

AES ELETROPAULO REGISTRA INVESTIMENTO R\$ 183,9 MILHÕES NO 1T12

Comentários do Sr. Rinaldo Pecchio - Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores

No 1T12, o mercado total na área de concessão da AES Eletropaulo apresentou crescimento de 0,2%, totalizando 11.146 GWh. O aumento de 1,8% registrado pelo mercado cativo no trimestre é resultado do maior consumo das classes comercial e residencial, que apresentaram crescimento de 2,5% e 2,7% respectivamente, compensando o decréscimo de 7,2% da classe industrial. Essa classe foi afetada pela desaceleração da atividade industrial no País, que acabou resultando também em uma queda de 6,6% do consumo dos clientes livres no período.

A AES Eletropaulo investiu R\$ 183,9 milhões no 1T12, um crescimento de 10,8% em relação aos investimentos realizados no 1T11, que deve proporcionar melhora dos indicadores operacionais da Companhia.

↑ Redução de 3,4% no DEC e de 6,4% do FEC	↑ Receita bruta cresceu 2,7% no 1T12	↑ Aumento de 1,8% do mercado cativo	↑ Redução de 0,4 p.p. em perdas	↑ Investimentos de R\$ 183,9 milhões no trimestre
---	--------------------------------------	-------------------------------------	---------------------------------	---

R\$ milhões	1T11	1T12	Var (%)
Receita Líquida	2.423,5	2.472,5	2,0%
Despesas Operacionais ¹	(1.706,6)	(1.936,6)	13,5%
EBITDA	549,1	318,2	-42,0%
Margem EBITDA	22,7%	12,9%	-43,2%
EBITDA ajustado ²	575,8	361,2	-37,3%
Margem EBITDA Ajustado	23,8%	14,6%	-38,5%
Lucro/Prejuízo Líquido	281,9	110,2	-60,9%
Margem Líquida	11,6%	4,5%	-61,7%
Patrimônio Líquido (PL)	4.033,8	4.124,2	2,2%
Investimentos (Capex)	166,0	183,9	10,8%

INDICADORES	1T11	1T12	Var (%)
Dívida Líquida ³ (R\$ milhões)	2.353,1	2.398,4	1,9%
Dívida Líquida / PL (vezes)	0,6 x	0,6 x	
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado ³ (vezes)	1,1 x	0,9 x	
EBITDA Ajustado/ Desp. Fin. Consolidada (vezes)	-8,1 x	-5,1 x	

DADOS OPERACIONAIS	1T11	1T12	Var (%)
Mercado Cativo (GWh)	9.078,4	9.239,2	1,8%
Tarifa Média (R\$/GWh) ⁴	292,8	295,0	0,7%
Funcionários	5.629	5.809	3,2%
Consumidor/ Funcionários	1.091	1.093	0,1%

1 - Não inclui depreciação

2 - EBITDA ajustado com Fcesp

3 - Não inclui Operações de Leasing Operacional, adicionadas à dívida contábil em função da Lei nº 11.638

4 - Tarifa Média Líquida (R\$/MWh)

5- 12 meses

São Paulo, 3 de maio de 2012 - A Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (BOVESPA: ELPL3 e ELPL4; ADRs: EPUMY) anunciou hoje os resultados referentes ao 1º trimestre de 2012 (1T12). 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	Moody ³
Nacional		AA	AA+	Aa1
Internacional		BBB-	BB+	Baa3

Últimas atualizações:

1 - Fitch elevou o rating nacional e internacional da Cia. em 09/2011

2 - S&P elevou o rating nacional e internacional da Cia. em 02/2010

3 - Moody's elevou o rating nacional e internacional da Cia. em 03/2010

ELPL4: R\$ 29,50 (02/05/2012)

VALOR DE MERCADO: R\$ 4.937 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 2.578 milhões

DESTAQUES 1T12

Operacionais

- ↑ Consumo total na área de concessão da AES Eletropaulo cresceu 0,2% em comparação ao 1T11, totalizando 11.146 GWh.
- ↑ Percentual de perdas dos últimos 12 meses foi de 10,4% ante 10,8% no mesmo período do ano anterior, apresentando redução de 0,4 ponto percentual.
- ↑ Implementação do Plano de Ação em 2011 possibilitou a redução de 3,4% no DEC (9,57 horas) e de 6,4% no FEC (5,09 vezes), em relação ao primeiro trimestre de 2011.
- ↑ Investimentos totalizaram R\$ 183,9 milhões no 1T12, o que representa um aumento de 10,8 % quando comparado ao valor investido no mesmo período de 2011.

