da receita operacional bruta no 1T15, totalizando R\$ 1.818,6 milhões, um aumento de R\$ 874,3 milhões quando comparado ao 1T14. Esse desempenho é explicado principalmente:

- (i) pela contabilização do novo encargo CCRBT (Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias) no valor de R\$ 323,6 milhões, referente ao total da Bandeira Tarifária, incluindo o montante faturado e não faturado pela Companhia;
- (ii) pelo aumento de R\$ 248,7 milhões com encargos da CDE; e
- (iii) pelo aumento de R\$ 196,2 milhões em ICMS e de R\$ 97,6 milhões de PIS, Cofins e ISS devido à maior base de cálculo tributável.

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

A receita operacional líquida da AES Eletropaulo totalizou R\$ 3.158,7 milhões no 1T15, um aumento de R\$ 908,0 milhões, ou 40,3%, quando comparada ao 1T14, devido, principalmente, a:

- (iv) R\$ 760,2 milhões referente à maior receita de fornecimento decorrente do último reajuste tarifário compensado pelo menor volume de consumo;
- (v) reconhecimento de R\$ 498,5 milhões, no primeiro trimestre de 2015, relativo ao ativo financeiro setorial líquido que inclui R\$ 76,1 milhões do montante de bandeira tarifária não repassado à conta centralizadora;

⁸ 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).

- (vi) redução de R\$ 80,8 milhões na amortização do passivo regulatório formado em função da postergação, pela Aneel, da data de aplicação da 3RTP - Terceira Revisão Tarifária Periódica (R\$ 100,7 no 1T15 versus R\$ 181,5 milhões no 1T14); parcialmente compensados pela:
- (vii) amortização da parcela relativa à devolução do ativo possivelmente inexistente no montante de R\$ 7,2 milhões referente aos primeiros 7 dias do ano antes da republicação da tarifa, após decisão liminar em favor da Companhia.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais da AES Eletropaulo totalizaram R\$ 2.833,6 milhões no 1T15, um aumento de 24,2% em relação ao 1T14, principalmente em função do aumento de 23,2% nos custos com energia comprada para revenda e de 33,2% nos custos com transmissão. As principais variações estão detalhadas a seguir:

Custos e Despesas Operacionais* R\$ milhões	1T14	1T15	Var (%)
Parcela A	1.872,0	2.324,4	24,2%
Energia Comprada para Revenda	1.687,4	2.079,7	23,3%
Transmissão	180,7	240,7	33,2%
Taxa de Fiscalização	4,0	4,0	0,3%
PMSO	408,9	509,2	24,6%
Pessoal e Entidade de Previdência	221,3	239,1	8,0%
Pessoal	149,9	160,3	7,0%
Entidade de Previdência	71,4	78,8	10,3%
Materiais	10,3	10,5	2,0%
Serviços de Terceiros	107,8	112,5	4,3%
Outros	69,4	147,1	112,0%
Total	2.280,9	2.833,6	24,2%

* Não considera custo de construção e Depreciação/Amortização

Parcela A

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

Custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda

No 1T15, a despesa com energia comprada para revenda aumentou 23,3% (R\$ 392,3 milhões) em comparação ao 1T14, totalizando R\$ 2.079,7 milhões. Essa variação é resultado do aumento de 25% no preço médio da energia comprada apesar da redução de 3,6% no volume de energia comprada (11.030 GWh no 1T15 versus 11.443 GWh no 1T14).

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

- (i) **Energia no curto prazo:** redução de R\$ 847,4 milhões em função da sobrecontratação da Companhia durante o trimestre;
- (ii) **Leilões:** custos R\$ 195,2 milhões maiores, resultado do aumento no volume e no preço médio, conforme abaixo:
 - a. **Térmicas por disponibilidade:** maior volume de energia comprada em 5,3% e preço médio superior em 7,5%, totalizando um aumento de R\$ 62,4 milhões;
 - b. **Hídricas:** aumento de 15,2% no preço médio e de 14,1% no volume de energia comprada, totalizando um aumento de R\$ 132,7 milhões.
- (iii) **AES Tietê:** aumento de R\$ 113,0 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\$ 300,0 milhões em função do maior preço médio desse contrato em 101,3% (reflexo da maior cotação do dólar entre os períodos e reajuste tarifário em dezembro de 2014), parcialmente compensado pela redução de 2,9% do volume de energia adquirido no período.

Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte (R\$/GWh)	1T14	1T15	Part.% 1T14	Part.% 1T15
AES Tietê	194,2	206,3	23,5%	25,3%
Itaipu	133,5	268,8	23,8%	21,1%
Leilão	171,8	188,5	52,7%	53,5%
Térmica	262,5	282,2	18,2%	17,5%
Hídrica	124,0	142,8	34,5%	36,0%
Tarifa	168,0	210,0	100%	100%

Volume de Energia Comprada por Fonte* - (GWh)	1T14	1T15	Var (%) 1T15 x 1T14
AES Tietê	2.329	2.740	17,6%
Itaipu	2.351	2.284	-2,9%
Leilões	5.211	5.786	11,0%
Térmica	1.801	1.896	5,3%
Hídrica	3.411	3.890	14,1%
Energia no Curto Prazo	1.334	0	-100,0%
Outros	218	220	0,9%
Volume	11.443	11.030	-3,6%

* 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\$ 240,7 milhões no 1T15, um aumento de 33,2% em comparação ao 1T14. O aumento se dá principalmente pelo aumento de 50,4% ou R\$ 58,9 milhões com uso da rede básica, parcialmente compensado pelo maior crédito com PIS/Cofins (R\$ 23,9 milhões no 1T15 versus R\$ 17,5 milhões no 1T14).

PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros)

No 1T15, o PMSO reportado foi de R\$ 509,2 milhões, um aumento de 24,6% ou R\$ 100,4 milhões em comparação com o mesmo período do ano de 2014. O PMSO gerenciável da Companhia totalizou um

aumento de 6,3%, inferior à inflação registrada no período de 8,12%. As principais variações estão detalhadas a seguir:

PMSO - em R\$ milhões	1T14	1T15	Var (%) 1T14 x 1T15
Pessoal	221,3	239,1	8,0%
Material	10,3	10,5	2,0%
Serviços de Terceiros	107,8	112,5	4,3%
Outras despesas	69,4	147,1	112,0%
PMSO - reportado	408,9	509,2	24,6%
Entidade de Previdência Privada	71,4	78,8	10,3%
PCLD	9,6	36,6	282,5%
Provisão de litígios e contingências, líquida	23,1	22,6	-2,0%
Outros	10,2	58,1	469,2%
PMSO - excluindo não gerenciáveis	294,6	313,1	6,3%

Pessoal

Pessoal - em R\$ milhões	1T14	1T15	Var (%) 1T14 x 1T15
Pessoal e Encargos	149,9	160,3	7,0%
Entidade de Previdência Privada	71,4	78,8	10,3%
Total	221,3	239,1	8,0%

- *Despesas com Pessoal e Encargos*

No 1T15, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 160,3 milhões, um aumento de 7,0% ou R\$ 10,4 milhões em comparação ao 1T14. Essa variação deve-se, sobretudo ao: (i) efeito de R\$8,6 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; e (ii) reajuste de remuneração e benefícios em função do acordo coletivo (R\$ 2,9 milhões).

