

AES ELETROPAULO ATINGE REDUÇÃO DE R\$ 88,5 MILHÕES NO PMSO GERENCIÁVEL E REVISA META PARA R\$ 140 MILHÕES EM 2013

Comentários do Sr. Gustavo Duarte Pimenta - Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores

No 3T13, o destaque do desempenho financeiro foi a redução de R\$ 58,5 milhões no PMSO gerenciável na comparação com o mesmo período de 2012, corrigido pelo IGP-M. Nos 9M13, essa redução foi de R\$ 88,5 milhões. Essa conquista resultou na revisão da meta de redução do PMSO gerenciável de 2013 na comparação com o PMSO gerenciável de 2012 corrigido por IGP-M, que passou de R\$ 100 milhões para R\$ 140 milhões, demonstrando o compromisso da administração em efetivar ações que aprimoraram a gestão dos custos da Companhia, com ganhos de produtividade e eficiência.

Nesse trimestre, a Companhia atingiu Ebitda de R\$ 142,4 milhões e lucro líquido de R\$ 27,0 milhões, mesmo com o início da devolução do passivo regulatório em função da postergação, pela Aneel, da data de aplicação da Terceira Revisão Tarifária.

Com relação ao covenant, o indicador dívida líquida/Ebitda ajustado atingiu 2,4 vezes, abaixo do limite de 3,5 vezes, como reflexo do compromisso da Administração com a gestão financeira da Companhia.

O mercado total na área de concessão da AES Eletropaulo apresentou crescimento de 2,7% em relação ao 3T12, totalizando um volume de 11.626 GWh. Contribuiu para esse desempenho o aumento de 4,2% no consumo da classe comercial total e de 2,4% da classe residencial total.

O destaque operacional do período ficou para o indicador de perdas totais que encerrou em 9,7%, reflexo das iniciativas de combate às ligações clandestinas. No ano, a Companhia regularizou 57 mil ligações informais. Os índices DEC e FEC dos últimos 12 meses encerrados em setembro de 2013 também apresentaram reduções significativas de 5,0% e 5,2%, respectivamente, abaixo dos indicadores regulatórios.

Neste trimestre a Companhia investiu R\$ 193,4 milhões, principalmente em expansão e confiabilidade do sistema e em serviços ao cliente, de forma a atender ao crescimento do mercado, regularizar ligações ilegais e dar continuidade à execução dos projetos de manutenção preventiva e corretiva e a modernização da subtransmissão e redes subterrâneas.

↑ Redução de 5,0% no DEC e de 5,2% do FEC	↓ Redução de 16,9% na Receita Bruta do trimestre	PMSO gerenciável ajustado atingiu redução de R\$ 88,5 milhões nos 9M13	↑ Índice de perdas de um dígito: 9,7%	↑ Investimentos de R\$ 193,4 milhões no trimestre
---	--	--	---------------------------------------	---

R\$ milhões	3T12	3T13	Var (%)
Receita Líquida	2.458,6	2.228,6	-9,4%
Despesas Operacionais ¹	(2.126,6)	(1.888,0)	-11,2%
EBITDA	88,4	142,4	61,2%
Margem EBITDA	3,6%	6,4%	+2,8 p.p.
EBITDA ajustado ²	209,9	372,5	77,4%
Margem EBITDA Ajustado	8,5%	16,7%	+8,2 p.p.
Lucro (Prejuízo) Líquido	0,5	27,0	5477,8%
Margem Líquida	0,0%	1,2%	+1,2 p.p.
Patrimônio Líquido (PL)	3.683,8	2.577,7	-30,0%
Investimentos (Capex)	224,9	193,4	-14,0%

INDICADORES	3T12	3T13	Var (%)
Dívida Líquida ³ (R\$ milhões)	3.094,3	2.713,6	-12,3%
Dívida Líquida ³ / PL (vezes)	0,8 x	1,1 x	
Dívida Líquida ³ / EBITDA Ajustado ⁴ (vezes)	1,1 x	2,4 x	
EBITDA Ajustado ⁴ /Desp. Fin. Sobre Empréstimos (vezes)	8,2 x	4,7 x	

DADOS OPERACIONAIS	3T12	3T13	Var (%)
Mercado Cativo (GWh)	9.325,7	9.341,6	0,2%
Tarifa Média (R\$/GWh) ⁵	289,8	236,5	-18,4%
Funcionários	5.584	6.247	11,9%
Unidades Consumidoras / Funcionários	1.148	1.059	-7,8%

1- Não inclui depreciação

2 - EBITDA ajustado pelas despesas com Fcsp e ativos e passivos regulatórios

3 - Não inclui Operações de Leasing Operacional e o reconhecimento do "corredor"

4 - 12 meses

5 - Tarifa Média Líquida (R\$/MWh)

São Paulo, 6 de novembro de 2013 - A Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (BOVESPA: ELPL3 e ELPL4; ADRs: EPUMY) anunciou hoje os resultados referentes ao 3º trimestre de 2013 (3T13) e aos 9 meses de 2013 (9M13). As informações operacionais e financeiras da Companhia, exceto quando indicadas de outra forma, são apresentadas com base em números da Controladora e em milhares de reais, conforme a legislação societária.

Escala	Ratings	Fitch ¹	S&P ²	Moodys ³
Nacional		AA	AA-	Aa2
Internacional		BB+	BB	Ba1

Últimas atualizações:

1 - Fitch rebaixou o rating internacional e reafirmou o rating nacional da Cia. em 06/2013

2 - S&P rebaixou os ratings nacional e internacional da Cia. em 04/2013

3 - Moody's rebaixou os ratings nacional e internacional da Cia. em 09/2013

ELPL4: R\$ 8,70 (06/11/2013)

VALOR DE MERCADO: R\$ 1.456 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 639 milhões

DESTAQUES DO 3T13

Operacionais

- ↑ Marca de um dígito de perdas atingida (9,7% vs. 10,4% no 3T12).
- ↑ DEC 5,0% menor e FEC reduzido em 5,2%, para 8,21 horas e 4,54 vezes, respectivamente.
- ↑ Investimentos totalizaram R\$ 193,4 milhões no trimestre vs. R\$ 225 milhões no 3T12.
- ↑ Consumo total cresceu 2,7% em comparação ao 3T12, totalizando 11.626 GWh. Excluindo o efeito dos dias a menos de faturamento, o consumo total teria apresentado crescimento de 4,0%.

Financeiros

- ↑ Receita bruta totalizou R\$ 3.120,2 milhões, 16,9% menor em relação ao 3T12 em função do programa de redução dos custos de energia elétrica (Lei n.º 12.783/2013), compensado pelo crescimento do mercado.
- ↑ Programa de redução de custos: redução do PMSO gerenciável em R\$ 58,5 milhões (17,2%) em relação ao 3T12, corrigido por IGP-M (R\$ 88,5 milhões no acumulado do ano).
- ↑ Ebitda de R\$ 142,4 milhões e lucro líquido de R\$ 27,0 milhões, aumento de R\$ 54,1 milhões e R\$ 26,5 milhões, respectivamente, vs. 3T12. Impacto positivo do mercado e menor PMSO, parcialmente compensado pelo início da devolução do passivo regulatório ref. à 3ª RTP.
- ↑ Ebitda ajustado de R\$ 372,5 milhões, ante R\$ 209,9 milhões no 3T12, como resultado do melhor mercado e da redução no PMSO.

Prêmio

- ↑ A AES Eletropaulo recebeu o “Troféu Transparência 2013”, concedido pela ANEFAC-FIPECAFI-SERASA EXPERIAN, como reconhecimento de melhores práticas contábeis na elaboração das demonstrações financeiras.

DESEMPENHO OPERACIONAL

CONSUMO

Consumo Cativos - GWh ¹	3T12 ²	3T13	9M12 ²	9M13	Var (%) 3T13 x 3T12	Var (%) 9M13 x 9M12
RESIDENCIAL	4.331,1	4.433,1	12.775,4	13.062,6	2,4%	2,2%
COMERCIAL	2.796,6	2.806,9	8.816,4	8.616,9	0,4%	-2,3%
INDUSTRIAL	1.467,6	1.396,4	4.338,2	4.168,7	-4,9%	-3,9%
DEMAIS	730,5	705,3	2.184,0	2.150,7	-3,5%	-1,5%
Mercado Cativo	9.325,7	9.341,6	28.114,0	27.998,9	0,2%	-0,4%
CLIENTES LIVRES	1.997,6	2.284,1	5.917,6	6.629,7	14,3%	12,0%
Mercado Total	11.323,4	11.625,7	34.031,6	34.628,7	2,7%	1,8%

Consumo Total (Incluindo Clientes Livres) - GWh ¹	3T12 ²	3T13	9M12 ²	9M13	Var (%) 3T13 x 3T12	Var (%) 9M13 x 9M12
RESIDENCIAL	4.331,1	4.433,1	12.775,4	13.062,6	2,4%	2,2%
COMERCIAL	3.201,3	3.336,1	9.897,8	10.256,9	4,2%	3,6%
INDUSTRIAL	2.735,7	2.726,3	8.180,2	8.066,2	-0,3%	-1,4%
DEMAIS	1.055,3	1.130,2	3.178,2	3.243,0	7,1%	2,0%
Total	11.323,4	11.625,7	34.031,6	34.628,7	2,7%	1,8%

1- não inclui consumo próprio

2 - números de 2012 foram reclassificados

O mercado total da AES Eletropaulo encerrou o 3T13 com um volume de 11.625,7 GWh, apresentando um crescimento de 2,7% em relação ao 3T12. O resultado foi influenciado pelo desempenho positivo da classe comercial total (mercados cativo e livre) e da classe residencial, que cresceram 4,2% e 2,4% no trimestre, respectivamente. A classe industrial total (mercados cativo e livre) continuou com desempenho negativo no trimestre, com queda de 0,3%, reflexo da menor atividade industrial na área de concessão da Companhia. Além disso, houve o impacto de 1,4 dia a menos de faturamento no trimestre (-143 GWh). Desconsiderando esse impacto, o mercado total teria crescido 4,0%.

O mercado cativo, cuja participação no mercado total é de 80%, apresentou acréscimo de 0,2% em relação ao 3T12, totalizando 9.341,6 GWh no trimestre. Além do impacto de 1,4 dia a menos de faturamento, 12 clientes migraram do mercado cativo para o ACL (Ambiente de Contratação Livre), sendo 11 clientes comerciais e 1 industrial, totalizando 180 GWh a menos no mercado cativo. Desconsiderando o impacto dessa migração e dos dias de faturamento, o mercado cativo cresceria 3,8% nesse trimestre.

No acumulado até setembro de 2013, o mercado total cresceu 1,8% na comparação com o mesmo período do ano anterior. Esse desempenho foi impulsionado pelo crescimento de 3,6% da classe comercial (mercados cativo e livre) e de 2,2% na classe residencial. O período apresentou 2,2 dias a menos de faturamento (-296 GWh) e, se esse efeito fosse excluído, o mercado total cresceria 2,6%.

Desempenho do mercado por classe de consumo

Residencial

O consumo da classe residencial totalizou 4.433,1 GWh no 3T13, um crescimento de 2,4% em relação ao 3T12. Esse consumo foi influenciado pelos seguintes fatores: (i) aumento de 0,4% da renda real na Região Metropolitana de São Paulo (RMSP), conforme Pesquisa Mensal de Emprego do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE); (ii) incremento de 179 mil unidades consumidoras nos últimos 12 meses encerrados em setembro de 2013; e (iii) 1,4 dia a menos de faturamento (-68 GWh). Se fosse desconsiderado o impacto dos dias de faturamento, a classe residencial cresceria 4,0% no 3T13.

No acumulado até setembro de 2013, a classe residencial cresceu 2,2%, devido ao maior número de unidades consumidoras e ao crescimento de 1,7% da renda real na RMSP no mesmo período. O

desempenho foi afetado pelo decréscimo de 3,8 dias de faturamento (-181 GWh) que, desconsiderado da classe, geraria um crescimento de 3,7% no período.

Comercial

O total de energia distribuída para a classe comercial cativa foi de 2.806,9 GWh no 3T13, com crescimento de 0,4% em relação ao 3T12. Desconsiderando a migração de clientes para o ACL (121 GWh) no trimestre e 1,4 dia a menos de faturamento (-44 GWh), a classe comercial crescerá 6,6% no período.

No acumulado até setembro de 2013, a classe comercial apresentou queda de 2,3%, influenciada: (i) por 1,9 dia a menos de faturamento (-63 GWh); e (ii) pela migração de clientes ao ACL (-508 GWh). Desconsiderando o impacto de dias de faturamento e da migração de clientes, a classe crescerá 4,5% no período, refletindo o crescimento de 3,8% do volume de vendas no comércio no Estado de São Paulo no acumulado até agosto/13, conforme a Pesquisa Mensal de Comércio (PMC) do IBGE.

Industrial

No 3T13, o consumo da classe industrial cativa apresentou queda de 4,9% em relação ao 3T12, totalizando 1.396,4 GWh, devido: (i) a 1,4 dia a menos de faturamento (-21 GWh); (ii) da migração de clientes ao mercado livre (-60 GWh); e (iii) da queda de 1,9% na atividade industrial no Estado de São Paulo¹, no acumulado de julho a agosto. Excluídos os impactos da migração ao ACL e dos dias de faturamento, a classe industrial crescerá 0,7% no trimestre.

No acumulado até setembro 2013, a classe industrial cativa apresentou redução de 3,9% no consumo, devido, principalmente, à migração de clientes ao ACL (-195 GWh) e 1,9 dia a menos de faturamento (-31 GWh). Desconsiderando o impacto dos dias de faturamento e da migração ao mercado livre, a classe industrial crescerá 1,4% no período, refletindo o crescimento de 1,6% na produção industrial do Estado de São Paulo no acumulado até agosto/13, segundo pesquisa do IBGE.