Financeiro

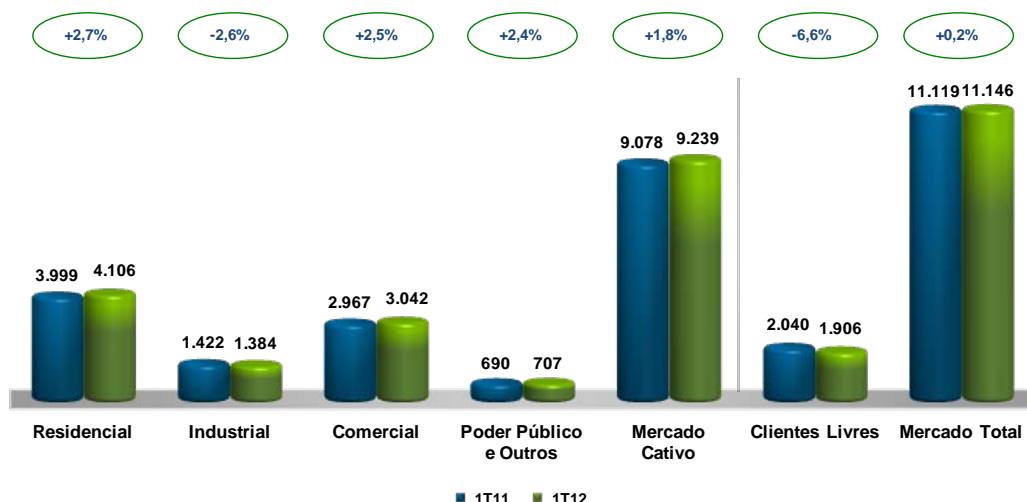
- ↑ Receita bruta totalizou R\$ 3.834,7 milhões, um crescimento de 2,7% em relação ao 1T11.
- ↓ Ebitda de R\$ 318,2 milhões e lucro líquido de R\$ 110,2, com redução de 42,0% e 60,9%, respectivamente, ante o 1º trimestre de 2011.

Regulatório

- ↔ A Aneel, em 10 de abril de 2012, abriu a audiência pública para a Revisão Tarifária da AES Eletropaulo, que ocorrerá entre os dias 12/04/2012 e 11/05/2012.
- ↓ A melhor estimativa da Companhia em relação ao possível impacto no Ebitda com a postergação da revisão tarifária da AES Eletropaulo é de R\$ 211,9 milhões por trimestre.

CONSUMO

Comparação do Consumo* (GWh)



* Não considera consumo próprio

O mercado total da AES Eletropaulo encerrou o 1T12 com um volume de 11.146 GWh, o que representa um aumento de 0,2% em relação ao mesmo período de 2011. Esse baixo crescimento do mercado deve-se ao fraco desempenho da classe industrial que apresentou decréscimo de 2,6% no trimestre em decorrência da desaceleração da produção industrial iniciada em 2011 e da saída de um grande cliente livre para a rede básica¹, em novembro de 2011. Como nos trimestres anteriores, o destaque ficou por conta dos desempenhos positivos das classes comercial e residencial, que cresceram 2,5% e 2,7%, respectivamente, impulsionadas pelos seguintes indicadores: vendas físicas no Estado de São Paulo, desemprego e renda real na Região Metropolitana de São Paulo (RMSP), que continuaram a apresentar evolução em relação ao 1T11. Desconsiderando o impacto da saída do cliente para a rede básica, o mercado total teria crescido de 1,4% no trimestre.