- *Despesa com Entidade de Previdência Privada*

No 1T15, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 78,8 milhões, um aumento de 10,3% ou R\$ 7,4 milhões em comparação ao 1T14. 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 1T15, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 123,0 milhões, um desvio positivo de 4,1% ou R\$ 4,9 milhões em comparação ao 1T14. Essa variação deve-se, principalmente a maiores despesas devido aos temporais que ocorreram em janeiro de 2015:

- (i) Call center (R\$ 4,0 milhões);
- (ii) Turma de emergência (R\$ 1,5 milhão); e,
- (iii) Poda (R\$ 1,4 milhão).

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	1T14	1T15	Var (%) 1T14 x 1T15
PCLD	9,6	36,6	282,5%
Provisão de litígios e contingências	23,1	22,6	-2,0%
Demais Despesas*	36,7	87,8	139,1%
Total	69,4	147,1	112,0%

* Arrendamentos e aluguéis, Indenizações, Perdas e Danos, Tarifas Bancárias, Baixas de Ativos Imobilizados e etc.

No 1T15, o grupo de outras despesas operacionais totalizou (R\$ 147,1 milhões), um aumento de 112,0% ou R\$ 77,7 milhões em comparação ao 1T14. Essa variação deve-se, sobretudo a:

- (i) R\$ 27,1 milhões de maiores despesas com PCLD associadas:
 - (a) R\$ 4,0 milhões como reflexo do reajuste tarifário de julho de 2014;
 - (b) R\$ 2,0 milhões da falência de 2 indústrias; e,
 - (c) R\$ 10,0 milhões referente ao menor volume de corte com a realocação de equipes. 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. Após a normalização do fornecimento, o plano de cortes foi retomado considerando a recuperação dos dias de realocação;
 - (d) R\$ 6 milhões no 1T14 em função de reversão de acordos com Prefeituras.
- (ii) R\$ 20,2 milhões referente à reclassificação de multas de DIC / FIC / DMIC de Despesas Financeiras no 1T15 para Outras Despesas. Esse montante é R\$ 13,3 milhões maior que no 1T14, reflexo dos eventos climáticos do final de 2014 e início de 2015;
- (iii) baixa no inventário de medidores (R\$ 16,3 milhões); e,
- (iv) maiores despesas com desativação e baixas de ativos (R\$ 8,3 milhões).

EBITDA Ajustado⁹

No 1T15, o Ebitda Ajustado foi de R\$ 293,2 milhões, contra R\$ 323,4 milhões no 1T14. Os seguintes fatores explicam essa variação:

- (i) R\$ 56,9 milhões reflexo do reajuste tarifário e ganho com perdas, compensado por uma retração do mercado;
- (ii) R\$ 18,5 milhões referente ao aumento do PMSO gerenciável em função, principalmente, do aprimoramento contábil no critério de rateio de mão de obra no valor de R\$ 8,6 milhões, e maiores despesas com matérias e serviços de terceiros devido os temporais que atingiram a área de concessão da Companhia em janeiro de 2015;

⁹ 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.

- (iii) R\$ 27,1 milhões de aumento da PCLD devido, principalmente, ao deslocamento de equipes durante os temporais de dezembro de 2014 e janeiro de 2015, que resultaram na redução do corte, conforme mencionado acima;
- (iv) R\$ 28,1 milhões em função de maiores despesas com baixas de ativos no período; e
- (v) maiores despesas com multas de DIC / FIC / DMIC em função dos temporais registrados em Jan/15 no montante de R\$ 13,4 milhões já considerando um impacto de R\$ 6,8 milhões no Ebitda do 1T14.

O Ebitda reportado no 1T15 foi positivo em R\$ 207,2 milhões, ante um resultado negativo de R\$ 166,0 milhões no 1T14. Excluindo o efeito do reconhecimento de R\$ 498,5 milhões relativo ao ativo financeiro setorial mencionado no descritivo da seção Parcela A, o Ebitda reportado no 1T15 foi negativo em R\$ 291,2 milhões, R\$ 125,2 milhões menor que no 1T14, principalmente em função do:

- (i) aumento de R\$ 452,3 milhões do custo com a Parcela A em função principalmente do reajuste tarifário de Itaipú que ocorreu em dezembro de 2014;
- (ii) R\$ 7,4 milhões em função de maiores despesas com fundo de pensão, associado a redução da taxa de desconto;
- (iii) R\$ 27,1 milhões do aumento de PCLD devido, principalmente, ao deslocamento de equipes durante os temporais de dezembro de 2014 e janeiro de 2015, que resultaram na redução do corte, conforme mencionado acima;
- (iv) R\$ 24,6 milhões de maiores despesas com baixas e desativação de ativos; e
- (v) R\$ 20,2 milhões da reclassificação das multas de DIC / FIC / DMIC como Outras Despesas;

RESULTADO FINANCEIRO

A Companhia registrou no 1T15 um resultado financeiro negativo em R\$ 23,3 milhões, ante um resultado financeiro negativo de R\$ 4,5 milhões no 1T14. A variação se deve, sobretudo, pelo aumento do saldo da dívida bruta e aumento do CDI médio do período (12,13% no 1T15 ante 10,30% no 1T14). Se fizermos a reclassificação das multas de DIC / FIC / DMIC do resultado financeiro no 1T14, o resultado negativo cai de R\$ 4,5 milhões para R\$ 2,3 milhões no primeiro trimestre de 2014.