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

O consumo cativo das demais classes foi de 705,3 GWh no 3T13, uma redução de 3,5% em relação ao 3T12. Essa queda deve-se à redução de consumo pela classe de poder público (-5,5%) e de iluminação pública (-2,6%) no trimestre, em função, principalmente, do uso de lâmpadas mais eficientes. Além disso, a classe foi impactada por 1,4 dia a menos de faturamento (-11 GWh) que, se desconsiderado, geraria uma redução de 2,0%.

No acumulado até setembro de 2013, o consumo das demais classes apresentou redução de 1,5% devido ao efeito de 2,5 dias a menos de faturamento (-21 GWh) no período e à queda de 4,4% da classe de iluminação pública, que pode ser explicado, em parte, pelo uso de lâmpadas mais eficientes. Se fosse excluído o impacto dos dias de faturamento, o consumo das demais classes seria reduzido em 0,6% no período.

Clientes Livres

No 3T13, 12 unidades consumidoras migraram para o ACL e nenhum cliente retornou para o ACR (Ambiente de Contratação Regulado). Ao final do trimestre, havia 539 unidades consumidoras livres na área de concessão da AES Eletropaulo.

O mercado faturado dos clientes livres foi de 2.284,1 GWh no 3T13, um crescimento de 14,3% quando comparado ao 3T12. Tal desempenho é reflexo da migração de clientes para esse mercado, principalmente da classe comercial, cujo efeito no consumo foi um crescimento de 180 GWh. Excluindo os efeitos da migração ao ACL, o consumo dos clientes livres aumentaria 4,9% no 3T13.

¹ Segundo a Pesquisa Industrial Mensal (PIM) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

Nos últimos 12 meses, 129 unidades consumidoras migraram para o ACL e nenhuma unidade retornou para o ACR. O efeito líquido dessa movimentação foi um acréscimo de 906 GWh no ACL e, consequentemente, a redução do mesmo volume no ACR.

No acumulado até setembro de 2013, o mercado faturado dos clientes livres aumentou 12,0%, devido à migração de clientes para o ACL, o que representa um volume a mais de 703 GWh. Desconsiderando o efeito da migração de clientes para o ACL, o mercado de clientes livres crescerá 0,2%.

Cientes Livres	Período ³	número de unidades	GWh Faturado	Período ³	número de unidades	GWh Faturado no ano
Total de unidades	2T13	527	2.254	3T12	411	7.956
Saída para Rede Básica	3T13	0	0	últimos 12 meses	0	0
Unidades Cortadas	3T13	0	0	últimos 12 meses	-1	-18
Unidades Novas	3T13	0	0	últimos 12 meses	0	2,1
Migração para ACL ¹	3T13	12	180	últimos 12 meses	129	906
Retorno para o ACR ²	3T13	0	0	últimos 12 meses	0	0
Total de unidades	3T13	539	2.284	3T13	539	8.699

1 - ACL = Ambiente de Contratação Livre

2 - ACR = Ambiente de Contratação Regulado

3 - Último mês do período

BALANÇO ENERGÉTICO² - 3T13

SUPRIMENTO (GWh)		Energia Requerida 10.912		FATURAMENTO (GWh)	
BILAT. TIETÊ	2.614	→	→	4.433	RESIDENCIAL
ITAIPU	2.515			2.807	COMERCIAL
BILAT. OUTROS	20			1.396	INDUSTRIAL
PROINFA	249			705	P. PÚBLICO E OUTROS
LEILÃO (hídrica)	3.409			10	CONS. PRÓPRIO
LEILÃO (térmica)	1.707			230	PERDA TRANSMISSÃO
CCEE	398			1.331	PERDA DISTRIBUIÇÃO

O nível de contratação da Companhia é definido a partir do resultado dos contratos firmados de compra e da energia requerida para o consumo dos clientes cativos.

Ao manter-se no patamar de 100% a 105%, a Companhia evita exposições e penalidades, uma vez que está enquadrada dentro dos limites estabelecidos pelo regulador. Apesar de estar abaixo de 100%, o atual nível de contratação está coberto pela exposição involuntária reconhecida pela Aneel e causada pela não alocação de cotas em decorrência da não prorrogação das concessões de algumas geradoras, o que exime a distribuidora de penalidades. A previsão do nível de contratação da AES Eletropaulo para o ano de 2013 está em 96,9%.

² O balanço energético reflete os números do 3T13 informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em setembro de 2013. Os números demonstrados nas notas explicativas que constam nas Demonstrações Financeiras 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.

No 3T13, a AES Eletropaulo acumulou um déficit de 398,1 GWh de energia comprada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) a um preço médio de R\$ 172,75/MWh e que gerou uma despesa de R\$ 70,1 milhões. A Companhia apresenta exposição involuntária em função da não alocação de cotas decorrente da não prorrogação das concessões de algumas geradoras. Dessa forma, o custo de energia relativo à exposição involuntária está sendo coberto pelo aporte de recursos da CDE.

Perdas (%) - (últimos 12 meses)



■ **Perdas totais - Referência Aneel para o ano regulatório 2012/2013: 10,3%**

¹Em janeiro de 2012, a AES Eletropaulo aprimorou a metodologia de apuração das perdas técnicas, que no 3T13 foram de 6,1%.

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 (51.259 GWh).

Com base nessa metodologia, as perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,7%, sendo estas divididas entre perdas técnicas (6,1%) e não técnicas (3,6%). Em comparação ao 3T12, as perdas totais apresentaram redução de 0,7 p.p. Tal alteração decorre das iniciativas promovidas pela Companhia visando à redução da parcela não técnica. Nesse cenário, a AES Eletropaulo passou a intensificar suas ações de redução de perdas comerciais para os segmentos de baixa renda e iniciou, ao final de 2011, um programa de mapeamento e cadastramento na Tarifa Social de Energia Elétrica das famílias que possuem o perfil de renda previsto na nova legislação.

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:** a taxa de assertividade do 3T13 foi de 14,4%. Neste período foram realizadas 120,6 mil inspeções e identificadas 17,4 mil irregularidades enquanto no 3T12 foram realizadas 76,1 mil inspeções e encontradas 12,9 mil irregularidades. No acumulado do ano, foram identificadas 48,6 mil irregularidades, contra 31,6 mil no mesmo período do ano anterior. A melhora decorreu do direcionamento de equipes de fraude para realizar inspeções nas comunidades de baixa renda;
- (ii) **programa de recuperação de instalações cortadas:** tem por objetivo recuperar as instalações de clientes cortadas por inadimplência e que, ao não efetuarem a quitação dos débitos pendentes, passam a consumir energia de forma irregular. No 3T13, 20,0 mil instalações foram recuperadas, ante 19,0 mil instalações no 3T12. No acumulado do ano foram recuperadas 49,3 mil instalações, contra 50,2 mil no mesmo período do ano anterior;
- (iii) **substituição de medidores obsoletos por equipamentos mais modernos:** visa permitir maior precisão de calibração e leitura, bem como contribui para a redução das perdas de faturamento por baixa eficiência de leitura. No 3T13, foram substituídos 17,2 mil medidores obsoletos contra 45,0 mil no 3T12. Em agosto, a Companhia reavaliou o

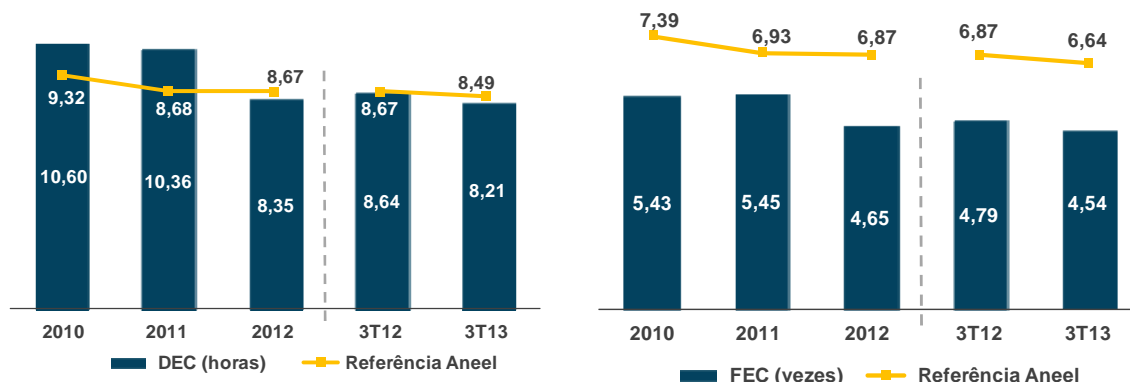
resultado deste projeto e optou por destinar o orçamento para outros projetos de maior valor agregado;

- (iv) **regularização de ligações informais (clandestinas):** no 3T13, foram regularizadas 22,9 mil ligações informais, contra 15,9 mil no 3T12. Para 2013, a meta é regularizar 75 mil ligações, 35% acima do registrado em 2012, das quais 75,6% já foram atingidos no acumulado dos 9M13.

No 3T13, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 32,8 milhões no resultado da Companhia e acrescentaram ao mercado faturado 134,4 GWh de energia (129,1 GWh no 3T12). Esse montante está dividido da seguinte forma:

- (i) R\$ 12,2 milhões (50,1 GWh) decorrem das inspeções de combate à fraude;
- (ii) R\$ 10,3 milhões (42,1 GWh) resultam da regularização de ligações informais;
- (iii) R\$ 6,0 milhões (24,4 GWh) decorrem da substituição de medidores obsoletos e de outras iniciativas de combate às perdas;
- (iv) R\$ 4,3 milhões (17,8 GWh) referem-se à recuperação e à retenção de clientes cortados.

DEC e FEC - (últimos 12 meses)



Os critérios de cálculo das medidas de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora ("DEC") e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora ("FEC"), definidos pela Aneel, consideram as interrupções acima de três minutos e, desse resultado, são expurgados os dias com volume atípico de ocorrências.

Em 30 de setembro de 2013, o índice DEC dos últimos 12 meses registrado pela AES Eletropaulo foi de 8,21 horas, o que representa uma redução de 5,0% em relação ao mesmo período de 2012. O índice FEC dos últimos 12 meses foi de 4,54 vezes, uma redução de 5,2% em comparação ao ano anterior. Ambos indicadores estão dentro do limite regulatório definido pela Aneel.

Visando à melhoria contínua da qualidade dos serviços prestados e dos indicadores de qualidade, a Companhia realizou 57,8 mil podas de árvores no 3T13, contra 73,0 mil podas de árvores no mesmo período do ano passado. A previsão para 2013 é de 180 mil podas de árvores.

No 3T13, as penalidades pagas pela Companhia aos seus clientes por transgressões dos indicadores de DIC, FIC e DMIC totalizaram R\$ 2,4 milhões, valor 40,3% inferior em relação aos R\$ 4,0 milhões do 3T12. A queda do valor pago pelas transgressões é resultado da intensificação das ações voltadas para a melhoria da qualidade dos serviços prestados.

As transgressões dos limites são pagas por intermédio dos indicadores DIC, FIC e DMIC, ou seja, 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. Esses indicadores são estabelecidos com base nas metas de DEC e FEC definidas pela Aneel para a distribuidora.

REGULATÓRIO

Reajuste Tarifário

A partir de 04 de julho, passou a valer o reajuste tarifário da Companhia, de +1,10%, composto por um reajuste econômico de +9,73% e componente financeiro de -8,62%. Tal índice, descontado o componente financeiro considerado no último processo tarifário, resulta em um efeito médio de 0% percebido pelos clientes.

O índice de reajuste tarifário aprovado inclui a amortização de 67,55% do total do passivo regulatório formado em função da postergação, pela Aneel, da data de aplicação da Terceira Revisão Tarifária Periódica (3RTP), de 04 de julho de 2011 para 04 de julho de 2012, no montante total de R\$ 1.130 milhões.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

RECEITA OPERACIONAL BRUTA

A receita operacional bruta da AES Eletropaulo totalizou R\$ 3.120,2 milhões no 3T13, uma redução de R\$ 636,3 milhões ou 16,9% quando comparada aos R\$ 3.756,5 milhões no 3T12. Essa variação é explicada, principalmente, pelos seguintes fatores:

- (i) redução de R\$ 432,4 milhões em função da menor receita para cobrir os custos com a Parcela A (compra de energia e encargos setoriais), determinada pela Lei nº. 12.783/2013;
- (ii) redução de R\$ 213,2 milhões devido ao efeito combinado: (i) da aplicação, em 04 de julho de 2013, do índice de reajuste tarifário de 1,1% (incluindo a devolução do passivo regulatório referente à postergação da revisão tarifária); (ii) e do crescimento de 2,7% do consumo do mercado total;
- (iii) menor receita de venda de energia no curto prazo, em R\$ 33,4 milhões, em função da subcontratação de energia da Companhia, reflexo da não alocação de cotas em decorrência da não prorrogação das concessões de algumas geradoras;

Parcialmente compensados pela:

- (iv) provisão de recebimento de subsídios de baixa renda e tarifa social de R\$ 35,9 milhões.

Nos 9M13, a receita operacional bruta da Companhia totalizou R\$ 9.428,9 milhões, uma redução de R\$ 2.000,1 milhões ou 17,5% quando comparada aos R\$ 11.429,0 milhões registrados nos 9M12. Esta redução é explicada, principalmente, pela (i) redução de R\$ 1.266,5 milhões devido à menor receita para cobrir custos com a Parcela A, aplicada pela Lei nº. 12.783/2013; (ii) redução de R\$ 824,8 milhões relativos ao efeito do reajuste tarifário e do crescimento de 1,8% do consumo no mercado total; e (iii) menor receita de venda de energia no curto prazo em função da subcontratação de energia (R\$ 61,6 milhões).

DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL

As deduções representaram 28,6% da receita operacional bruta no 3T13, totalizando R\$ 891,7 milhões, uma redução de 31,3% ou R\$ 406,3 milhões comparada aos R\$ 1.297,9 milhões do 3T12.