No 1T12 o mercado cativo, cuja participação no mercado total é de 83%, apresentou acréscimo de 1,8% em relação ao 1T11, totalizando um consumo de 9.239 GWh. Apesar do crescimento, esse desempenho foi impactado negativamente pela migração de sete clientes para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e por 0,1 dia a menos de faturamento (-0,2 GWh). Desconsiderando o impacto de dias de faturamento e migração, o mercado total teria crescido 2,2% no trimestre.

Desempenho do mercado por classe de consumo

Residencial

No 1T12, o consumo da classe residencial foi de 4.106 GWh, um crescimento de 2,7% em relação ao 1T11. O consumo no trimestre foi influenciado pelos seguintes fatores: (i) queda na taxa de desemprego, de 6,5% no 1T11 para 6,0% no 1T12 e aumento de 4,8% da renda real na Região Metropolitana de São Paulo no 1T12, conforme Pesquisa Mensal de Emprego e Desemprego do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE); (ii) incremento de 200 mil clientes nos últimos 12 meses encerrados em março de 2012; e (iii) 0,8 dia (-30 GWh) a menos de faturamento nos

¹ O cliente livre que migra para a rede básica deixa de utilizar a linha de distribuição da Companhia e, portanto, deixa de pagar a Tarifa de Uso de Sistema de Distribuição (TUSD).

clientes de baixa tensão. Se fossem desconsiderados os efeitos do número de dias de faturamento, a classe residencial apresentaria um crescimento de 3,4% no 1T12 em relação ao 1T11.

Comercial

O total de energia distribuída para a classe comercial no 1T12 foi de 3.042 GWh, o que representa um acréscimo de 2,5% em relação ao mesmo período do ano anterior, mantendo o bom ritmo de crescimento apresentado em 2011. Os fatores para o desempenho da classe no trimestre foram: (i) aumento do consumo, impulsionado pelo maior volume de vendas do comércio varejista no Estado de São Paulo², que cresceu 9,7% nos dois primeiros meses de 2012 e no mesmo período de 2011 havia crescido 6,2%; (ii) aumento de 0,1 dia (+6 GWh) de faturamento no trimestre; e (iii) migração de clientes para o ACL (-28 GWh). Se fossem excluídos os impactos da migração ao ACL e dias de faturamento, a classe comercial teria crescido 3,2% no 1T12 em relação ao 1T11.

Industrial

No 1T12, o consumo da classe industrial cativa apresentou queda de 2,6% em relação ao mesmo período de 2011, com consumo de 1.384 GWh. O comportamento dessa classe foi impactado por 0,1 dia a mais de faturamento no 1T12 (+17 GWh) e pela migração de clientes para o ACL (-14 GWh). Excluídos ambos os efeitos, a classe industrial teria um decréscimo de 2,8% no 1T12. A desaceleração da produção industrial, iniciada em meados de 2011, resultou na queda de consumo dos grandes clientes do segmento industrial. Segundo a Pesquisa Industrial Mensal do IBGE, a atividade industrial na Região Metropolitana de São Paulo acumula queda de 6% nos dois primeiros meses do ano, enquanto no mesmo período do ano passado apresentou crescimento de 5,1%.

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

O consumo cativo das demais classes foi de 707 GWh no 1T12, um acréscimo de 2,4% em relação ao 1T11, devido principalmente ao comportamento da classe de serviços públicos, que cresceu 8,5% no trimestre. Em relação aos dias de faturamento, no 1T12 a classe foi impactada positivamente por 6,4 GWh a mais no faturamento em relação ao 1T11. Desconsiderando o efeito de dias de faturamento, as demais classes teriam crescido 1,4% no 1T12.

Clientes Livres

Nos últimos 12 meses encerrados em março de 2012, 28 unidades consumidoras migraram para o ACL e quatro unidades retornaram para o Ambiente de Contratação Regulado (ACR). O efeito líquido dessa movimentação foi um acréscimo de 285 GWh no ACL e, conseqüentemente, a redução do mesmo volume no ACR.

No 1T12, sete unidades consumidoras migraram para o ACL e nenhum cliente retornou para o ACR. Ao final do trimestre, havia 306 unidades consumidoras livres na área de concessão da AES Eletropaulo.