Receitas Financeiras

As receitas financeiras totalizaram R\$ 111,9 milhões no 1T15, aumento de 12,8% em relação aos R\$ 99,1 milhões registrados no 1T14. Esse desempenho é explicado por:

- (i) R\$ 4,9 milhões referente ao reconhecimento do resultado financeiro dos ativos financeiros setoriais;
- (ii) R\$ 3,7 milhões de receita financeira provenientes da atualização monetária sobre valor a receber na venda do imóvel no Cambuci; e,
- (iii) maior renda de aplicações financeiras no valor de R\$ 3,6 milhões.

A alta nas receitas financeiras foi parcialmente compensada pela queda 23,8% (R\$ 9,4 milhões) relativos à conta de atualização do valor justo dos ativos de concessão¹⁰, atualizado pelo IGP-M, que apresentou queda no acumulado quando comparamos os trimestres.

Despesas Financeiras

As despesas financeiras do 1T15 totalizaram R\$ 135,8 milhões, um aumento de 25,9% em comparação ao 1T14 (R\$ 107,8 milhões). Essa variação é explicada, principalmente, por:

¹⁰ Refere-se a investimentos que não serão totalmente depreciados até o término da concessão. Ver Nota Explicativa nº. 11 das Demonstrações Financeiras

- (i) aumento no saldo da dívida líquida após emissão da 16ª e 17ª debêntures em 2014 e aumento da taxa CDI, que resultou no aumento do encargo das dívidas de R\$ 26,4 milhões;
- (ii) atualização monetária sobre processos judiciais e outros referente ao 1T15, no valor de R\$ 8,6 milhões, que até o 3T14 estava classificada como “Outros”, no grupo PMSO; parcialmente compensada por:
- (iii) redução de R\$ 6,8 milhões referente a multas de DIC / FIC / DMIC do 1T14 que, a partir do 1T15, passaram a ser contabilizadas como “Outros”, no grupo PMSO.

Variações Monetárias e Cambiais Líquidas

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

LUCRO LÍQUIDO

No 1T15, a Companhia apresentou um lucro líquido ajustado por ativos e passivos regulatórios e ativo possivelmente inexistente de R\$ 51,6 milhões vs. lucro líquido ajustado de R\$ 89,6 milhões registrados no 1T14. Os seguintes fatores explicam essa variação: R\$ 27,8 milhões de impacto positivo referente ao reajuste tarifário e ganho com redução de perdas parcialmente compensado pela redução do mercado;

- (i) aumento de R\$ 48,6 milhões no Opex sendo R\$ 36,4 milhões dos custos não gerenciáveis pela Companhia, como PCLD e Baixas;
- (ii) maior despesa com previdência privada em R\$ 4,9 milhões; e
- (iii) R\$ 12,3 milhões relativo ao aumento com depreciação e resultado financeiro.

O resultado reportado no 1T15 foi um lucro líquido de R\$ 46,8 milhões, contra um prejuízo líquido de R\$ 183,5 milhões no mesmo período do ano anterior. Essa variação se dá principalmente pelo reconhecimento de R\$ 282,0 milhões de ativos e passivos regulatórios no resultado do primeiro trimestre de 2015.

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	1T14	1T15
Itens regulatórios a serem compensados em ciclos futuros	(220,8)	(410,7)
Itens regulatórios de ciclos anteriores	(193,0)	(16,5)
Total	(413,8)	(427,2)

No 1T15, os itens a serem compensados em ciclos futuros correspondem a R\$ 410,7 milhões e os itens regulatórios de ciclos anteriores correspondem a R\$ 16,5 milhões. Dessa forma, a variação dos itens regulatórios em relação à tarifa resultou em um impacto negativo de R\$ 427,2 milhões no resultado da Companhia, explicado principalmente pelo:

- (i) efeito negativo de R\$ 100,7 milhões referente à amortização da 1ª parcela relativa à devolução de 32,5% do total do passivo regulatório formado em função da postergação, pela Aneel, da data de aplicação da 3RTP; e
- (ii) efeito negativo de R\$ 364,8 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 1T14.

Ativos e Passivos Regulatórios	1T14	1T15
Lucro líquido (Prejuízo) sem os itens regulatórios (IFRS)	(183,5)	46,8
(Ativos) / Passivos regulatórios - líquido de IR/CS	(273,1)	
Lucro Líquido (Prejuízo) incluindo itens regulatórios ¹	89,6	46,8

1- Não ajustado pela restituição do ativo possivelmente inexistente

No quadro abaixo, estão demonstrados os ativos e passivos regulatórios estimados pela Companhia, acumulados até 31 de março de 2015, e que serão compensados em períodos futuros.

A receber/(pagar) em trimestres futuros	Ciclo 2013/2014	Ciclo 2014/2015	Total
Variações da Parcela A	110,1	672,4	782,6
Efeitos da postergação da revisão tarifária	(100,7)	-	(100,7)
Fator Xe	(27,7)	-	(27,7)
BRR Incremental (Dezembro 2013)	43,5	-	43,5
Total	25,3	672,4	697,7

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\$ 1.299,0 milhões (excluindo o efeito do corredor contábil no montante de R\$ 1.548,0 milhões).

Em 31 de março de 2015, as disponibilidades da Companhia somavam R\$ 1.124,5 milhões, valor R\$ 455,5 milhões superior ao mesmo período de 2014.

Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 3.501,2 milhões, um aumento de 5% em relação ao 1T14. 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;e,
- (iii) 17ª emissão de debêntures no valor de R\$ 190 milhões em janeiro de 2015.

Parcialmente compensados pelo:

- (i) aumento de R\$ 455,5 milhões no saldo de caixa;
- (ii) pagamento da 2ª parcela de amortização da 13ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 20 milhões, em maio de 2014;
- (iii) pagamento da 3ª parcela de amortização do CCB com o Bradesco, no valor de R\$ 60 milhões, em novembro de 2014;
- (iv) pagamento da 1ª emissão de notas promissórias, no valor de R\$190 milhões em dezembro de 2014.

Dívida - R\$ milhões	1T14	1T15
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	2.812,4	3.326,8
Fundo de Pensão	1.200,8	1.299,0
(-) Disponibilidades ⁽¹⁾	669,0	1.124,5
Dívida líquida	3.344,3	3.501,2
Ebitda (últimos 12 meses)	435,1	849,3
Despesas com FCESP (últimos 12 meses)	320,8	293,4
Ativos e Passivos regulatórios (últimos 12 meses)	550,5	169,1
Ebitda ajustado (últimos 12 meses)	1.306,4	1.311,8
Despesa financeira sobre empréstimos ⁽²⁾	(252,7)	(359,4)
Dívida líquida ⁽²⁾/Ebitda ajustado	2,6	2,7
Ebitda ajustado/Despesa financeira ⁽²⁾	5,2	3,6

(1) Caixa + Títulos e Valores Mobiliários

(2) Despesa financeira para fins de covenants não consideram reserva de reversão e taxas/fees de debêntures.