Esse desempenho é explicado:

- (i) pelo decréscimo de R\$ 214,3 milhões nos encargos setoriais, conforme programa de redução dos custos de energia elétrica, Lei nº. 12.783/2013;
- (ii) pela redução de R\$ 191,9 milhões nos encargos tributários decorrente da queda do faturamento no período.

No acumulado do ano, as deduções totalizaram R\$ 2.762,0 milhões, uma redução de 31,7% ou R\$ 1.284,4 milhões comparada aos R\$ 4.046,4 milhões dos 9M12. Essa variação se deve ao decréscimo

de R\$ 724,1 milhões nos encargos da CCC, RGR e CDE, estabelecido pela Lei n.º 12.783/2013, e à redução de R\$ 545,5 milhões nos encargos tributários incidentes sobre a receita de fornecimento (ICMS, PIS, COFINS e ISS) em função da queda de faturamento no período.

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

A receita operacional líquida da AES Eletropaulo totalizou R\$ 2.228,6 milhões no 3T13, uma redução de 9,4% ou R\$ 230,0 milhões comparada aos R\$ 2.458,6 milhões do 3T12. A variação é explicada, principalmente, (i) pela redução de R\$ 218,1 milhões na Parcela A em função da menor receita para cobrir custos e da redução de encargos; (ii) pelo efeito combinado da aplicação do reajuste tarifário e crescimento do mercado (R\$ 213,2 milhões); (iii) pela menor receita de venda de energia no curto prazo (R\$ 33,4 milhões); parcialmente compensados (iv) pela redução de R\$ 191,9 milhões em encargos tributários incidentes sobre a receita (ICMS, PIS, COFINS e ISS).

No acumulado do ano, a receita operacional líquida da Companhia totalizou R\$ 6.666,9 milhões, uma redução de 9,7% ou R\$ 715,7 milhões comparada aos R\$ 7.382,6 milhões dos 9M12, resultado principalmente (i) da redução de R\$ 527,6 milhões na receita e encargos da Parcela A; (ii) do efeito combinado da aplicação do reajuste tarifário e crescimento do mercado (R\$ 824,8 milhões); (iii) da menor receita de venda de energia no curto prazo (R\$ 61,6 milhões); parcialmente compensados pela (iv) redução de R\$ 545,5 milhões em encargos tributários (ICMS, PIS, COFINS e ISS).

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

As despesas operacionais da AES Eletropaulo totalizaram R\$ 1.888,0 milhões no 3T13, uma redução de 11,2% em relação ao 3T12.

No acumulado do ano, as despesas operacionais apresentaram redução de 13,5% em comparação aos 9M12, totalizando R\$ 5.302,9 milhões. As principais variações estão detalhadas a seguir:

Despesas Operacionais (reportada) - em R\$ milhões*	3T12	3T13	9M12	9M13	Var (%) 3T13 x 3T12	Var (%) 9M13 x 9M12
Parcela A	1.748,8	1.512,7	4.935,6	4.145,5	-13,5%	-16,0%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	1.371,9	1.348,5	3.903,2	3.806,7	-1,7%	-2,5%
Transmissão	376,9	164,2	1.032,3	338,8	-56,4%	-67,2%
PMSO	377,8	375,3	1.192,7	1.157,4	-0,7%	-3,0%
Pessoal	217,9	220,2	590,8	640,9	1,1%	8,5%
Materiais	17,0	11,6	43,7	34,1	-31,8%	-22,0%
Serviços de Terceiros	117,8	106,7	350,0	335,5	-9,4%	-4,1%
Outros	25,1	36,8	208,2	146,9	46,3%	-29,5%
Total	2.126,6	1.888,0	6.128,3	5.302,9	-11,2%	-13,5%

* Não inclui depreciação

Parcela A

De acordo com a metodologia de revisão tarifária, as despesas classificadas como "Parcela A" são repassadas à tarifa. Com a adoção do IFRS, a contabilidade da Companhia não reflete mais os valores referentes à Conta de Compensação dos Itens da Parcela A - CVA. No entanto, a apuração regulatória da CVA continua sendo realizada para atender às exigências da Aneel, permanecendo inalterado o controle da CVA, de acordo com a metodologia de cálculo da "Parcela A". Detalhes podem ser consultados na página 32 deste Release e na Nota Explicativa n.º 35 das Demonstrações Financeiras da Companhia.

Despesa com Energia Elétrica Comprada para Revenda

No 3T13, a despesa com compra de energia elétrica apresentou redução de 1,7% em comparação ao 3T12, totalizando R\$ 1.348,5 milhões. Essa variação é resultado do repasse de recursos por meio da CDE, no montante de R\$ 75,4 milhões (R\$ 49,7 milhões relacionados à exposição de curto prazo e R\$

25,6 milhões relativos ao risco hidrológico), parcialmente compensado pelo aumento de 4,1% no preço médio da energia comprada e de 0,5% no volume de compra de energia (10.912 GWh no 3T13 versus 10.852 GWh no 3T12). Esses resultados foram influenciados pelos seguintes fatores:

- (i) **Leilões:** redução de R\$ 87,8 milhões, resultado da queda de 8,5% no volume total de energia e de 3,0% no preço médio, conforme abaixo:
 - a. **Térmicas por disponibilidade:** aumento de R\$ 202,9 milhões, em função: (i) do maior volume de energia comprada em 46,9% e (ii) do incremento de 119,4% no preço médio;
 - b. **Hídricas:** redução de R\$ 290,9 milhões, em função: (i) do menor volume de energia comprada em 23,0%, decorrente da menor participação da energia hídrica no balanço energético, e (ii) da redução de 38,7% no preço médio.
- (ii) **AES Tietê:** redução de R\$ 19,9 milhões, em função: (i) da redução de 9,5% no volume adquirido e (ii) do reajuste de 5,14% no preço do contrato bilateral, ocorrido em julho de 2013;
- (iii) **Itaipu:** aumento de R\$ 48,9 milhões, devido à elevação de 17,4% no preço médio, reflexo da maior cotação do dólar na comparação entre os períodos, e ao incremento de 0,2% no volume de energia adquirida;
- (iv) **Energia no curto prazo:** despesa de R\$ 105,5 milhões, referente à compra de energia na CCEE para atender ao nível de contratação da Companhia no trimestre.

Nos 9M13, a despesa com compra de energia elétrica foi reduzida em 2,5% em comparação ao mesmo período de 2012, em função do repasse de recursos por meio da CDE, no montante de R\$ 614,2 milhões, parcialmente compensado pelo:

- (i) aumento de 0,5% no volume de compra de energia (32.511 GWh nos 9M13 versus 32.335 GWh nos 9M12);
- (ii) aumento de 13,2% no preço médio da energia comprada, influenciado pelo acréscimo de:
 - (a) R\$ 273,7 milhões com energia no curto prazo;
 - (b) R\$ 121,1 milhões com energia de Itaipu;
 - (c) R\$ 70,9 milhões com energia da AES Tietê;
 - (d) R\$ 69,0 milhões com energia em leilões.

Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte - (R\$/MWh)	3T12	3T13	9M12	9M13	Part.% 3T12	Part.% 3T13	Part.% 9M12	Part.% 9M13
AES TIETÊ	182,4	193,8	176,6	186,1	26,2%	25,7%	26,0%	27,4%
ITAIPU	108,6	127,5	103,3	119,9	22,7%	24,8%	22,5%	23,9%
LEILÃO	115,3	111,8	106,9	125,1	50,9%	49,2%	51,4%	48,5%
Térmica	85,0	186,5	86,7	219,0	10,8%	16,0%	10,7%	15,9%
Hídrica	123,4	75,7	112,3	79,4	40,1%	33,2%	40,7%	32,6%
OUTROS CONTRATOS BILATERAIS	167,1	132,6	165,9	155,5	0,2%	0,3%	0,1%	0,1%
Tarifa (R\$/MWh)	131,4	136,8	124,3	140,6	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Volume de Energia Comprada por Fonte* - (MWh)	3T12	3T13	9M12	9M13	Var (%) 3T13 x 3T12	Var (%) 9M13 x 9M12
AES Tietê	2.887	2.614	8.559	8.504	-9,5%	-0,6%
Itaipu	2.511	2.515	7.420	7.413	0,2%	-0,1%
Outros Bilaterais	23	20	34	29	-14,9%	-14,7%
Leilões	5.589	5.116	16.742	15.041	-8,5%	-10,2%
Térmica	1.162	1.707	3.231	4.938	46,9%	52,8%
Hídrica	4.427	3.409	13.511	10.103	-23,0%	-25,2%
Energia no Curto Prazo	(409)	398	-1.140	824	-197,3%	-172,3%
Outros	251	249	719	700	-1,0%	-2,7%
Volume (GWh)	10.852	10.912	32.335	32.511	0,5%	0,5%

* de acordo com o balanço energético

Despesas com Encargos do Uso da Rede Elétrica e de Transmissão

As despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão totalizaram R\$ 164,2 milhões no 3T13, uma queda de 56,4% em comparação ao 3T12. Esse desempenho é explicado pela redução de R\$ 149,1 milhões com encargos da Rede Básica e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), parcialmente compensado pela reversão do montante de R\$ 11,0 milhões relativo ao repasse de recursos por meio da CDE referente ao ESS. Excluído esse efeito, a despesa com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão seria de R\$ 153,2 milhões, uma redução de 59,4% em relação ao 3T12.

No acumulado do ano, as despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão apresentaram redução de 67,2% em comparação aos 9M12, em função do repasse de recursos por meio da CDE, no montante de R\$ 420,6 milhões, além da redução de R\$ 469,7 milhões com encargos de Rede Básica e do ONS.

PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros)

As despesas com PMSO gerenciáveis apresentaram uma redução de 13,6% no 3T13 em relação ao 3T12. Na comparação do PMSO gerenciável do 3T13 com o montante do 3T12, corrigido pelo IGP-M (4,4%), a redução é de 17,2% ou R\$ 58,5 milhões. No acumulado do ano, as despesas com PMSO gerenciáveis apresentaram uma queda de 5,4% em relação aos 9M12. Já na comparação do PMSO gerenciável dos 9M13 com o PMSO gerenciável dos 9M12 corrigido por IGP-M, a redução é de 9,4% ou R\$ 88,5 milhões.

PMSO - em R\$ milhões	3T12	3T13	9M12	9M13	Var (%) 3T13 x 3T12	Var (%) 9M13 x 9M12
Pessoal	217,9	220,2	590,8	640,9	1,1%	8,5%
Materiais	17,0	11,6	43,7	34,1	-31,8%	-22,0%
Serviços de Terceiros	117,8	106,7	350,0	335,5	-9,4%	-4,1%
Outros	25,1	36,8	208,2	146,9	46,3%	-29,5%
PMSO - reportado	377,8	375,3	1.192,7	1.157,4	-0,7%	-3,0%
Entidade de Previdência Privada	60,8	80,2	186,3	257,1	31,9%	38,0%
PCLD e Baixas	(36,8)	(9,2)	36,9	(10,2)	-75,1%	-127,5%
Provisão de litígios e contingências, líquida	29,7	19,5	65,2	67,7	-34,4%	3,8%
Outros	(1,2)	3,6	(1,4)	(14,3)	-393,6%	928,4%
PMSO - excluindo não gerenciáveis	325,3	281,2	905,7	857,1	-13,6%	-5,4%

Em 2012, a Companhia intensificou suas ações de melhoria na gestão de custos, visando a ganhos de produtividade e eficiência para reduzir o PMSO gerenciável de 2013 sobre o PMSO gerenciável de 2012, corrigido pelo IGP-M, em R\$ 100 milhões. Neste trimestre, a Companhia atingiu 88% da meta anunciada para o ano de redução do PMSO gerenciável, dos 9M13 em comparação com os 9M12, ajustado pelo IGP-M do período (4,4%).

As despesas com PMSO reportado totalizaram R\$ 375,3 milhões no 3T13, uma redução de 0,7% em comparação com o 3T12. No acumulado do ano, as despesas com PMSO reportado totalizaram R\$ 1.157,4 milhões, uma redução de 3,0% em comparação ao mesmo período de 2012. A redução das despesas com PMSO reportado no 3T13 e nos 9M13 resulta, principalmente, do programa de redução de custos da Companhia.

Pessoal

As despesas com pessoal estão subdivididas em duas rubricas: (a) despesas com pessoal e encargos; e (b) despesa com entidade de previdência privada. A partir do 4T12, as discussões judiciais trabalhistas finalizadas por meio de acordo ou condenação foram reclassificadas da linha de "pessoal" para a linha de "outras despesas operacionais". Para melhor análise das variações nessas linhas, os períodos anteriores foram reclassificados.

Pessoal - em R\$ milhões	3T12	3T13	9M12	9M13	Var (%) 3T13 x 3T12	Var (%) 9M13 x 9M12
Pessoal e Encargos	157,1	140,0	404,6	383,8	-10,9%	-5,1%
Entidade de Previdência	60,8	80,2	186,3	257,1	31,9%	38,0%
Total	217,9	220,2	590,8	640,9	1,1%	8,5%

- Despesas com Pessoal e Encargos*

No 3T13, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 140,0 milhões, uma redução de 10,9% em comparação ao 3T12. Essa variação reflete a reestruturação do quadro de colaboradores e o programa de incentivo à aposentadoria efetuados no 2S12, parcialmente compensados pela internalização de colaboradores efetuada no 1T13 e pelo reajuste de salários, benefícios e encargos em função do acordo coletivo de junho de 2013.

Nos 9M13, as despesas com pessoal e encargos apresentaram uma redução de 5,1% em comparação ao mesmo período de 2012, totalizando R\$ 383,8 milhões. Essa variação se deve à reestruturação do quadro de colaboradores e ao programa de incentivo à aposentadoria efetuados no 2S12, compensados pela internalização de colaboradores e pelo reajuste salarial, conforme mencionado acima.