O mercado faturado dos clientes livres totalizou 1.906 GWh no 1T12, um decréscimo de 6,6% quando comparado ao mesmo período de 2011. Apesar da migração de clientes cativos ao mercado livre, cujo efeito no consumo é positivo, houve redução de consumo dos clientes em função da desaceleração da produção industrial, que se iniciou em meados de 2011 e fez com que o consumo dos grandes clientes do segmento industrial fosse reduzido. Além disso, em novembro de 2011 ocorreu a saída de cliente livre para a rede básica, com impacto negativo de 132 GWh no 1T12. Esse cliente representava 1,1% da carga total da AES Eletropaulo. Excluindo a migração ao ACL, o retorno ao ACR e a saída do cliente para a rede básica, o consumo dos clientes livres teria apresentado uma queda de 2,2% no trimestre.

² Fonte: Pesquisa Mensal do Comércio (PMC) do IBGE.

Cientes Livres	Período ⁴	número de unidades	GWh Faturado ³	Período ⁴	número de unidades	GWh Faturado no ano ³
Total de unidades	4T11	300	2.039	1T11	284	8.138
Unidades Cortadas e saída para Rede Básica	1T12	-1	-132	últimos 12 meses	-2	-174
Migração para ACL ¹	1T12	7	18	últimos 12 meses	28	308
Retorno para o ACR ²	1T12	0	0	últimos 12 meses	4	23
Total de unidades	1T12	306	1.906	1T12	306	8.150

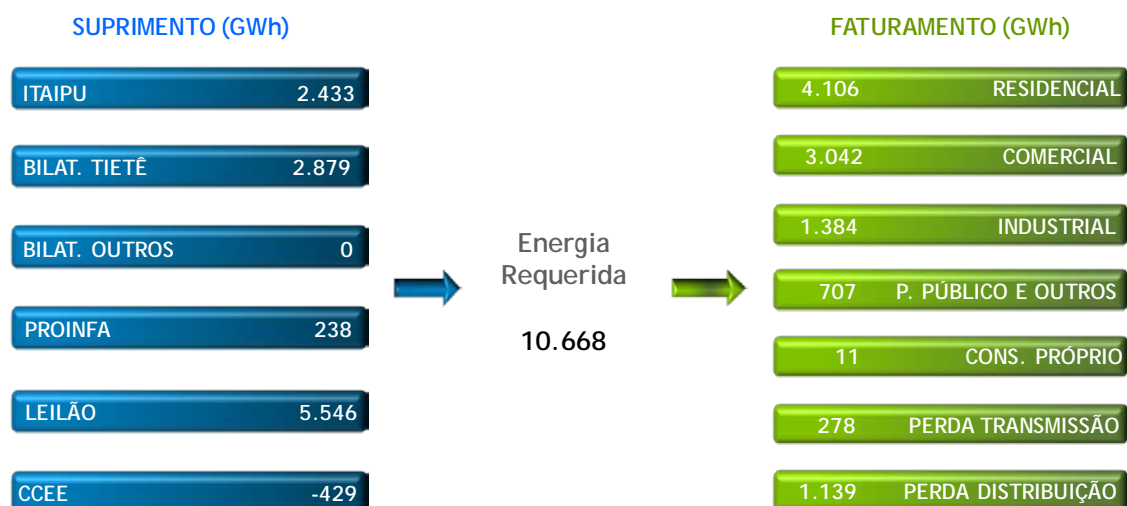
1 - ACL = Ambiente de Contratação Livre

2 - ACR = Ambiente de Contratação Regulado

3 - Energia faturada conforme relatório operacional OP5

4 - Último mês do período

BALANÇO ENERGÉTICO - 4T11



O balanço energético demonstrado acima reflete os números do fechamento do 1T12, informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em fevereiro de 2012. Já os números demonstrados nas notas explicativas que constam nas Demonstrações Financeiras refletem os valores estimados pela Companhia à época do fechamento contábil e que são ajustados nos meses subsequentes quando da disponibilização dos números finais pela CCEE.

O nível de contratação da Companhia é definido a partir do resultado dos contratos de compra firmados e da energia requerida para o consumo dos clientes cativos. A expectativa, de acordo com previsões internas, é que a Companhia encerre 2012 com nível de contratação de 102,8%. Mantendo-se no patamar de 100% a 103%, a Companhia evita exposições e penalidades, uma vez que está enquadrada dentro dos limites estabelecidos pelo regulador.