Em 31 de março de 2014, a dívida da AES Eletropaulo atrelada ao CDI, de R\$ 2.762,7 milhões, tinha um custo médio de CDI + 1,41% a.a., e passou para R\$ 3.265,9 milhões, a um custo médio de CDI + 1,42% a.a. em 31 de março de 2015 em função, principalmente, da 17ª emissão de debêntures.

O saldo da dívida atrelada aos demais índices (principalmente IGPD + 5,5%a.a.) em 31 de março de 2014 era de R\$ 1.241,7 milhões. Em 31 de março de 2015, este saldo atrelado aos demais índices passou a totalizar R\$1.348,3 milhões, ao mesmo custo médio de 2014, conforme mencionado acima.

O prazo médio da dívida em 31 março de 2014 era de 6,00 anos, patamar superior ao prazo de 5,05 anos, de 31 de março de 2015.

Considerando o Ebitda previsto nos covenants¹¹ dos 12 meses findos em março de 2015, a AES Eletropaulo apresentou indicadores Dívida Líquida/Ebitda Ajustado, de 2,7x, e Ebitda Ajustado/Despesa Financeira, de 3,6x.

¹¹O 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

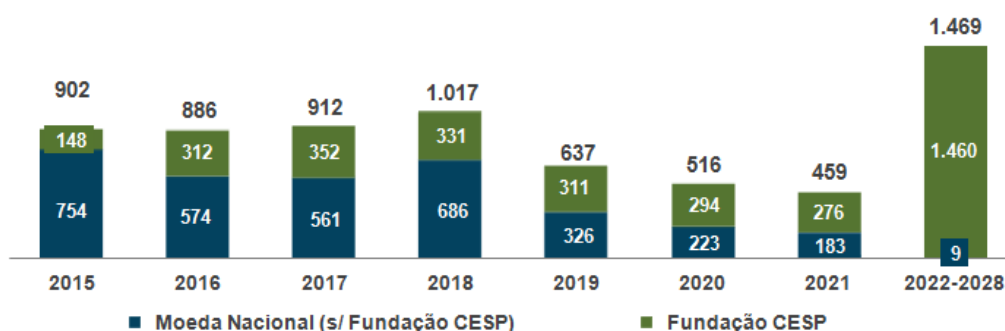
Os covenants da dívida para o 1T15 são:

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

Desta forma, em 31 de março de 2015, a Companhia estava dentro dos limites estabelecidos nos contratos de dívida.

Abaixo, o cronograma de amortização da Companhia:

Cronograma de amortização - R\$ milhões



INVESTIMENTOS

No 1T15, a AES Eletropaulo investiu R\$ 117,9 milhões. Do total, R\$ 101,0 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 17,0 milhões correspondem à projetos financiados pelos clientes.

Investimentos - R\$ milhões	1T14	1T15	Var (%) 1T14x1T15
Serviço ao Consumidor e Expansão do Sistema	87,1	53,2	-39%
Confiabilidade Operacional	20,5	25,2	23%
Recuperação de Perdas	1,1	2,0	83%
Tecnologia da Informação	5,7	12,3	116%
Outros	5,2	8,3	61%
Total (c/ recursos próprios)	119,5	101,0	-15%
Financiado pelo cliente	16,3	17,0	4%
Total	135,8	118,0	-13%

O volume de investimentos realizados com capital próprio no 1T15 foi 15% menor quando comparado ao 1T14 devido aos eventos climáticos extremos ocorridos no início do ano que demandaram o deslocamento de equipes para auxiliar no reestabelecimento do fornecimento de energia. Contudo, a Companhia ressalta que o nível de investimento programado para o ano de 2015 não foi alterado, totalizando R\$ 593,7 milhões. Desse montante, são previstos R\$ 522,0 milhões com recursos próprios e R\$ 71,7 milhões financiados pelos clientes.

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.

Principais Investimentos - 1T15 e 2015

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 1T15, R\$ 39,7 milhões foram investidos na adição de 50,4 mil novos clientes (14,9 mil referem-se a regularizações de ligações ilegais) e R\$ 13,4 milhões foram investidos na expansão do sistema para a melhora da qualidade do fornecimento de energia. Inauguração de 2 circuitos primários de Distribuição, tais obras beneficiarão uma população de aproximadamente 20 mil habitantes

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

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

No 1T15, foram investidos 25,2 milhões em projetos de manutenção preventiva e corretiva da rede 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 1T15 o montante investido em recuperação de perdas foi de R\$ 2,0 milhões. Foram realizadas 8,5 mil regularizações 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 1T15 foram investidos R\$ 12,3 milhões em projetos de TI e em 2015 serão investidos um total de R\$ 29,7 milhões.

Outros - No 1T15, foram investidos R\$ 8,3 milhões em outros projetos, dos quais R\$ 0,5 milhões foram destinados a muros, passeios e taludes, R\$ 2,2 milhões referentes à renovação da frota de veículos, R\$ 2,5 em equipamento de leitura e R\$ 0,8 milhão em segurança eletrônica, entre outros investimentos.

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

Financiado pelo Cliente - Os investimentos realizados pelos clientes totalizaram R\$ 17, 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	1T15
Saldo inicial de caixa	974	909
Geração de caixa operacional	(11)	323
Investimentos	(102)	(167)
Despesa Financeira Líquida/Amortizações Líquidas	(21)	139
Despesas com Fundo de Pensão	(74)	(47)
Imposto de Renda	(45)	(36)
Alienação de Ativos	-	-
Caixa restrito e/ou bloqueado	(51)	4
Caixa livre	(305)	215
Saldo final de caixa	669	1.124

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 1T15 em comparação ao 1T14

A Companhia registrou aumento da geração de caixa operacional no 1T15 quando comparada ao 1T14 devido, principalmente:

- (i) R\$ 73,9 milhões, em função do aumento da tarifa do 1T15 em comparação ao 1T14.
- (ii) menor impacto nos custos com parcela A em R\$ 286,1 milhões, já considerando o recebimento da Bandeira Tarifária. No 1T15 a Companhia contou com o efeito positivo da sobrecontratação, e no 1T14 o caixa foi impactado pela exposição ao mercado spot.

A variação positiva na geração de caixa operacional do período foi parcialmente compensada pela redução de mercado e pela restituição do ativo possivelmente inexistente ao longo do período.