- Despesa com Entidade de Previdência Privada*

A Deliberação CVM n.º 695/2012 impôs mudanças nas práticas contábeis, referente ao plano de pensão da Companhia, nos exercícios iniciados a partir de 1º de janeiro de 2013, com efeito retroativo.

Adicionalmente, o CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro determina que quando uma mudança na política contábil é aplicada retroativamente, a Companhia deve ajustar o saldo de abertura de cada componente do patrimônio líquido afetado para o período mais antigo apresentado, bem como dos demais montantes comparativos, como se a nova política contábil tivesse sempre sido aplicada. Com isso, a despesa reportada com entidade de previdência privada do 3T12 foi acrescida em R\$ 20,1 milhões, passando de R\$ 40,7 milhões para R\$ 60,8 milhões.

Os impactos são apenas para fins de comparabilidade e não acarretam efeitos nas demonstrações financeiras que embasaram as destinações do resultado do exercício de 2012.

No 3T13, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 80,2 milhões, um aumento de 31,9% em comparação ao 3T12. Esse aumento decorre:

- (i) da redução da taxa de desconto, em função da queda das atuais taxas de mercado (de 5,5% em 2012 para 5,30% no 2S13);

- (ii) das alterações das normas contábeis por meio do IAS 19, que modificou a taxa de retorno esperado dos investimentos, passando a ser equivalente à taxa de desconto (de 6,79% em 2012 para 5,30% no 2S13).

Historicamente, a avaliação do saldo do passivo atuarial vinha sendo feita anualmente. Contudo, conforme previsto no IAS 34.B9 - Interim financial reporting, bem como no IAS 19(R).BC59 - Employee Benefits, a atualização da avaliação atuarial é permitida durante períodos intermediários. Assim, conforme decisão da Administração, a Companhia procedeu a uma avaliação atuarial para o semestre findo em 30 de junho de 2013, realizada por atuário independente, para refletir a ocorrência de uma mudança significativa em condições de mercado, especificamente, o aumento das taxas de juros.

Neste trimestre, não houve alteração significativa nas condições de mercado, tornando desnecessária a atualização da avaliação atuarial. A Companhia está avaliando uma política que definirá os critérios para a avaliação intermediária.

De qualquer forma, ao final do exercício, conforme requerido pelo CPC 33(R1) e IAS 19(R), a Companhia irá proceder o cálculo atuarial anual para o qual revisará todas as premissas para aquela data.

Detalhes podem ser encontrados na Nota Explicativa n.º 3 e 18 das Demonstrações Financeiras da Companhia.

Despesas com materiais e serviços de terceiros

No 3T13, as despesas com materiais e serviços de terceiros apresentaram uma redução de 12,2% em comparação ao 3T12, totalizando R\$ 118,3 milhões. Essa variação deve-se ao efeito combinado da redução de despesas relacionadas ao Plano de Ação 2011-2012, parcialmente compensada pelo aumento das despesas com serviços de corte e religa e manutenção de frota.

Nos 9M13, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 369,6 milhões, uma redução de 6,1% em comparação ao mesmo período de 2012. Essa variação é resultado da redução de despesas relacionadas ao Plano de Ação 2011-2012 e das turmas de emergência e combate à fraude, internalizadas no 1T13, parcialmente compensadas pelo aumento de despesas com serviços de corte e religa e manutenção de frota.

Outras despesas operacionais

As principais despesas incluídas no grupo de outras despesas operacionais são: (a) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (PCLD) e Baixas; (b) Provisão de litígios e contingências, Líquida e (d) Demais Despesas, conforme detalhado no quadro abaixo.

Desde o 4T12, as discussões judiciais trabalhistas encerradas por meio de acordo entre as partes ou condenação de uma delas não foram mais reclassificadas para a linha de "pessoal" e passaram a fazer parte da linha "Provisão de litígios e contingências, Líquida", conforme indicado no quadro abaixo:

Outras Despesas Operacionais - em R\$ milhões	3T12	3T13	9M12	9M13	Var (%) 3T13 x 3T12	Var (%) 9M13 x 9M12
PCLD e Baixas	(36,8)	(9,2)	36,9	(10,2)	-75,1%	-127,5%
Provisão de litígios e contingências, Líquida	29,7	19,5	65,2	67,7	-34,4%	3,8%
Demais *	32,3	26,5	106,1	89,3	-17,9%	-15,8%
Total	25,1	36,8	208,2	146,9	46,3%	-29,5%

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

No 3T13, as outras despesas operacionais totalizaram R\$ 36,8 milhões, um aumento de 46,3% em comparação às despesas de R\$ 25,1 milhões registradas no 3T12. Essa variação se explica, principalmente, em função da redução de R\$ 27,6 milhões na linha de "PCLD e Baixas" quando comparada ao 3T12, em razão do recebimento da última parcela do acordo com a Prefeitura Municipal de São Paulo (PMSP) no valor de R\$ 75,5 milhões (julho de 2012), parcialmente compensado pelo acordo realizado com a Prefeitura de Carapicuíba, no 3T13, no montante de R\$ 14,9 milhões.

No acumulado do ano, as outras despesas operacionais apresentaram uma redução de 29,5%, totalizando R\$ 146,9 milhões, em função, principalmente, da reversão de PCLD realizada no período, no valor de R\$ 74,2 milhões.

OUTRAS RECEITAS E DESPESAS³

No 3T13, as outras receitas e despesas apresentaram uma despesa líquida de R\$ 198,2 milhões, uma redução de 18,7% em comparação à despesa líquida de R\$ 243,7 milhões registrada no 3T12. A variação é explicada, principalmente, pela redução de R\$ 33,5 milhões nas despesas de construção, que totalizaram R\$ 193,4 milhões no trimestre, por conta dos menores investimentos nesse trimestre.

Já no 9M13, as outras receitas e despesas totalizaram uma despesa líquida de R\$ 583,8 milhões, uma redução de 9,4% em comparação ao mesmo período do ano anterior, também como resultado dos investimentos que totalizaram R\$ 533,1 milhões, 7,9% inferior em comparação aos 9M12 (R\$ 45,7 milhões).

Ebitda

No 3T13, o Ebitda da Companhia foi R\$ 142,4 milhões, ante R\$ 88,4 milhões no 3T12. Os seguintes fatores explicam essa elevação de 61,2%:

- (i) impacto positivo de R\$ 128,5 milhões referente ao crescimento do mercado e reajuste tarifário;
- (ii) impacto negativo de R\$ 151,8 milhões com ativos e passivos regulatórios, resultante, sobretudo, da devolução do passivo regulatório formado em função da postergação, pela Aneel, da data de aplicação da Terceira Revisão Tarifária;
- (iii) efeito positivo da redução de R\$ 44,1 milhões no PMSO gerenciável, devido ao programa de redução de custos;
- (iv) maiores despesas com Fundação Cesp, da ordem de R\$ 19,4 milhões, e com PMSO não gerenciável.

Nos 9M13, o Ebitda da Companhia totalizou R\$ 780,2 milhões, um aumento de 27,9% em relação ao mesmo período de 2012, quando o Ebitda foi de R\$ 610,0 milhões. Os seguintes fatores explicam esse desempenho:

- (i) impacto positivo de R\$ 361,2 milhões referente ao mercado e reajuste tarifário;
- (ii) impacto positivo de R\$ 172,2 milhões com ativos e passivos regulatórios;
- (iii) menores despesas com PMSO gerenciável em R\$ 48,6 milhões;
- (iv) maiores despesas com Fundação Cesp, da ordem de R\$ 70,8 milhões.

Ebitda Ajustado

O Ebitda é ajustado: (i) pelas despesas com Fundação Cesp e (ii) pelos ativos e passivos regulatórios ("Ebitda Ajustado"). Para melhor refletir a geração do caixa operacional da Companhia, o saldo de obrigação com o fundo de pensão é considerado no saldo da dívida da AES Eletropaulo.

³O item "Outras Receitas e Despesas" do release de resultados não é comparável à conta de mesmo nome do ITR, uma vez que, no release, os efeitos operacionais, classificados no PMSO, foram separados dos não operacionais, classificados como "Outras Receitas e Despesas".

R\$ milhões	3T12	3T13	9M12	9M13	Var (%) 3T13 x 3T12	Var (%) 9M13 x 9M12
Ebitda	88,4	142,4	610,0	780,2	61,2%	27,9%
Ajustes						
Desp. Passivo - FCesp	60,8	80,2	186,3	257,1	31,9%	38,0%
Ebitda ajustado pelas despesas FCesp	149,2	222,6	796,2	1.037,3	49,3%	30,3%
Ativos e Passivos Regulatórios	62,9	151,8	(411,9)	(172,2)	141,4%	-58,2%
Ebitda Ajustado Covenants	212,0	374,4	384,3	865,1	76,6%	125,1%

O Ebitda ajustado pelos ativos e passivos regulatórios e pelas despesas referentes ao passivo com a Fundação Cesp totalizou R\$ 374,4 milhões no 3T13, ante R\$ 212,0 milhões no 3T12. Essa expansão é explicada pelo aumento do mercado associado à redução no PMSO, da ordem de 6,9%, excluindo os efeitos da Fundação Cesp, como resultado do programa de redução de custos.

Nos 9M13, o Ebitda ajustado atingiu R\$ 865,1 milhões, 125,1% superior ao mesmo período do ano passado, resultado, sobretudo, da redução do PMSO em 10,5%, excluindo o efeito da Fundação Cesp.

RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido registrado pela Companhia no 3T13 foi uma receita de R\$ 7,5 milhões, igual ao mesmo período do ano anterior. Esse desempenho é explicado, principalmente, pelo:

- (i) reconhecimento, no 3T13, de R\$ 24,9 milhões, referente à atualização monetária do valor justo dos ativos de concessão;
- (ii) aumento no rendimento das aplicações financeiras e nos encargos de dívida, que resultaram num efeito líquido positivo de R\$ 4,8 milhões, devido ao maior saldo médio de aplicações no 3T13 e à variação positiva da taxa média do CDI (8,18% a.a.) em relação ao mesmo período do ano anterior (7,49% a.a.);
- (iii) compensado em parte pelo reconhecimento, no 3T12, de receita financeira não recorrente de R\$ 18,5 milhões, a título de correção monetária e juros de mora sobre a contribuição do Finsocial.

Nos 9M13, o resultado financeiro líquido foi uma despesa financeira de R\$ 27,0 milhões, ante uma despesa de R\$ 50,2 milhões no mesmo período do ano anterior, explicada, sobretudo, por um aumento de R\$ 47,2 milhões na variação monetária e cambial líquida, referente à atualização do valor justo dos ativos de concessão.

Ao contrário do que ocorreu no trimestre, a taxa média de CDI no acumulado de 2013 foi inferior à taxa dos 9M12 (7,52% a.a. no 9M13 ante 8,88% a.a. nos 9M12), ocasionando em um efeito líquido do CDI (rendimentos das aplicações versus encargos da dívida) positivo em R\$ 15,0 milhões.

Receitas Financeiras

As receitas financeiras totalizaram R\$ 54,6 milhões, um decréscimo de 17,9% em relação ao 3T12. Esse desempenho é explicado, principalmente, pelo:

- (i) reconhecimento, no 3T12, de receita não recorrente de R\$ 18,9 milhões, a título de correção monetária e juros de mora sobre a contribuição do Finsocial;
- (ii) menor receita com acréscimo moratório no 3T13 sobre contas em atraso, em R\$ 5,0 milhões;
- (iii) compensado pelo rendimento das aplicações financeiras, superior em R\$ 6,2 milhões no 3T13, devido ao maior saldo médio de aplicações no 3T13, dado o repasse dos R\$ 506 milhões por meio da CDE, em 18 de julho, e também à maior taxa média de juros no período.

Nos 9M13, a Companhia apresentou receitas financeiras de R\$ 136,4 milhões, contra R\$ 196,4 milhões no ano anterior. O desempenho é explicado por uma queda no rendimento das aplicações,

em virtude da menor taxa de juros no acumulado do ano, e pelo menor saldo médio de aplicações no período.

Despesas Financeiras

As despesas financeiras aumentaram em 5,7% no 3T13 comparadas ao 3T12, totalizando R\$ 89,6 milhões. Essa variação é explicada, sobretudo:

- (i) por um item não recorrente, no 3T13, com uma penalidade paga à Aneel, de R\$ 6,0 milhões, por conta de uma fiscalização técnica periódica referente ao fornecimento de energia;
- (ii) pelo aumento dos encargos da dívida em R\$ 2,9 milhões, devido à maior taxa de juros no período;
- (iii) compensada pela redução, em R\$ 1,6 milhão, nos custos com penalidades por transgressões dos indicadores DIC, FIC e DMIC.

Nos 9M13, as despesas financeiras somaram R\$ 252,8 milhões, uma redução de R\$ 47,0 milhões em relação ao mesmo período de 2012, decorrente, sobretudo, de taxas de juros menores com uma redução de R\$ 40,1 milhões com encargos das dívidas.

Variações Monetárias e Cambiais Líquidas

No 3T13, as variações monetárias e cambiais líquidas apresentaram receita de R\$ 42,6 milhões, um incremento de R\$ 16,8 milhões em comparação ao 3T12, que é explicado, principalmente, pelo reconhecimento de R\$ 24,9 milhões referente à atualização do valor justo dos ativos de concessão.

Nos 9M13, a Companhia apresentou receita de R\$ 89,3 milhões, ante R\$ 53,3 milhões no mesmo período do ano anterior, explicada, também, pelo reconhecimento do valor justo dos ativos de concessão, da ordem de R\$ 47,2 milhões.