No 1T12, a AES Eletropaulo acumulou sobra de 428,7 GWh de energia que foi vendida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) a um preço médio de R\$ 41,77/MWh, gerando uma receita de R\$ 17,9 milhões.

Perdas (%) - (últimos 12 meses)



¹ Em Janeiro de 2012, a AES Eletropaulo recalculou o percentual de perda técnica para 6,4%. Como o percentual de perdas é calculado com base nos últimos doze meses, o percentual de perdas técnicas do 1T12 é uma média dos percentuais de perdas auferidos nos últimos 12 meses.

O percentual de perdas é a taxa obtida com a divisão da diferença entre a energia medida na fronteira e a energia faturada dos clientes, descontada do faturamento retroativo da cobrança das fraudes, pelo total do suprimento de energia medido na fronteira nos últimos 12 meses (50.620 GWh).

Com base nessa metodologia e no recálculo de perdas técnicas, a perda física apurada nos últimos 12 meses foi de 10,4%, sendo dividida em perdas técnicas (6,4%) e comerciais (4,0%). As perdas comerciais da Companhia caíram 0,3 ponto percentual em comparação ao 1T11. Esse desempenho deve-se à adoção de iniciativas que integram o plano de redução de perdas, iniciado no 4T09, que possibilitou uma redução de 1,3 ponto percentual nas perdas comerciais até o 1T12. Vale destacar que, para os próximos trimestres, a trajetória de redução de perdas deverá ser menor em relação à apresentada nos últimos trimestres.

Dentre as principais ações destacam-se:

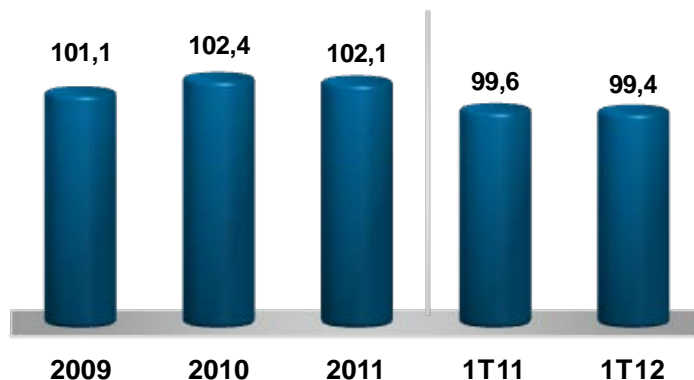
- (i) inspeções de fraude: no 1T12, foram realizadas 64,9 mil inspeções, que identificaram 8,6 mil irregularidades, enquanto no 1T11 foram promovidas 78,2 mil inspeções e encontradas 9,8 mil irregularidades;
- (ii) programa de recuperação de instalações cortadas: 13,6 mil instalações foram recuperadas no 1T12 ante 10,8 mil instalações no 1T11, um crescimento de 25,9%. O objetivo deste programa é recuperar as instalações de clientes cortados por inadimplência e que, ao não efetuarem a quitação dos débitos pendentes, passam a consumir energia de forma irregular;
- (iii) regularização de ligações informais (clandestinas): no 1T12, foram regularizadas 13,7 mil ligações informais, contra 13,1 mil regularizações realizadas no 1T11;
- (iv) substituição de medidores obsoletos: no 1T12 foram substituídos 16,4 mil medidores obsoletos contra 55,8 mil medidores no 1T11. Esta variação deve-se à redução do parque de medidores obsoletos na área de concessão da Companhia, em função do programa de substituição em curso desde o 2T09. A substituição de medidores obsoletos por equipamentos mais modernos, que permitem maior precisão de calibração e leitura, contribui para reduzir as perdas de faturamento por baixa eficiência de leitura.