Além dos fatores mencionados acima para a geração de caixa, destacamos também o efeito positivo no fluxo de caixa de R\$ 183,5 milhões provenientes da amortização líquida positiva em função 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.

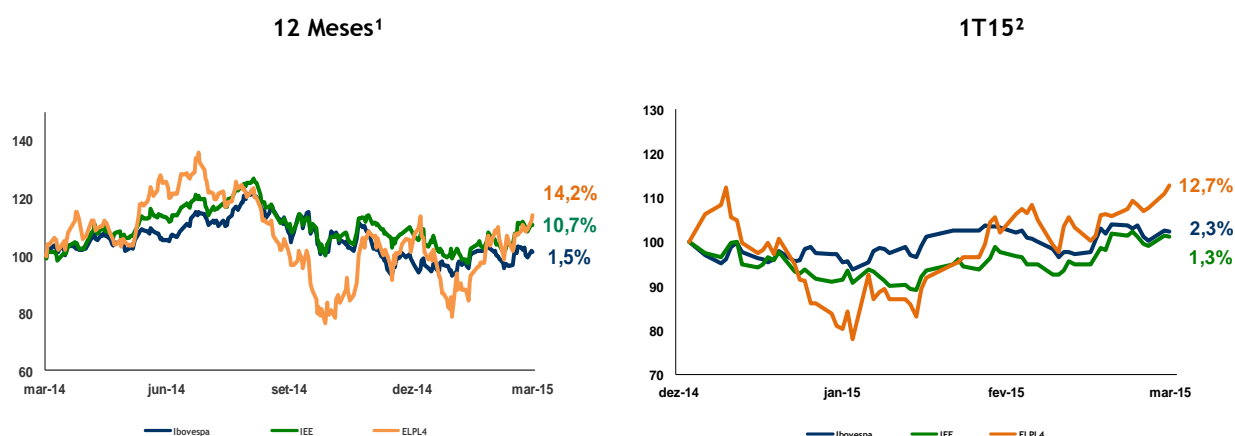
DESEMPENHO DAS AÇÕES

As ações preferenciais da AES Eletropaulo encerraram o 1T15 cotadas a R\$ 9,76, registrando alta de 12,7% no período. O IEE apresentou um aumento de 1,3%, enquanto o Ibovespa teve alta de 2,3% no período.

Durante o 1T15, as ações preferenciais da Eletropaulo foram negociadas em todos os pregões da BM&FBovespa. Os dados de liquidez mostram a realização de 149,3 mil negócios no período, média de 49,7 mil por mês, envolvendo cerca de R\$ 477 milhões em ações preferenciais, com volume financeiro médio diário de R\$ 7,8 milhões no 1T15 no mercado à vista.

Nos últimos 12 meses, as ações preferenciais da Eletropaulo apresentaram alta de 14,2% refletindo, principalmente, eventos ocorridos durante o primeiro 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.

Nesse período o Ibovespa e o IEE registraram alta de 1,5% e 10,7%, respectivamente.



1 - Base 100: 31/03/2015

2 - Base 100: 28/12/2014

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

Acionista	AES Eletropaulo					
	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%

31/03/2015



DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

SEGURANÇA E MEIO AMBIENTE

Um dos principais desempenhos sociais da AES Eletropaulo está relacionado com a segurança de colaboradores próprios, contratados e população. No 1T15 houve incremento das taxas de frequência com colaboradores próprios e contratados em relação ao 1T14, resultado de eventos de pequena significância em termos de lesão, ocorridos no mês de janeiro. Nenhum evento foi relacionado à interação com energia elétrica.

Um plano robusto de divulgação desses eventos e as lições aprendidas, além de paradas de segurança com foco na prevenção e no comportamento seguro (em todas as atividades), vem sendo colocado em prática para elevar o nível de atenção das equipes sobre estes fatores.

A taxa de gravidade (TG) com colaboradores próprios apresentou, no 1T15, melhora significativa do indicador em relação a 1T14, refletindo que a gravidade dos eventos vem sendo cada vez menor. A TG com contratados foi elevada devido a um incidente envolvendo atividade de construção de rede, em que um colaborador contratado sofreu uma pequena fratura.

Quanto ao desempenho ambiental, um dos principais indicadores de acompanhamento é o de reciclagem, reaproveitamento e reutilização de resíduos, que apresentou aumento no 1T15 (58%) em relação ao 1T14 (54%). Isso se deve a diversos esforços, como o reaproveitamento de solo no segmento subterrâneo, a reciclagem de entulho e o reaproveitamento energético dos resíduos de poda. Também houve redução de 22% dos resíduos gerenciais descartados em relação ao 1º trimestre de 2014.

A AES Eletropaulo evitou emissão¹² de 27.890t de CO₂ no 1T15 por meio da redução do consumo próprio de energia elétrica e perdas globais em relação ao 1T14.

¹² 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.

Meta	Indicador de desempenho	2013	2014	1T14	1T15
Zero acidente fatal com colaboradores próprios e contratados	Número de acidentes fatais	-	-	-	-
Reduzir em 10% as taxas de frequência e de gravidade com colaboradores próprios e contratados em 2015	TF próprios	4,36	4,68	4,92	8,09
	TF contratados	3,89	2,45	2,62	5,44
	TG próprios	37,64	71,00	55,00	26,00
	TG contratados	14,38	30,00	3,00	55,00
Zero acidente fatal com a população	Número de acidentes fatais	10	18	4	6
Reduzir em 10% os acidentes com a população em 2015	Numero de acidentes não fatais	86	59	16	19
Reciclar, reaproveitar ou reutilizar 70% dos resíduos até 2019	Índice da soma de resíduos reciclados, reaproveitados e reutilizados / Total de Resíduos Gerenciáveis Gerados	58%	60%	54%	58%
Reduzir as emissões de CO2 e a partir da redução de 4 mil MWh de energia elétrica referente ao consumo próprio e 26,4 mil GWh de perdas globais até 2019	MWh	43.469	40.864	10.715	10.111
	% perdas	10,0	9,7	10,1	9,3

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. Para tanto, um dos principais indicadores é a rotatividade, que apresentou redução significativa no 1T15, alcançando 0,35%, frente a 0,59% no 1T14.

No compromisso de desenvolver seus fornecedores, a AES Eletropaulo monitora o desempenho das empresas por meio do Índice de Desenvolvimento de Fornecedores (IDF)¹³. No 1T15, 52,91% dos fornecedores apresentaram IDF igual ou acima de 75 (sendo que 100 é a pontuação máxima), frente a 54,86% no 1T14. 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.