LUCRO LÍQUIDO

No 3T13, a Companhia apresentou um lucro líquido de R\$ 27,0 milhões, contra R\$ 0,5 milhão no mesmo período do ano anterior. Os seguintes fatores explicam essa variação:

- (i) impacto positivo de R\$ 128,5 milhões referente ao crescimento do mercado e reajuste tarifário;
- (ii) impacto negativo de R\$ 151,8 milhões com ativos e passivos regulatórios, resultante, sobretudo, da devolução do passivo regulatório formado em função da postergação, pela Aneel, da data de aplicação da Terceira Revisão Tarifária;
- (iii) efeito positivo da redução de R\$ 44,1 milhões no PMSO gerenciável, devido ao programa de redução de custos;
- (iv) maiores despesas com Fundação Cesp, da ordem de R\$ 19,4 milhões, e com PMSO não gerenciável.

No acumulado do ano, o lucro líquido totalizou R\$ 271,4 milhões, uma Acréscimo de 92,7% quando comparado ao montante de R\$ 140,9 milhões registrado no mesmo período de 2012. Esse crescimento é explicado pelo:

- (i) impacto positivo de R\$ 361,2 milhões referente ao mercado e reajuste tarifário;
- (ii) impacto positivo de R\$ 172,2 milhões com ativos e passivos regulatórios;
- (iii) menores despesas com PMSO gerenciável em R\$ 48,6 milhões;
- (iv) maiores despesas com Fundação Cesp, da ordem de R\$ 70,8 milhões; e
- (v) resultado financeiro superior em R\$ 23,1 milhões.

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).

A partir da adoção do IFRS nas demonstrações contábeis societárias, as variações dos ativos e passivos regulatórios deixaram de ser diferidas e passaram a ser contabilizadas no resultado, gerando, por consequência, volatilidade no mesmo.

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	3T12	3T13
Itens regulatórios a serem compensados em ciclos futuros	(45,2)	50,8
Itens regulatórios de ciclos anteriores	7,6	(194,8)
Total	(37,6)	(144,0)

No 3T13, a variação dos itens regulatórios em relação à tarifa resultou em um impacto negativo de R\$ 144,0 milhões no resultado da Companhia. Esse montante é explicado pelo:

- (i) efeito negativo de R\$ 182,9 milhões referente à amortização, no trimestre, de 67,55% do total do passivo regulatório formado em função da postergação, pela Aneel, da data de aplicação da Terceira Revisão Tarifária Periódica (3RTP);
- (ii) compensado parcialmente pelo impacto positivo de R\$ 32,7 milhões referente à ESS e compra de energia, a serem compensados futuramente.

Ativos e Passivos Regulatórios	9M12	9M13
Efeitos da Postergação da Revisão Tarifária	699,0	(182,9)
Variações da Parcela A	(260,3)	395,0
Total	438,7	212,1

Nos 9M13, o resultado antes dos tributos da AES Eletropaulo foi impactado positivamente em R\$ 212,1 milhões. Esse montante é explicado, principalmente, pelo:

- (i) efeito positivo de R\$ 261,3 milhões referente à compra de energia, principalmente, em função da reversão da CVA de compra de energia no montante de R\$ 423,7 milhões, referente ao período de junho/2012 a maio/2013, creditada à Companhia por meio do repasse de recursos da CDE;
- (ii) impacto negativo de R\$ 182,9 milhões referente à amortização do passivo regulatório formado em função da postergação, pela Aneel, da revisão tarifária, conforme mencionado.

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

Ativos e Passivos Regulatórios	3T12	3T13	9M12	9M13
Lucro líquido (Prejuízo) sem os itens regulatórios (IFRS)	0,5	27,0	140,9	271,4
Ativos e passivos regulatórios (líquido de IR/CS)	(24,8)	(95,1)	289,5	140,0
Lucro Líquido (Prejuízo) incluindo itens regulatórios	25,3	122,0	(148,7)	131,5

No quadro abaixo, estão demonstrados os ativos e passivos regulatórios estimados pela Companhia, acumulados até 30 de setembro de 2013, que deverão ser compensados por meio da tarifa em ciclos futuros.

Ativos e Passivos Regulatórios	Ciclo 2012/2013	Ciclo 2013/2014	Total
Ativos Regulatórios	(56,4)	(158,4)	(214,8)
Passivos Regulatórios	1.076,3	71,4	1.147,7
Total	1.020,0	(87,1)	932,9

ENDIVIDAMENTO

Para fins de análise deste relatório, contratos de arrendamento mercantil e locação sob a rubrica de *leasing* (R\$ 4,5 milhões) e o corredor contábil da Fundação Cesp (R\$ 1.926,1 milhões) não são considerados no saldo total da dívida seguindo o mesmo critério usado nos covenants da Companhia.

Em 30 de setembro de 2013, as disponibilidades da Companhia somavam R\$ 1.287,8 milhões, valor R\$ 355,7 milhões superior ao mesmo período de 2012.

Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 2.717,4 milhões, uma redução de 12,2% em relação ao 3T12. Essa redução é explicada pelos seguintes fatores:

- (i) pagamento da 1ª parcela de amortização do CCB com o Bradesco, no valor de R\$ 30 milhões, em novembro de 2012;
- (ii) resgate antecipado da 10ª e 12ª emissões de debêntures, totalizando um valor de R\$ 600,0 milhões, entre outubro e novembro de 2012;
- (iii) pagamento da 1ª parcela de amortização da 13ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 20 milhões, em maio de 2013;
- (iv) resgate antecipado do CCB com o Citibank, no valor de R\$ 150,0 milhões, em novembro de 2012;
- (v) pagamento, durante o período, de juros e principal das demais dívidas correntes, no valor de R\$ 37,0 milhões;
- (vi) variação entre os juros pagos e acruados durante o período no valor de R\$ 10,2 milhões;

Parcialmente compensados pela:

- (vii) 15ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 750,0 milhões, em outubro de 2012, pelo desembolso de R\$ 22 milhões com o FINEP e por R\$ 355,7 milhões referentes ao aumento de caixa.

Dívida - R\$ milhões	3T13
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	2.802,9
Fundo de Pensão	1.198,5
(-) Disponibilidades ⁽¹⁾	1.287,8
Dívida líquida	2.713,6
Ebitda (últimos 12 meses)	765,7
Despesas com FCESP (últimos 12 meses)	297,7
Ativos e Passivos regulatórios (últimos 12 meses)	60,4
Ebitda ajustado (últimos 12 meses)	1.123,7
Despesa financeira sobre empréstimos ⁽²⁾	(239,6)
Dívida líquida ⁽²⁾/Ebitda ajustado	2,4
Ebitda ajustado/Despesa financeira ⁽²⁾	4,7

(1) Caixa + Títulos e Valores Mobiliários

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

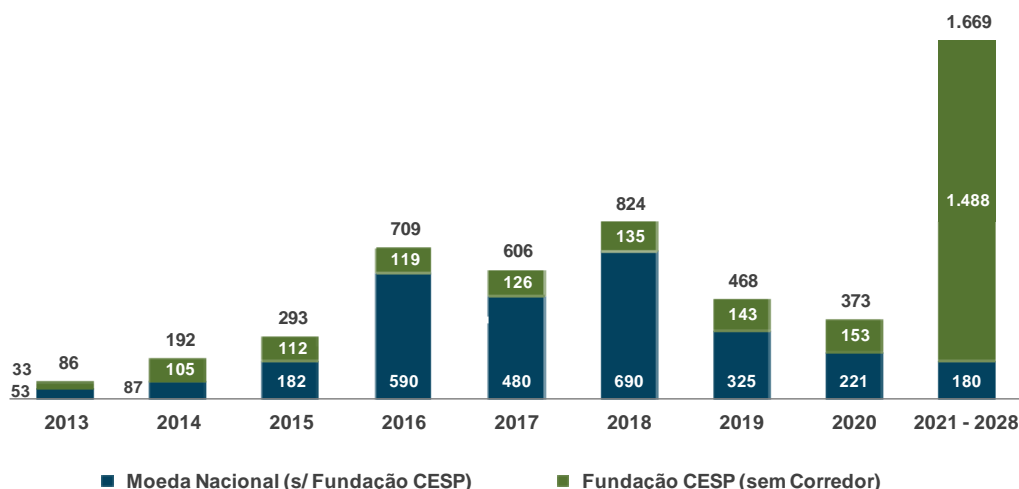
Considerando o Ebitda ajustado dos 12 meses findos em setembro de 2013, a AES Eletropaulo apresentou indicadores Dívida Líquida/Ebitda Ajustado de 2,4 vezes, e Ebitda Ajustado/Despesa Financeira, de 4,7 vezes. Os covenants da dívida da Companhia são: (i) Dívida Líquida/Ebitda de 3,50 vezes e Ebitda Ajustado/Despesa Financeira >1,75 vezes, de forma que, em 30 de setembro de 2013, a Companhia estava dentro dos limites estabelecidos nos contratos de dívida.

O Ebitda é ajustado: (i) pelas despesas com a Fundação Cesp e (ii) pelos ativos e passivos regulatórios ("Ebitda Ajustado"). Para melhor refletir a geração do caixa operacional da Companhia, o saldo de obrigação com o fundo de pensão é considerado no saldo da dívida da AES Eletropaulo.

O custo médio da dívida total da AES Eletropaulo passou de CDI + 1,29% a.a. em 30 de setembro de 2012 para CDI + 1,14% a.a. em 30 de setembro de 2013. Essa queda ocorreu, principalmente, devido à redução da curva do IGP-DI do período.

O prazo médio da dívida em 30 de setembro de 2012 era de 6,6 anos, ligeiramente superior ao prazo de 6,3 anos, de 30 de setembro de 2013. O prazo médio da dívida teve queda inferior a um ano, como resultado do esforço de refinanciamento das dívidas no final do ano passado. O cronograma de amortização da dívida, abaixo, mostra que a Companhia tem poucos vencimentos relevantes ao longo dos próximos três anos, o que gera menor pressão de caixa no curto prazo.

CRONOGRAMA DE AMORTIZAÇÃO (Principal) - R\$ milhões



INVESTIMENTOS

No 3T13, a AES Eletropaulo investiu R\$ 193,4 milhões. Do total, R\$ 154,8 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 38,6 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes.

No acumulado de 2013, o volume de investimentos da Companhia atingiu R\$ 533,1 milhões. Os investimentos com recursos próprios totalizaram R\$ 462,5 milhões, enquanto os projetos financiados pelo cliente neste período somaram R\$ 70,6 milhões.

Investimentos - R\$ milhões	3T12	3T13	9M12	9M13	Var (%) 3T13 x 3T12	Var (%) 9M13 x 9M12
Serviço ao Cliente e Expansão do Sistema	105,1	94,7	290,7	290,8	-9,9%	0,0%
Confiabilidade Operacional	53,1	35,8	141,3	108,6	-32,6%	-23,2%
Recuperação de Perdas	8,1	7,1	20,4	19,7	-12,6%	-3,7%
Tecnologia da Informação	10,1	7,7	24,7	20,3	-23,5%	-17,9%
Outros	37,0	9,5	75,4	23,1	-74,2%	-69,4%
Total (c/ recursos próprios)	213,4	154,8	552,6	462,5	-27,5%	-16,3%
Financiado pelo cliente	11,5	38,6	26,1	70,6	236,2%	170,0%
Total	224,9	193,4	578,8	533,1	-14,0%	-7,9%

Por conta de solicitações de clientes, como a Prefeitura de São Paulo, a Companhia alterou a previsão de investimento para 2013, de R\$ 673,6 milhões para R\$ 701,3. Os investimentos incluídos, no entanto, não alteraram o total de investimentos com recursos próprios, da ordem de R\$ 621,0 milhões, para o ano. Dentre os investimentos programados destacam-se:

- repotenciação de subestações, adicionando 133MVA de capacidade ao sistema;
- 29,7 km de novas linhas de transmissão;
- manutenção de mais de 5,2 mil km de redes de distribuição;
- regularização de 75 mil ligações.

Principais Investimentos - 3T13 e Acumulado 2013

Expansão do Sistema e Serviços ao Cliente - Visa ao atendimento do crescimento do mercado e à redução do risco de interrupção no fornecimento regular e em condições de emergência.

- R\$ 50,9 milhões no 3T13 em serviços ao cliente para atender à adição de 46,5 mil novos clientes, dos quais 22,9 mil referem-se a regularizações de ligações ilegais. No acumulado de 2013, o montante foi de R\$ 164,3 milhões atendendo à adição de 129,7 mil novos clientes, dos quais 56,7 mil estão relacionados às regularizações de ligações ilegais.
- R\$ 43,8 milhões no 3T13 em expansão do sistema com o objetivo de melhorar a qualidade de fornecimento de energia. No acumulado de 2013 foram investidos R\$ 126,5 milhões, destacando-se um aumento da capacidade instalada de 216 MVA, como resultado da ampliação da ETD Leopoldina (5 MVA), USP (6 MVA), Oratório (40 MVA), Butantã (40 MVA), Ibirapuera (7 MVA), São Bernardo (5 MVA), Alvarenga (13 MVA), Jordanésia (20 MVA) e energização da nova ETD Sertãozinho (80 MVA). Essas melhorias beneficiarão uma população de cerca de 1,6 milhão de habitantes.

Confiabilidade Operacional - O objetivo desses investimentos são: reduzir as ocorrências na rede elétrica, aumentando a continuidade do fornecimento, evitar acidentes com a população e modernizar a rede de distribuição.

- No 3T13, foram investidos R\$ 35,8 milhões em projetos de: (i) manutenção preventiva e corretiva em 1.338 km da rede; e (ii) modernização da subtransmissão e redes subterrâneas.
- O total investido no acumulado 2013 foi de R\$ 108,6 milhões, destinados principalmente para a manutenção de 2.891 km da rede, e modernização da subtransmissão e redes subterrâneas.

Recuperação de Perdas - Visa à diminuição das ligações ilegais, recuperação de receita e diminuição do risco para os clientes regulares da distribuidora.

- O montante investido no 3T13 em recuperação de perdas totalizou R\$ 7,1 milhões. Foram realizadas 22,9 mil regularizações de ligações informais e corrigidas 17,4 mil irregularidades, por meio de inspeções de fraude e anomalias. Além disso, foram substituídos 17,2 mil medidores obsoletos.
- No acumulado 2013 foram investidos R\$ 19,7 milhões, destinados à realização de 56,7 mil regularizações de ligações ilegais, correção de 48,6 mil irregularidades e substituição de 105,8 mil medidores obsoletos.