Nas comunidades onde atua, a AES Eletropaulo regularizou ligações elétricas de 14.499 famílias - cerca de 58 mil pessoas, número maior no 1T15 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.

Dentro do Programa de Eficiência energética, foram realizados projetos em prédios públicos dos municípios de São Paulo e Cotia, além da doação de equipamentos mais eficientes no programa Transformação de Consumidores em Clientes - como lâmpadas e geladeiras - e da coleta de resíduos recicláveis por meio do projeto Recicle Mais, Pague Menos. Tais ações no 1T15 viabilizaram a redução de 10.279 MWh no consumo de energia elétrica dos clientes, energia suficiente para atender 3.426 residências.

Mais de 46 mil pessoas foram beneficiadas pelas iniciativas de educação para o consumo consciente no 1T15. Entre elas estão as crianças e jovens atendidos pelo projeto social Casa de Cultura e Cidadania, os

¹³ 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.

clientes cadastrados no projeto Recicle Mais, Pague Menos - que oferece desconto na conta de energia elétrica dos clientes em troca de materiais recicláveis - e o público de palestras de segurança com foco na prevenção de acidentes envolvendo a rede elétrica.

Meta	Indicador de desempenho	1T14	1T15
Atingir índice de 82% de satisfação no ambiente de trabalho de 2015 a 2019	Rotatividade	0,59%	0,35%
Ter 80% dos fornecedores com IDF igual ou acima de 75 até 2019	% de fornecedores com IDF igual ou acima de 75	71,91%	52,91%
Ampliar acesso à energia elétrica regularizada para 183 mil famílias de comunidades de baixa renda até 2019	Número de ligações irregulares	11.384	14.449
Contribuir para a redução de 240 mil MWh do consumo de energia dos clientes até 2019	MWh reduzido	10.652	10.279
Educar 92 mil pessoas ao ano e influenciar a mudança de hábito de 70% em 2015	Nº de pessoas que participaram de ações de educação para o consumo consciente	31.302	46.097

GOVERNANÇA CORPORATIVA

TRANSPARÊNCIA E ÉTICA

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 ordinaristas e um indicado por minoritários preferencialistas. 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.

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.

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

A Aneel, em 10 de fevereiro de 2015, recorreu desta decisão ao Plenário do STJ, que é composto por todos os Ministros do Superior Tribunal. Não há prazo para o julgamento deste recurso.

Desta forma, a liminar obtida em 2ª instância continua válida e surtindo todos os seus efeitos. E não obstante os recursos da Aneel na 2ª instância e no STJ, que estão pendentes de julgamento, a Companhia entende que tem boas chances de êxito em relação à manutenção da liminar e ao mérito do caso.

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 ¹	1T14	1T15	Var (%)
Residencial	4.209,6	4.084,6	-3,0%
Comercial	3.374,2	3.318,2	-1,7%
Industrial	1.295,2	1.194,5	-7,8%
Demais	738,2	710,0	-3,8%
Mercado Cativo	9.617,2	9.307,3	-3,2%
Cientes Livres	2.162,5	2.077,1	-4,0%
Mercado Total	11.779,7	11.384,3	-3,4%

Consumo total (inclusive Clientes Livres) - GWh ¹	1T14	1T15	Var (%)
Residencial	4.209,6	4.084,6	-3,0%
Comercial	3.981,9	3.902,7	-2,0%
Industrial	2.509,1	2.340,6	-6,7%
Demais	1.079,1	1.056,4	-2,1%
Total	11.779,7	11.384,3	-3,4%

1- Não inclui Consumo Próprio

Consumo Cativos - GWh	1T14	1T15	Var (%)
Residencial	4.209,6	4.084,6	-3,0%
Comercial	3.374,2	3.318,2	-1,7%
Industrial	1.295,2	1.194,5	-7,8%
Demais	738,2	710,0	-3,8%
Total Consumo Faturado	9.617,2	9.307,3	9,5%
Consumo Próprio	10,0	9,4	-5,9%
Total	9.627,3	9.316,7	-3,2%
Consumo Clientes Livres - GWh	1T14	1T15	Var (%)
Comercial	607,7	584,5	-3,8%
Industrial	1.213,9	1.146,2	-5,6%
Demais	340,9	346,4	1,6%
Total	2.162,5	2.077,1	-4,0%

TUSD	1T14	1T15	Var (%) 1T15 x 1T14
Receita Líquida - R\$ Milhões	85,0	107,9	27%
GWh	2.162,5	2.077,1	-4%
Tarifa (R\$/GWh)	39,3	52,0	32%

Tarifa média - R\$/MWh	1T14	1T15	Var (%) 1T15 x 1T14
Residencial	232,6	329,1	41%
Comercial	86,0	116,3	35%
Industrial	656,1	931,9	42%
Demais	196,3	280,0	43%
Total	235,4	326,9	39%

Demonstração dos Resultados	1T14	1T15	Var (%) 1T15 x 1T14
Receita Bruta	3.194,9	4.977,2	56%
Deduções à Receita Operacional	(944,2)	(1.818,6)	93%
Receita Líquida	2.250,7	3.158,7	40%
Receita Líquida (ex-Receita de construção)	2.114,9	3.040,8	44%
Despesas Operacionais	(2.280,9)	(2.833,6)	24%
Parcela A	(1.872,0)	(2.324,4)	24%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.687,4)	(2.079,7)	23%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(180,7)	(240,7)	33%
Taxa de fiscalização	(4,0)	(4,0)	0%
PMSO	(408,9)	(509,2)	25%
Pessoal	(149,9)	(160,3)	7%
Entidade de Previdência Privada	(71,4)	(78,8)	10%
Materiais	(10,3)	(10,5)	2%
Serviços de Terceiros	(107,8)	(112,5)	4%
PCLD	(9,6)	(36,6)	283%
(Provisão) Reversão para contingências	(23,1)	(22,6)	2%
Outros custos	(36,7)	(87,8)	139%
Custo de construção	(135,8)	(117,9)	13%
EBITDA	(166,0)	207,2	225%
Desp. Passivo - FCESP	69,4	76,9	11%
Ativos e Passivos Regulatórios	424,8		
EBITDA Ajustado (Covenants)	328,1	284,1	13%
Depreciação e Amortização	(107,0)	(113,0)	6%
Receitas Financeiras	36,6	111,9	206%
Despesas Financeiras	(102,7)	(135,8)	32%
Var. Cambial/Mont. (Liq.)	61,6	0,6	99%
Resultado Financeiro	(4,5)	(23,3)	421%
Resultado antes da Tributação	(277,5)	71,0	126%
Imposto de Renda e Contribuição Social	94,0	(24,1)	126%
Lucro (prejuízo) Líquido	(183,5)	46,8	126%

Receita Operacional Bruta - R\$ milhões	1T14	1T15	Var (%) 1T14 x 1T15
Residencial	1.245,7	1.654,2	32,8%
Comercial	1.045,8	1.269,4	21,4%
Industrial	354,9	438,3	23,5%
Rural	0,8	0,8	-5,6%
Poder Público	87,1	112,4	29,0%
Iluminação Pública	38,2	50,2	31,6%
Serviço Público	42,3	49,6	17,4%
Bandeira Tarifária		257,8	N.D.
Total de Fornecimento	2.814,8	3.832,8	36,2%
Energia no Curto Prazo	-	114,9	N.D.
Não Faturado	16,2	267,5	1547,7%
Dif. de alíquota - PIS/Cofins - Consumidor	(6,6)	(50,4)	668,2%
Rec. Disponibilidade da Rede Elétrica (TUSD)	94,7	138,6	46,4%
Receita de Ultrapassagem de Demanda e Excedente Reativa	(22,2)	(25,5)	14,8%
Ressarcimento - leilões de energia	71,3	-	-100,0%
Subvenção recursos CDE	60,1	54,8	-8,8%
Receita de Construção	135,8	117,9	-13,2%
Ativo (Passivos) Financeiros Setoriais	-	498,5	N.D.
Outros	102,0	28,2	-72,4%
Total Outros	451,4	1.144,5	153,5%
Total Receita Bruta	3.266,2	4.977,2	52,4%
Residencial	(265,8)	(376,0)	41,4%
Comercial	(196,1)	(247,8)	26,4%
Industrial	(64,7)	(86,1)	33,1%
Rural	(0,1)	(0,0)	-61,9%
Poder Público	(9,5)	(13,3)	39,9%
Iluminação Pública	(6,8)	(10,0)	46,5%
Serviço Público	(6,4)	(7,8)	22,3%
Outros	(16,5)	(21,0)	27,8%
Total ICMS por classe	(565,8)	(762,1)	34,7%
Encargos do Consumidor - ECE	(0,0)	(0,0)	103,5%
Encargos do Consumidor - RGR	-	-	N.D.
Encargos do Consumidor - PROINFA	(7,5)	(10,0)	32,8%
Encargos Consumidor - Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	(23,9)	(29,6)	24,0%
Encargos Consumidor - CCC	-	-	N.D.
Encargos Consumidor - CDE	(55,7)	(304,3)	446,7%
Encargos do Consumidor - Energia Livre	-	-	N.D.
Encargos do consumidor - Bandeira Tarifária	-	(323,6)	N.D.
Outros (PIS, Cofins e ISS)	-291,3	(388,9)	33,5%
Total Outras	(378,4)	(1.056,5)	179,2%
Receita Líquida	2.322,0	3.158,7	36,0%

Encargos Uso Sistema de Transmissão e Distribuição R\$ Milhões	1T14	1T15	Var (%) 1T15 x 1T14
Rede Básica e ONS	116,9	175,8	50,4%
Encargos do Serviço do Sistema - ESS	63,8	69,8	9,4%
Transporte Itaipu / Outros	7,9	9,1	15,2%
CUSD	1,9	1,6	-18,0%
Conexão	7,6	8,3	8,8%
(-) Créditos - PIS/COFINS	(17,5)	(23,9)	36,4%
Total	180,7	240,7	33,2%

Pessoal - em R\$ milhões	1T14	1T15	Var (%) 1T15 x 1T14
Pessoal e Encargos	149,9	160,3	7,0%
Entidade de Previdência	71,4	78,8	10,3%
Total	221,3	239,1	8,0%

Pessoal - em R\$ milhões	1T14	1T15	Var (%) 1T15 x 1T14
Pessoal e Encargos	129,4	144,3	11,5%
Provisionamento de PLR	20,5	16,1	-21,4%
Entidade de Previdência	71,4	78,8	10,3%
Contribuição como patrocinadora	2,1	1,9	-9,5%
Desp. Passivo - FCESP	69,4	76,9	10,9%
Total	221,3	239,1	8,0%

Balanço Patrimonial	1T14	1T15	Var (%)
Ativo Total	11.243,8	12.527,1	11,4%
Ativo Circulante	3.074,1	4.297,7	39,8%
Caixa e equivalentes de caixa	82,0	250,6	205,5%
Investimentos de curto prazo	587,0	873,9	48,9%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	1.255,3	1.947,7	55,2%
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	59,9	39,6	-33,8%
Outros tributos compensáveis	121,8	110,0	-9,6%
Devedores diversos	10,9	12,3	13,2%
Contas a receber - acordos	84,8	97,8	15,4%
Outros créditos	782,2	302,5	-61,3%
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	0,0%
Almoxarifado	54,6	59,8	9,6%
Despesas pagas antecipadamente	35,8	33,6	-6,1%
Ativo financeiro setorial, líquido	-	569,8	0,0%
Ativo Não Circulante	8.169,6	8.229,5	0,7%
Outros tributos compensáveis	45,5	38,3	-15,8%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	398,0	504,4	26,7%
Cauções e depósitos vinculados	445,3	446,4	0,3%
Contas a receber - acordos	38,1	14,3	-62,4%
Outros créditos	43,7	82,8	89,4%
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	0,0%
Ativo financeiro da concessão	1.456,9	1.905,7	30,8%
Ativo financeiro setorial, líquido	-	127,9	0,0%
Investimento	8,8	12,2	39,7%
Imobilizado, líquido	12,9	10,6	-18,0%
Intangível	5.686,6	5.086,7	-10,5%