Outros

- No acumulado de 2013, foram destinados R\$ 2,4 milhões referentes à regularização de áreas; R\$ 3 milhões referentes a muros, passeios e taludes; R\$ 4,7 milhões referentes a projetos imobiliários; R\$ 2 milhões referentes à segurança eletrônica; entre outros investimentos de menor porte.

FLUXO DE CAIXA

FLUXO DE CAIXA - R\$ Milhões	1T12	2T12	3T12	9M12	1T13	2T13	3T13	9M13
SALDO DE CAIXA INICIAL	1.390	1.946	1.083	1.390	814	919	986	814
Geração de caixa operacional	343	240	344	927	321	528	591	1.440
Investimentos	(183)	(156)	(195)	(534)	(193)	(180)	(172)	(544)
Despesa Financeira Líquida	(22)	(97)	(34)	(153)	(5)	(145)	6	(143)
Amortizações Líquidas	591	(66)	(217)	308	(8)	(37)	(17)	(63)
Despesas com Fundo de Pensão	(56)	(56)	(57)	(169)	(55)	(54)	(55)	(165)
Imposto de Renda	(62)	(113)	-	(175)	(7)	(0)	(15)	(22)
Alienação de ativos	-	-	-	-	8	8	12	28
Caixa restrito e/ou bloqueado	(48)	(7)	9	(46)	44	(53)	(48)	(57)
GERAÇÃO LIVRE DE CAIXA	564	(255)	(151)	159	105	67	301	474
Dividendos	(9)	(608)	(0)	(617)	(0)	(0)	(0)	(0)
SALDO DE CAIXA FINAL	1.946	1.083	932	932	919	986	1.288	1.288

O fluxo de caixa gerencial é um instrumento de gestão de caixa e, no caso da AES Eletropaulo, apresentará 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 3T13 em comparação ao 3T12

- O aumento da geração de caixa operacional entre os períodos é explicada, principalmente, pelos fatores abaixo:
 - (i) recebimento de R\$ 662,5 milhões referentes ao aporte dos recursos do CDE, sendo (i) R\$ 156,6 milhões referentes à exposição de curto prazo, risco hidrológico e despacho de usinas termoeletricas para garantir a segurança energética e (ii) R\$ 505,9 milhões referentes à CVA de custos de compra de energia e do Encargo do Serviço do Sistema (ESS), homologados no último reajuste tarifário;
 - (i) aumento de R\$ 92,3 milhões dos custos com a Parcela A, considerando o montante recebido na tarifa e o montante desembolsado entre os períodos;
 - (ii) redução de 18,0% da arrecadação em função da queda da taxa de arrecadação e devolução do passivo regulatório em função da postergação da aplicação do 3CRTP.
- Redução de R\$ 40,2 milhões da despesa financeira líquida, principalmente em função do pagamento total, no 2S12, das 10ª e 12ª emissões de debêntures.
- Redução de R\$ 199,6 milhões das amortizações líquidas, em função da amortização da 1ª parcela da 10ª emissão de debêntures, em setembro de 2013.

A Companhia mantém suas aplicações em títulos públicos e CDBs com rentabilidade média de 102,1% do CDI no 3T13 contra 102,8% do CDI no 3T12.

Destaques do Fluxo de Caixa dos 9M13 em comparação aos 9M12

- O aumento da geração de caixa operacional entre os períodos é explicada, principalmente, pelos fatores abaixo:

- (i) recebimento de R\$ 996,9 milhões referentes ao aporte dos recursos do CDE, sendo (i) R\$ 491,0 milhões referentes à exposição de curto prazo, risco hidrológico e despacho de usinas termoeletricas para garantir a segurança energética e (ii) R\$ 505,9 milhões referentes à CVA de custos de compra de energia e do Encargo do Serviço do Sistema (ESS), homologados no último reajuste tarifário;
 - (ii) recebimento de R\$ 122,4 milhões referentes ao subsídio de tarifa de baixa renda e tarifa social;
 - (iii) redução de R\$ 162,6 milhões das despesas com PMSO;
 - (iv) redução de 14,4% da arrecadação em função do efeito combinado da aplicação do índice de revisão e reajuste tarifários (-3,25%) em julho de 2012 e da devolução do passivo regulatório, em função da postergação da aplicação do 3CRTP desde julho de 2013.
- Variação de R\$ 370,5 milhões das amortizações líquidas em função da 14ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 600 milhões, cuja liquidação financeira ocorreu em janeiro de 2012, parcialmente compensada pela amortização da 1ª parcela da 10ª emissão de debêntures em setembro de 2013;
 - Redução de R\$ 152,4 milhões do pagamento de imposto de renda em função do menor lucro tributável no período.

A Companhia mantém suas aplicações em títulos públicos e CDBs com rentabilidade média de 101,4% do CDI nos 9M13 contra 102,5% do CDI nos 9M12.

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.

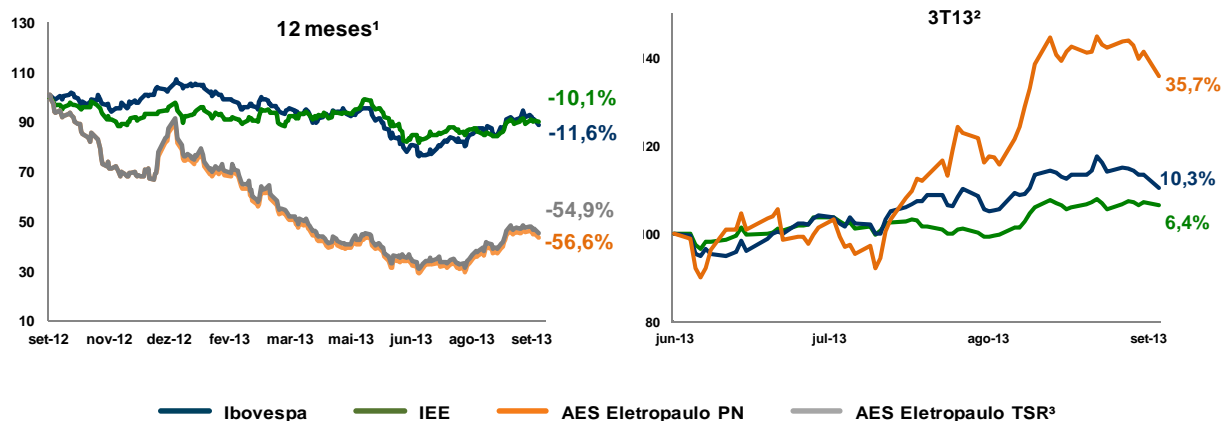
As ações preferenciais da Companhia integram: (i) o Ibovespa, índice que retrata o comportamento dos principais papéis negociados na BM&FBovespa; (ii) o IBRX, índice que mede o retorno de uma carteira teórica composta por 100 ações selecionadas entre as mais negociadas na bolsa; (iii) o Índice de Ações 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; e (iv) o Índice de Energia Elétrica (IEE), que mede o desempenho de companhias do setor elétrico.

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, o que reflete o seu comprometimento com a responsabilidade social e sustentabilidade empresarial.

DESEMPENHO DAS AÇÕES

As ações preferenciais da AES Eletropaulo encerraram o mês de setembro cotadas a R\$ 8,55, uma valorização de 35,7% no 3T13. Esse desempenho é explicado pela reação positiva do mercado aos resultados do 2T13, tendo em vista a evolução do programa de redução de custos e a reavaliação da dívida com a Fundação Cesp, aliada ao fechamento de posições short. No mesmo período, o Ibovespa apresentou valorização de 10,3%, enquanto o IEE subiu 6,4%. Durante o 3T13, a ação ELPL4 foi negociada em todos os pregões da BM&FBovespa. Os dados de liquidez mostram a realização de 280,6 mil negócios no período, média de 93,5 mil por mês, envolvendo cerca de 132,3 milhões de ações preferenciais, com volume médio diário de R\$ 15,1 milhões no 3T13, no mercado à vista.

Nos últimos 12 meses, as ações preferenciais da Eletropaulo sofreram queda de 56,6%. Se considerado os proventos, a queda no ano representou 54,9%. Esse desempenho reflete, sobretudo, a divulgação dos valores finais da revisão e reajuste tarifários, em 2 e 3 de julho de 2012. No mesmo período, o índice Bovespa caiu 11,6% e o IEE apresentou queda de 10,1%.



1 - Índice - 28/09/2012 = 100

2 - Índice - 28/06/2013 = 100

3 - Total Shareholder Return (TSR) - Considera a variação das cotações e os dividendos declarados no período

BASE ACIONÁRIA

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

Data base: 30/Set/13

PLATAFORMA DE SUSTENTABILIDADE

Entre os resultados socioambientais da AES Eletropaulo no 3T13, destacam-se a redução nas taxas de gravidade com colaboradores próprios e terceirizados, a melhoria no índice do nível de serviço ao cliente e os resultados do projeto Recicle Mais, Pague Menos, proporcionando desconto na conta de energia em troca de resíduos para a reciclagem.

Segurança

A segurança dos colaboradores e da população é o valor número 1 da AES Eletropaulo. Para tanto, a Companhia mantém um Sistema de Gestão de Segurança e Saúde Ocupacional (SGSSO), certificado externamente, que tem como objetivo antecipar riscos e garantir a integridade física de sua força de trabalho. Desse modo, a Companhia potencializa seus investimentos em treinamento profissional, reduz sua exposição ao risco de falta de mão de obra qualificada e maximiza os resultados para proporcionar mais segurança à população.

No 3T13, a Companhia manteve o foco na prevenção de acidentes com a força de trabalho, encerrando o trimestre com 39.318 ações entre inspeções e caminhadas de segurança no acumulado do ano, o equivalente a mais de 146 eventos por dia no período. Em comparação com o mesmo período do ano anterior, foi observado um aumento de 2,7% (38.285 ações). Essas ações, entre outras, contribuíram para a redução de 48,37% no total de dias perdidos com colaboradores próprios e terceirizados passando de 893 (3T12) para 461 (3T13) no acumulado anual. Além disso, por meio de preleções semanais de segurança, 99% da força de trabalho operacional foi continuamente treinada. Nesse contexto, destaca-se a redução nas taxas de gravidade (TG) com colaboradores próprios e terceirizados em relação ao 3T12, respectivamente -33% e -94%. Os esforços para recuperação do desempenho nas taxas de frequência serão mantidos para os próximos trimestres.

Com relação à segurança com a população, foram registrados 23 acidentes no 3T13, uma redução de 65,15% em relação ao 3T12, que teve 66 acidentes. Apesar do desempenho positivo no trimestre, o total de acidentes acumulado até o 3T13 (68), no entanto, supera o limite de 63 acidentes proposto para o ano de 2013. Em relação aos acidentes fatais, no entanto, foram registradas 4 fatalidades com a população no 3T13, totalizando 15 no acumulado do ano.

Inovação e excelência para a satisfação do cliente

A excelência no atendimento ao cliente e a melhoria contínua na prestação do fornecimento de energia são premissas da Plataforma da AES Eletropaulo. Nos últimos anos, a Companhia tem ampliado a eficácia no atendimento de seus clientes, reduzindo o risco de exposição às multas e sanções por parte do agente regulador. Para tanto, fez um grande esforço para melhorar a comunicação com seus clientes por meio da reformulação da infraestrutura de atendimento, associada ao reforço das equipes de campo e à aplicação em larga escala de tecnologia na rede.

Em complemento à melhoria no desempenho operacional, medido pelos índices DEC e FEC (detalhes na página 07 deste documento), o Índice de Nível de Serviço (INS), indicador que mede o percentual de chamadas atendidas no *Call Center* em até 30 segundos e avalia indiretamente a capacidade de atendimento aos clientes, passou de 92,1% no 3T12 para 94,1% no 3T13, uma evolução de 2 p.p., e supera em 7,1 p.p. a meta regulatória (85,0%).

Uso eficiente dos recursos

A Companhia conta com o Sistema de Gestão Ambiental (SGA), certificado externamente, que tem como principais focos a prevenção, a correção, a mitigação e o controle de impactos ambientais. O SGA expande as fronteiras da AES Eletropaulo e trata de temas que envolvem gestão de fornecedores, bem como os impactos que as atividades causam nas comunidades do entorno, contribuindo para maior acuracidade nos controles e reduzindo a exposição da Companhia aos riscos operacionais inerentes à sua atividade.

No 3T13, a gestão de resíduos sólidos na AES Eletropaulo resultou na reciclagem ou reaproveitamento de 49,2% do total de 19,1 mil toneladas de resíduos gerados pela Companhia, uma

redução de 33,5 p.p. se comparados ao mesmo período de 2012 (74,0% no total de 9,8 mil toneladas). O incremento na geração de resíduos é reflexo de dois empreendimentos de grande porte (Miguel Real II e Estádio do Corinthians) e da efetivação do contrato de limpeza de faixas sob as linhas de transmissão. No período, foi alcançado um resultado positivo de R\$ 1,9 milhão referente à receita da venda dos resíduos, além de um custo evitado de cerca de R\$ 500 mil relativos à disposição dos resíduos em aterro.

As emissões de CO₂ totalizaram o equivalente a 109,4 mil tCO₂, superando a meta estabelecida para o período. Tal resultado reflete o aumento do fator de emissão do Sistema Interligado Nacional, o qual passou de 0,0458 tCO₂/MWh (LTM 3T12) para 0,1026 tCO₂/MWh (LTM 3T13).

Com relação ao uso de recursos energéticos, as ações de combate às perdas totalizaram 134,4 GWh de energia adicionada no 3T13, que contribuíram para a redução de despesas operacionais (detalhes na página 07) e para a emissão evitada de aproximadamente 11,2 mil toneladas de CO₂, volume equivalente a 10,25% do total de emissões da Companhia no período.

Desenvolvimento e valorização de comunidades

Promover o acesso seguro e eficiente à energia, o desenvolvimento e a inclusão social das comunidades de baixa renda também são compromissos da Plataforma de Sustentabilidade da Companhia.

O Projeto Recicle Mais, Pague Menos proporciona a inclusão social na medida em que possibilita a troca de resíduos recicláveis por desconto na fatura e contribui para o acesso à energia, reduzindo o impacto financeiro do pagamento da conta. Com quatro pontos de coleta instalados em comunidades de baixa renda de São Paulo e Barueri, o novo programa já beneficiou mais de 760 famílias e resultou na coleta de aproximadamente 21,5 toneladas de resíduos no 3T13, acumulando R\$ 3,5 mil em descontos concedidos à população.

O Programa Transformação de Consumidores em Clientes regulariza ligações clandestinas (detalhes na página 07) e contribui para o uso seguro e adequado da energia elétrica pela população, bem como para a redução dos acidentes com a rede elétrica. No 3T13, mais de 23 mil famílias (equivalente a 92,2 mil pessoas) foram beneficiadas pelo projeto. O resultado no período superou em 45% o mesmo período do ano anterior, no qual haviam sido regularizadas 15,9 mil ligações no 3T12.

Ainda no 3T13, mais de 255 mil pessoas foram beneficiadas pelo investimento social privado da AES Eletropaulo, cujo foco é promover, além do acesso à energia, o acesso à educação, cultura e esporte; realizar capacitação profissional para moradores de comunidades baixa renda; e implementar eficiência energética em escolas, hospitais e sistemas de iluminação pública.

Compromisso/Indicador	Resultados				
SEGURANÇA	3T12	3T13	Variação %	Meta 2013	Tendência 2013
Nº total de acidentes fatais	0	0	-	0	
Taxa de Frequência (TF) Próprios	2,87	4,92	171%	2,81	
Taxa de Frequência (TF) Contratados	4,04	5,43	134%	3,90	
Taxa de Gravidade (TG) Próprios	33,34	22,29	-33%	23,00	
Taxa de Gravidade (TG) Contratados	581,19	34,59	-94%	41,00	
Nº total de acidentes com população (inclui fatais)	66	23	-65%	63	
INOVAÇÃO E EXCELENCIA PARA A SATISFAÇÃO DO CLIENTE	3T12	3T13	Variação %	Meta 2013	Tendência 2013
DEC	8,67	8,20	-5%	8,49	
FEC	4,79	4,54	-5%	6,64	
INS Call Center = % de clientes que atendemos em até 30 segundos	92,13	94,05	102%	87,0	
EFICIÊNCIA NO USO DE RECURSOS	3T12	3T13	Variação %	Meta 2013	Tendência 2013
NATURAIS					
Resíduos reciclados e/ou reaproveitados / Quantidade de resíduos gerados (%)	74,0%	49,2%	-33,5%	10%	
Emissões de CO2 diretas e indiretas - Perdas e Combustíveis - (tCO2e)	72.966	109.423	150%	153.692	
ENERGÉTICOS					
Consumo próprio de energia elétrica (MWh)	11.050	10.123	-8%	42.430	
Perdas Globais (%)	10,40%	9,70%	-7%	9,61%	
Energia economizada nos projetos de Eficiência Energética e Transformação de Consumidores em Clientes (MWh)	36.400	12.272	-66%	50.900	
DESENVOLVIMENTO E VALORIZAÇÃO	3T12	3T13	Variação %	Meta 2013	Tendência 2013
COLABORADORES					
Taxa de rotatividade voluntária - col. próprios (%)	5,44%	2,15%	-61%	ND	-
COMUNIDADES					
Nº de beneficiados pelos projetos sociais (mil pessoas)	421	255	61%	1.682	
Nº de famílias beneficiadas pelo projeto de baixa renda	15.900	23.056	145%	75.000	

A AES ELETROPAULO CONVIDA PARA:

Teleconferência / Webcast

APRESENTAÇÃO:

Britaldo Soares - Diretor-Presidente

Gustavo Pimenta - Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores

DATA: Quinta-feira, 7 de novembro de 2013

HORÁRIO: 12h00 (BR) / 9h00 a.m. (EDT)

CONEXÃO:

- **Brasil:** (+55 11) 2104-8901 ou 4688-6361
- **EUA:** (+1) 855-281-6021
- **Outros países:** (+1) 786-924-6977

TRADUÇÃO SIMULTÂNEA PARA O INGLÊS.

CÓDIGO DA CONFERÊNCIA: AES Eletropaulo

REPLAY: (+55 11) 4688-6312

CÓDIGO: 1549357# (português) e 0653309# (inglês)

DISPONIBILIDADE: 07.11.2013 a 13.11.2013

Os slides da apresentação estarão disponíveis para visualização e download no website www.aeseletropaulo.com.br/ri. O áudio da teleconferência será transmitido ao vivo pela internet, no mesmo site em que ficará disponível após o evento.

ANEXOS

Consumo Cativos - GWh	3T12	3T13	9M12	9M13	Var (%) 3T13 x 3T12	Var (%) 9M13 x 9M12
RESIDENCIAL	4.331,1	4.433,1	12.775,4	13.062,6	2,4%	2,2%
COMERCIAL	2.796,6	2.806,9	8.816,4	8.616,9	0,4%	-2,3%
INDUSTRIAL	1.467,6	1.396,4	4.338,2	4.168,7	-4,9%	-3,9%
DEMAIS	730,5	705,3	2.184,0	2.150,7	-3,5%	-1,5%
TOTAL DE CONSUMO FATURADO	9.325,7	9.341,6	28.114,0	27.998,9	0,2%	-0,4%
CONSUMO PRÓPRIO	10,7	9,7	33,2	30,1	-8,9%	-9,3%
Total	9.336,4	9.351,3	28.147,2	28.029,0	0,2%	-0,4%

Faturamento - R\$ Milhões

RESIDENCIAL	1.321,6	1.083,3	3.112,2	3.264,0	-18,0%	4,9%
INDUSTRIAL	399,1	312,6	926,4	954,2	-21,7%	3,0%
COMERCIAL	809,1	673,9	1.984,0	2.111,1	-16,7%	6,4%
DEMAIS	172,6	139,4	294,6	426,8	-19,2%	44,9%
Total	2.702,4	2.209,2	6.317,3	6.756,0	-18,3%	6,9%

Consumo Clientes Livres - GWh	3T12	3T13	9M12	9M13	Var (%) 3T13 x 3T12	Var (%) 9M13 x 9M12
COMERCIAL	404,7	529,3	1.081,3	1.640,0	30,8%	51,7%
INDUSTRIAL	1.268,1	1.329,9	3.842,1	3.897,5	4,9%	1,4%
DEMAIS	324,8	424,9	994,2	1.092,3	30,8%	9,9%
Total	1.997,6	2.284,1	5.917,6	6.629,7	14,3%	12,0%

Consumo Cativos - GWh¹	3T12	3T13	9M12	9M13	Var (%) 3T13 x 3T12	Var (%) 9M13 x 9M12
RESIDENCIAL	4.331,1	4.433,1	12.775,4	13.062,6	2,4%	2,2%
COMERCIAL	2.796,6	2.806,9	8.816,4	8.616,9	0,4%	-2,3%
INDUSTRIAL	1.467,6	1.396,4	4.338,2	4.168,7	-4,9%	-3,9%
DEMAIS	730,5	705,3	2.184,0	2.150,7	-3,5%	-1,5%
Mercado Cativo	9.325,7	9.341,6	28.114,0	27.998,9	0,2%	-0,4%
CLIENTES LIVRES	1.997,6	2.284,1	5.917,6	6.629,7	14,3%	12,0%
Mercado Total	11.323,4	11.625,7	34.031,6	34.628,7	2,7%	1,8%

Consumo Total (Incluindo Clientes Livres) - GWh¹	3T12	3T13	9M12	9M13	Var (%) 3T13 x 3T12	Var (%) 9M13 x 9M12
RESIDENCIAL	4.331,1	4.433,1	12.775,4	13.062,6	2,4%	2,2%
COMERCIAL	3.201,3	3.336,1	9.897,8	10.256,9	4,2%	3,6%
INDUSTRIAL	2.735,7	2.726,3	8.180,2	8.066,2	-0,3%	-1,4%
DEMAIS	1.055,3	1.130,2	3.178,2	3.243,0	7,1%	2,0%
Total	11.323,4	11.625,7	34.031,6	34.628,7	2,7%	1,8%

TUSD	3T12	3T13	9M12	9M13	Var (%) 3T13 x 3T12	Var (%) 9M13 x 9M12
Receita Líquida - R\$ Milhões	(159,1)	(84,8)	(509,6)	(313,1)	-46,7%	-38,6%
GWh	1.997,6	2.284,1	5.917,6	6.629,7	14,3%	12,0%
Tarifa (R\$/GWh)	(79,7)	(37,1)	(86,1)	(47,2)	-53,4%	-45,2%

TARIFA MÉDIA - R\$/MWh	3T12	3T13	9M12	9M13	Var (%) 3T13 x 3T12	Var (%) 9M13 x 9M12
RESIDENCIAL	305,1	244,4	243,6	249,9	-19,9%	2,6%
COMERCIAL	289,3	240,1	225,0	245,0	-17,0%	8,9%
INDUSTRIAL	272,0	223,9	213,6	228,9	-17,7%	7,2%
DEMAIS	236,3	197,7	134,9	198,5	-16,3%	47,1%
TOTAL	289,8	236,5	224,7	241,3	-18,4%	7,4%

Demonstração dos Resultados	3T12	3T13	9M12	9M13	Var (%) 3T13 x 3T12	Var (%) 9M13 x 9M12
Receita Bruta	3.756,5	3.120,2	11.429,0	9.428,9	-16,9%	-17,5%
Deduções à Receita Operacional	(1.297,9)	(891,7)	(4.046,4)	(2.762,0)	-31,3%	-31,7%
Receita Líquida	2.458,6	2.228,6	7.382,6	6.666,9	-9,4%	-9,7%
Despesas Operacionais	(2.126,6)	(1.888,0)	(6.128,3)	(5.302,9)	-11,2%	-13,5%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.371,9)	(1.348,5)	(3.903,2)	(3.806,7)	-1,7%	-2,5%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(376,9)	(164,2)	(1.032,3)	(338,8)	-56,4%	-67,2%
Pessoal + Entidade de Previdência Privada	(217,9)	(220,2)	(590,8)	(640,9)	1,1%	8,5%
Materiais	(17,0)	(11,6)	(43,7)	(34,1)	-31,8%	-22,0%
Serviços de Terceiros	(117,8)	(106,7)	(350,0)	(335,5)	-9,4%	-4,1%
Outros	(25,1)	(36,8)	(208,2)	(146,9)	46,3%	-29,5%
Outras Receitas e Despesas	(243,7)	(198,2)	(644,3)	(583,8)	-18,7%	-9,4%
EBITDA	88,4	142,4	610,0	780,20	61,2%	27,9%
Desp. Passivo - FCESP	60,8	80,2	186,3	257,1	31,9%	38,0%
Ativos e Passivos Regulatórios	62,9	151,8	(411,95)	(172,15)	141,4%	-58,2%
EBITDA Ajustado (Covenants)	212,0	374,4	384,3	865,1	76,6%	125,1%
Depreciação e Amortização	(93,8)	(107,2)	(338,2)	(328,5)	14,3%	-2,9%
Receitas Financeiras	66,5	54,6	196,4	136,4	-17,9%	-30,5%
Despesas Financeiras	(84,8)	(89,6)	(299,8)	(252,8)	5,7%	-15,7%
Var. Cambial/Mont. (Liq.)	25,8	42,6	53,3	89,3	64,9%	67,6%
Resultado Financeiro	7,5	7,5	(50,2)	(27,0)	0,3%	-46,1%
Resultado antes da Tributação	2,1	42,7	221,6	424,7	1940,0%	91,7%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(1,6)	(15,8)	(80,7)	(153,2)	879,2%	89,9%
Reversão dos Juros sobre Capital Próprio - TJLP	-	-	-	-	-	-
Lucro (prejuízo) Líquido	0,5	27,0	140,9	271,4	5477,8%	92,7%