Balanco Patrimonial	1T14	1T15	Var (%)
Passivo Total	11.243,8	12.527,1	11,4%
Passivo Circulante	2.954,3	4.060,4	37,4%
Fornecedores	1.793,5	1.615,7	-9,9%
Empréstimos e financiamentos	84,7	83,7	-1,2%
Debêntures	96,1	667,9	594,6%
Arrendamento financeiro	3,5	2,9	-17,7%
Subvenções governamentais	1,4	2,5	81,4%
Imposto de renda e contribuição social a pagar	25,2	28,4	12,9%
Outros tributos a pagar	281,0	527,6	87,8%
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	78,7	3,9	-95,1%
Obrigações estimadas	77,4	111,4	43,9%
Obrigações sociais e trabalhistas	5,1	3,6	-29,8%
Encargos tarifários e do consumidor a recolher	33,7	590,3	1653,7%
Provisão para processos judiciais e outros	199,1	154,5	-22,4%
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	46,0	41,9	-8,9%
Outras obrigações	229,0	226,3	-1,2%
Passivo Não Circulante	5.643,3	5.851,9	3,7%
Empréstimos e financiamentos	498,4	456,8	-8,3%
Debêntures	2.119,5	2.106,9	-0,6%
Arrendamento financeiro	10,2	8,6	-15,4%
Subvenções governamentais	3,4	9,9	196,2%
Obrigações com entidade de previdência privada	2.541,1	2.847,0	12,0%
Provisão para processos judiciais e outros	323,9	325,2	0,4%
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	15,1	19,1	26,7%
Obrigações estimadas	0,3	1,1	268,8%
Reserva de reversão	66,1	66,1	0,0%
Outras obrigações	65,4	11,2	-82,9%
Patrimônio Líquido	2.646,2	2.614,9	-1,2%
Capital social	1.257,6	1.257,6	0,0%
Reserva de capital	18,4	19,5	5,7%
Outros resultados abrangentes/ajustes de avaliação patrimonial	389,4	155,0	-60,2%
Reserva de lucros:	-	-	0,0%
Reserva legal	235,6	235,6	0,0%
Reserva estatutária	910,2	880,8	-3,2%
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	-	-	0,0%
Lucros (prejuízos) acumulados	(165,0)	66,4	-140,3%

Impacto dos Ativos e Passivos Regulatórios na DRE	1T14	1T15
Receita Líquida	(279,7)	(498,5)
Despesas Operacionais	(145,1)	76,5
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(141,7)	76,5
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(3,4)	-
EBITDA	(424,8)	(421,9)
Receitas Financeiras	(26,8)	(42,4)
Despesas Financeiras	37,8	37,1
Resultado Financeiro	11,0	(5,3)
Resultado antes dos Tributos	(413,8)	(427,2)
Lucro (prejuízo) Líquido	(413,8)	(427,2)

Endividamento			
Moeda Estrangeira - 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	0,00	0,00	0,00

Moeda Local - R\$ milhões	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
RELUZ	0,2	0,0	0,2
DEBÊNTURES - 9ª Emissão	75,2	170,8	245,9
DEBÊNTURES - 11ª Emissão	9,9	198,5	208,4
DEBÊNTURES - 13ª Emissão	55,2	315,2	370,4
DEBÊNTURES - 14ª Emissão	24,2	591,1	615,3
DEBÊNTURES - 15ª Emissão	39,9	741,7	781,6
DEBÊNTURES - 16ª Emissão	358,9	0,0	358,9
DEBÊNTURES - 17ª Emissão	104,6	89,8	194,4
CCB - Bradesco	77,9	413,2	491,1
BNDES - Finame	1,5	0,3	1,8
FINEP - 1o Protocolo	6,2	23,9	30,0
FINEP - 2o Protocolo	0,1	29,4	29,5
Outros	0,3	0,0	0,3
Leasing	2,9	8,6	11,5
Subvenções Governamentais	-2,5	-9,9	-12,4
Subtotal	754,4	2.572,4	3.326,8
Fundação Cesp - Confissão de Dívida	27,6	584,3	611,9
Fundação Cesp - Ajuste de Reserva Matemática	152,2	2.082,9	2.235,0
Fundação Cesp - Custo Atuarial	0,0	0,0	0,0
Total Fundação CESP	179,8	2.667,2	2.847,0
Total com Fundação CESP	934,2	5.239,5	6.186,7

Ativos e Passivos Regulatórios			
Ativo (R\$ mil)	2013/2014	2014/2015	Total
Circulante	206.276	1.545.106	1.751.382
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	5.225	208.980	214.205
Conta de Consumo de Combustível - CCC	49	-	49
Energia Itaipu - custo/variação cambial	3.907	175.015	178.922
Transporte de energia - Itaipu	1	2.022	2.023
Transporte de energia pela rede básica	4.669	21.528	26.197
Compra de energia elétrica	150.044	1.103.856	1.253.900
Proinfa	3.061	-	3.061
Revisão Tarifária 3º ciclo - Ajuste da base de remuneração	43.509	-	43.509
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	(4.189)	-	(4.189)
Efeito Neutralidade	-	5.516	5.516
Outros componentes financeiros	-	28.189	28.189
Não-Circulante	-	515.035	515.035
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	69.660	69.660
Transporte de energia pela rede básica	-	7.176	7.176
Energia Itaipu - custo/variação cambial	-	58.338	58.338
Proinfa	-	-	-
Compra de energia elétrica	-	367.952	367.952
Transporte de energia - Itaipu	-	674	674
Efeito Neutralidade	-	1.839	1.839
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	-	-	-
Outros componentes financeiros	-	9.396	9.396
Total do Ativo	206.276	2.060.141	2.266.417

PASSIVO (R\$ mil)	2013/2014	2014/2015	Total
Circulante	(180.969)	(1.000.637)	(1.181.606)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(20)	-	(20)
Energia Itaipu - custo/variação cambial	(8.014)	-	(8.014)
Encargos do serviço do sistema - ESS	(36.602)	(337.773)	(374.375)
Proinfa	-	(3.966)	(3.966)
Transporte de energia - Itaipu	(14)	-	(14)
Efeito Neutralidade	(2.512)	-	(2.512)
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	-	(452.471)	(452.471)
Revisão Tarifária Extraordinária - RN ANEEL 1.858/2015	-	(206.427)	(206.427)
Revisão Tarifária - Fator Xe	(27.683)	-	(27.683)
Postergação Revisão Tarifária 2011	(100.664)	-	(100.664)
Revisão Tarifária - Universalização	(1.110)	-	(1.110)
Outros componentes financeiros	(4.350)	-	(4.350)
Não-circulante	-	(387.099)	(387.099)
Encargos do serviço do sistema - ESS	-	(112.591)	(112.591)
Proinfa	-	(1.322)	(1.322)
Revisão Tarifária Extraordinária - RN ANEEL 1.858/2015	-	(68.809)	(68.809)
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	-	(202.937)	(202.937)
Outros componentes financeiros	-	(1.440)	(1.440)
Total do Passivo	(180.969)	(1.387.736)	(1.568.705)
Total Geral - Líquido	25.307	672.405	697.712

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.