Receita Operacional Bruta - R\$ milhões	3T12	3T13	9M12	9M13	Var (%) 3T13 x 3T12	Var (%) 9M13 x 9M12
Residencial	1.689,3	1.375,4	5.074,3	4.208,7	-18,6%	-17,1%
Comercial	985,8	821,3	3.126,4	2.572,5	-16,7%	-17,7%
Industrial	486,7	381,0	1.448,4	1.163,5	-21,7%	-19,7%
Rural	0,9	0,8	2,7	2,4	-13,9%	-11,4%
Poder Público	102,3	81,1	316,8	256,0	-20,8%	-19,2%
Iluminação Pública	47,1	39,9	140,0	115,0	-15,3%	-17,8%
Serviço Público	48,8	38,6	143,5	120,5	-20,9%	-16,1%
Total de Fornecimento	3.361,0	2.738,1	10.252,2	8.438,8	-18,5%	-17,7%
Outros						
Energia no Curto Prazo	33,4	-	89,5	27,8	-100,0%	-68,9%
Não Faturado	(26,9)	35,4	(59,2)	(80,4)	N.D.	35,9%
Dif. de alíquota - PIS/Cofins - Consumidor	(15,3)	(7,8)	(11,1)	(13,0)	-48,8%	16,5%
Rec. Disponibilidade da Rede Elétrica (TUSD)	176,9	91,9	586,2	329,6	-48,1%	-43,8%
Receita de Ultrapassagem de Demanda e Excedente Reativa	(27,1)	(21,5)	(88,4)	(77,1)	-20,6%	-12,8%
Outros	254,5	284,2	659,8	803,2	11,6%	21,7%
Total Outros	395,5	382,1	1.176,7	990,1	-3,4%	-15,9%
Total Receita Bruta	3.756,5	3.120,2	11.429,0	9.428,9	-16,9%	-17,5%
Deduções do Resultado Bruto						
ICMS por classe						
Residencial	(367,7)	(301,2)	(1.450,3)	(1.267,3)	-18,1%	-12,6%
Comercial	(176,7)	(147,4)	(747,4)	(648,7)	-16,6%	-13,2%
Industrial	(87,6)	(68,5)	(347,1)	(295,9)	-21,8%	-14,7%
Rural	(0,0)	(0,0)	(0,2)	(0,2)	-6,7%	-6,5%
Poder Público	(10,3)	(8,1)	(42,5)	(36,0)	-21,4%	-15,2%
Iluminação Pública	(8,4)	(7,2)	(32,4)	(28,5)	-15,3%	-12,1%
Serviço Público	(7,8)	(6,1)	(30,3)	(26,7)	-21,6%	-12,0%
Outros	(31,9)	(16,5)	(132,6)	(91,8)	-48,2%	-30,7%
Total ICMS por classe	(690,5)	(555,0)	(2.101,4)	(1.713,9)	-19,6%	-18,4%
Outras						
Encargos do Consumidor - ECE	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	-69,5%	-68,9%
Encargos do Consumidor - RGR	(1,8)	-	(36,0)	8,2	-100,0%	N.D.
Encargos do Consumidor - PROINFRA	(10,9)	(7,5)	(31,4)	(25,8)	-31,2%	-17,8%
Encargos do Consumidor - Lei nº. 12.111	(6,8)	-	(16,7)	-	-100,0%	-100,0%
Encargos Consumidor - Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	(22,5)	(22,3)	(55,6)	(63,1)	-1,3%	13,5%
Encargos Consumidor - CCC	(111,9)	-	(438,0)	(28,8)	-100,0%	-93,4%
Encargos Consumidor - CDE	(123,5)	(33,2)	(370,4)	(99,7)	-73,1%	-73,1%
Outros (PIS, Cofins e ISS)	(330,1)	(273,7)	(996,9)	(838,9)	-17,1%	-15,8%
Total Outras	(607,5)	(336,7)	(1.944,9)	(1.048,1)	-44,6%	-46,1%
Receita Líquida	2.458,6	2.228,6	7.382,6	6.666,9	-9,4%	-9,7%

Energia Elétrica Comprada para Revenda - R\$ Milhões	3T12	3T13	9M12	9M13	Var (%) 3T13 x 3T12	Var (%) 9M13 x 9M12
AES Tietê Contrato Bilateral	526,5	506,7	1.511,6	1.582,5	-3,8%	4,7%
ITAIPU	272,1	321,0	766,5	887,6	18,0%	15,8%
Bilaterais	3,9	3,7	5,7	5,8	-5,4%	2,5%
Curto Prazo / Disponibilidade	(0,3)	105,5	0,3	274,1	N.D.	N.D.
Leilão - CCEAR	647,4	559,5	1.810,6	1.879,6	-13,6%	3,8%
Térmica	101,0	303,9	306,6	1.077,0	201,0%	251,3%
Hídrica	546,4	255,5	1.504,0	802,5	-53,2%	-46,6%
PROINFA	52,5	63,6	158,9	187,5	21,1%	18,0%
ICMS sobre Perdas Comerciais	3,3	0,3	3,6	1,9	-89,3%	-48,4%
(-) Créditos - PIS/COFINS	(133,5)	(136,5)	(353,9)	(398,1)	2,2%	12,5%
(-) Recuperação de Despesas - Reembolso Fundo CDE	-	(75,4)	-	(614,2)	N.D.	N.D.
Risco Hidrológico	-	(25,6)	-	(87,2)	N.D.	N.D.
Curto Prazo / Disponibilidade	-	(49,7)	-	(103,3)	N.D.	N.D.
Reajuste Tarifário 2013 - CVA Compra de Energia	-	-	-	(423,7)	N.D.	N.D.
Total	1.371,9	1.348,5	3.903,2	3.806,7	-1,7%	-2,5%

Encargos Uso Sistema de Transmissão e Distribuição R\$ Milhões	3T12	3T13	9M12	9M13	Var (%) 3T13 x 3T12	Var (%) 9M13 x 9M12
Rede Básica e ONS	270,2	121,1	799,7	330,0	-55,2%	-58,7%
Encargos do Serviço do Sistema - ESS	92,8	30,9	186,3	423,8	-66,7%	127,5%
Transporte Itaipu / Outros	23,2	8,2	65,8	24,0	-64,7%	-63,6%
CUSD	3,3	1,9	8,9	7,7	-43,8%	-13,1%
Conexão	23,3	7,4	64,0	19,5	-68,3%	-69,5%
(-) Créditos - PIS/COFINS	(36,0)	(16,3)	(92,4)	(45,7)	-54,6%	-50,5%
(-) Recuperação de Despesas - Reembolso Fundo CDE	-	11,0	-	(420,6)	N.D.	N.D.
ESS	-	11,0	-	(338,3)	N.D.	N.D.
Reajuste Tarifário 2013 - CVA ESS	-	-	-	(82,3)	N.D.	N.D.
Total	376,9	164,2	1.032,3	338,8	-56,4%	-67,2%

Pessoal - em R\$ milhões	3T12	3T13	9M12	9M13	Var (%) 3T13 x 3T12	Var (%) 9M13 x 9M12
Pessoal e Encargos	157,1	140,0	404,6	383,8	-10,9%	-5,1%
Entidade de Previdência	60,8	80,2	186,3	257,1	31,9%	38,0%
Total	217,9	220,2	590,8	640,9	1,1%	8,5%

Pessoal - em R\$ milhões	3T12	3T13	9M12	9M13	Var (%) 3T13 x 3T12	Var (%) 9M13 x 9M12
Pessoal e Encargos	138,2	120,4	350,7	339,7	-12,9%	-3,1%
Provisionamento de PLR	18,9	19,6	53,9	44,1	3,9%	-18,2%
Entidade de Previdência	60,8	80,2	226,9	297,7	31,9%	31,2%
Entidade de Previdência	58,7	78,2	180,3	251,3	33,3%	39,4%
Contribuição como patrocinadora	2,1	2,0	6,0	9,6	-7,7%	60,8%
Total	217,9	220,2	764,7	640,9	1,1%	-16,2%

Resultado Financeiro - R\$ milhões	3T12	3T13	9M12	9M13	Var (%) 3T13 x 3T12	Var (%) 9M13 x 9M12
Receitas financeiras:						
Renda de aplicações financeiras	20,1	26,3	95,5	68,7	30,7%	-28,1%
Acréscimo moratório - consumidores	22,2	17,2	63,5	78,1	-22,5%	23,0%
Multas	1,1	1,1	4,5	5,0	-3,2%	11,1%
Outras	23,1	10,0	32,9	22,4	-56,7%	-32,1%
Subtotal	66,5	54,6	196,4	136,4	-17,9%	-30,5%
Despesas financeiras:						
Encargo de dívidas - Empréstimos moeda nacional	(72,8)	(74,1)	(238,7)	(196,9)	1,9%	-17,5%
Encargo de dívidas - Empréstimos moeda estrangeira	0,1	0,1	0,2	0,2	-3,5%	-0,7%
(-) Transferido para o custo das imobilizações em curso	1,2	2,3	5,9	6,6	92,9%	11,5%
Multas Moratórias, Compensatórias e Sancionatórias	(7,2)	(10,6)	(44,7)	(38,6)	47,4%	-13,6%
Outras	(6,1)	(7,3)	(22,6)	(23,4)	18,9%	3,6%
Subtotal	(84,8)	(89,6)	(299,8)	(252,8)	5,7%	-15,7%
Variação monetária e cambial líquida:						
Moeda Nacional	25,5	41,8	65,1	97,8	63,8%	50,2%
Moeda Estrangeira	0,4	0,9	(11,8)	(8,4)	139,4%	-28,3%
Subtotal	25,8	42,6	53,3	89,3	64,9%	67,6%
Total Despesa Financeira	(59,0)	(47,0)	(246,5)	(163,5)	-20,3%	-33,7%
Total Resultado Financeiro	7,5	7,5	(50,2)	(27,0)	0,3%	-46,1%

Dívida - R\$ milhões	3T13
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	2.802,9
Fundo de Pensão	1.198,5
(-) Disponibilidades ⁽¹⁾	1.287,8
Dívida líquida	2.713,6
Ebitda (últimos 12 meses)	765,7
Despesas com FCESP (últimos 12 meses)	297,7
Ativos e Passivos regulatórios (últimos 12 meses)	60,4
Ebitda ajustado (últimos 12 meses)	1.123,7
Despesa financeira sobre empréstimos ⁽²⁾	(239,6)
Dívida líquida ⁽²⁾/Ebitda ajustado	2,4
Ebitda ajustado/Despesa financeira ⁽²⁾	4,7

(1) Caixa + Títulos e Valores Mobiliários

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

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

	Short Term	Long Term	Total
RELUZ	0,9	0,7	1,5
DEBÊNTURES - 9ª Emissão	2,7	236,9	239,6
DEBÊNTURES - 11ª Emissão	8,1	196,6	204,7
DEBÊNTURES - 13ª Emissão	33,9	349,9	383,8
DEBÊNTURES - 14ª Emissão	19,9	587,3	607,2
DEBÊNTURES - 15ª Emissão	32,7	730,5	763,2
CCB - Bradesco	49,1	524,2	573,3
BNDES - Finame	1,5	2,5	4,1
FINEP	3,2	26,0	29,2
Outros	0,3	0,0	0,3
Leasing	2,4	2,1	4,5
Subvenções Governamentais	-1,1	-3,0	-4,1
Subtotal	153,7	2.653,8	2.807,4
Fundação Cesp - Confissão de Dívida	0,0	596,0	596,0
Fundação Cesp - Ajuste de Reserva Matemática	0,0	1.817,9	1.817,9
Fundação Cesp - Custo Atuarial	0,0	710,6	710,6
Total Fundação CESP	0,0	3.124,6	3.124,6
Total com Fundação CESP	153,7	5.778,4	5.932,0

Demonstração dos Resultados	Ativos e Passivos Regulatórios			
	3T12	3T13	9M12	9M13
Receita Líquida	(45,1)	(211,2)	821,0	(236,5)
Despesas Operacionais	(17,8)	59,4	(409,1)	408,7
Energia Elétrica Comprada para Revenda	0,4	(372,4)	(304,3)	281,5
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(18,2)	431,8	(104,7)	127,2
EBITDA	(62,9)	(151,8)	411,9	172,2
Receitas Financeiras	(5,5)	(8,0)	(16,6)	(32,9)
Despesas Financeiras	30,7	15,8	43,3	72,8
Var. Cambial/Monetária (Liq.)		-		
Resultado Financeiro	25,3	7,8	26,7	39,9
Resultado antes dos Tributos	(37,6)	(144,0)	438,7	212,1
Lucro (prejuízo) Líquido	(37,6)	(144,0)	438,7	212,1

Ativos e Passivos Regulatórios

ATIVO (R\$ mil)	2012/2013	2013/2014	Total
CIRCULANTE	(56.385)	(39.612)	(95.997)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(3.016)	-	(3.016)
Conta de Consumo de Combustível - CCC	(24.521)	-	(24.521)
Energia Itaipu - custo/variação cambial	(1.431)	(2.863)	(4.294)
Transporte de energia - Itaipu	-	(2)	(2)
Transporte de energia pela rede básica	(512)	(1.952)	(2.464)
Compra de energia elétrica	(9.155)	(34.113)	(43.268)
Proinfa	(12.411)	(63)	(12.474)
Outros componentes financeiros	(5.339)	(619)	(5.958)
NÃO-CIRCULANTE	-	(118.833)	(118.833)
Transporte de energia pela rede básica	-	(5.856)	(5.856)
Energia Itaipu - custo/variação cambial	-	(8.588)	(8.588)
Proinfa	-	(190)	(190)
Compra de energia elétrica	-	(102.339)	(102.339)
Transporte de energia - Itaipu	-	(5)	(5)
Outros componentes financeiros	-	(1.855)	(1.855)
TOTAL DO ATIVO	(56.385)	(158.445)	(214.830)
PASSIVO (R\$ mil)	2012/2013	2013/2014	Total
CIRCULANTE	768.208	17.493	785.701
Conta de Consumo de Combustível - CCC	2.975	-	2.975
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	10.006	-	10.006
Energia Itaipu - custo/variação cambial	214	2.439	2.653
Encargos do serviço do sistema - ESS	115	13.008	13.123
Transporte de energia pela rede básica	30.532	-	30.532
Transporte de energia - Itaipu	3.257	-	3.257
Compra de energia elétrica	2.597	-	2.597
Efeito Neutralidade	5.901	(469)	5.432
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	6.769	2.496	9.265
Reserva Global de Reversão RGR	3.455	-	3.455
Revisão Tarifária - Fator Xe	36.186	-	36.186
Postergação Revisão Tarifária 2011	666.201	-	666.201
Outros componentes financeiros	-	19	19
NÃO-CIRCULANTE	308.128	53.885	362.013
Encargos do serviço do sistema - ESS	-	39.025	39.025
Energia Itaipu - custo/variação cambial	-	7.317	7.317
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	-	7.489	7.489
Revisão Tarifária - Fator Xe	27.140	-	27.140
Postergação Revisão Tarifária 2011	280.988	-	280.988
Outros componentes financeiros -Subsídio Baixa Renda	-	54	54
TOTAL DO PASSIVO	1.076.336	71.378	1.147.714
TOTAL GERAL - Líquido	1.019.951	(87.067)	932.884

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.

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.

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.

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 Total de Interrupção Individual. Indica quantas vezes a unidade consumidora ou ponto de conexão ficou sem luz.

DMIC - 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 ocorrência 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.

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.