No 1T12, as iniciativas de combate a perdas acrescentaram 131,6 GWh de energia ao mercado faturado, ante os 133,4 GWh adicionados no 1T11. Esse montante registrado no 1T12 está dividido da seguinte forma:

- (i) R\$ 20,1 milhões (63,9 GWh), em decorrência das inspeções de combate à fraude;

- (ii) R\$ 9,8 milhões (31,1 GWh), resultado da regularização de ligações informais;
- (iii) R\$ 6,2 milhões (19,8 GWh), referentes à recuperação e retenção de clientes cortados;
- (iv) R\$ 5,3 milhões (16,8 GWh), em função da substituição de medidores obsoletos e de outras iniciativas de combate a perdas.

Taxa de Arrecadação (% sobre receita bruta)



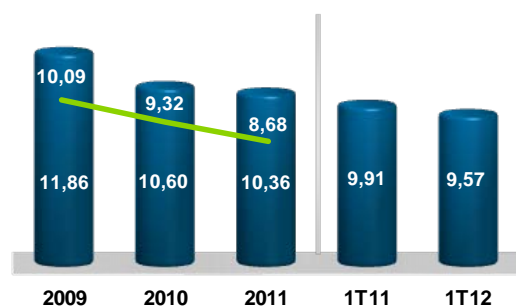
O cálculo da taxa de arrecadação considera a arrecadação total do período, dividida pela soma da receita de fornecimento, encargos e receitas de serviços que constam na fatura do cliente e ajustada pelo consumo "não-faturado".

A taxa de arrecadação no 1T12 foi de 99,4% comparada à taxa de 99,6% registrada no mesmo período do ano anterior. A arrecadação apresentada no trimestre reflete:

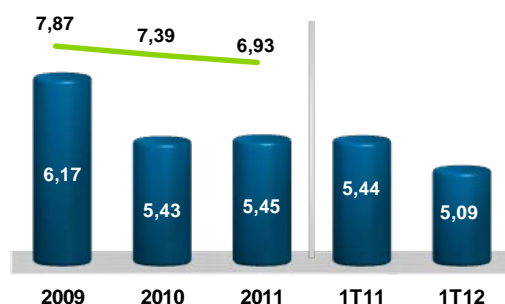
- (i) a implementação de processo de segmentação da carteira de clientes, ocorrido em setembro de 2011, sendo esta uma das ações de melhorias relacionadas ao projeto "Criando Valor". Assim, foram adequadas as ações de cobrança a cada um desses grupos, considerando seus padrões distintos de comportamento de inadimplência; e
- (ii) a continuidade do aprimoramento dos processos de cobrança por meio de agências, negociação de dívidas e acordos.

A média mensal de cortes no 1T12 foi de 41,7 mil, comparada a 96,9 mil no 1T11. O número médio mensal de religações atingiu 37,9 mil no 1T12, ante 77,3 mil no 1T11. As variações refletem as ações promovidas pela Companhia e que buscam maximizar a eficácia na gestão de cortes e religações.

DEC e FEC - (últimos 12 meses)



■ DEC (horas) — Referência Aneel



■ FEC (vezes) — Referência Aneel

DEC Referência Aneel para 2012: 8,67 horas

FEC Referência Aneel para 2012: 6,87 vezes

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 31 de março de 2012, os índices DEC e FEC dos últimos doze meses registrados pela AES Eletropaulo foram de 9,57 horas e 5,09 vezes, respectivamente, representando uma queda de 3,4% no índice DEC e de 6,4% no FEC em comparação ao mesmo período de 2011. Já no acumulado de 2012, o DEC e FEC da Companhia apresentaram expressivas reduções de 7,6% e 7,2%, respectivamente. O desempenho positivo dos indicadores de qualidade da Companhia é resultado do Plano de Ação 2011-2012 que, dentre outras ações, aumentou o número de turmas de emergência durante o verão, época com maior volume de chuvas.

Visando à melhoria da qualidade dos serviços prestados e à redução dos indicadores de qualidade, a Companhia vem intensificando desde o 2º semestre de 2010 a realização de algumas ações, com destaque para:

- (i) instalação de religadores automáticos na rede de distribuição: no 1T12, foram instalados 190 equipamentos. Desde outubro de 2010, a Companhia instalou 1.703 religadores automáticos em sua rede de distribuição. Tal equipamento, ao religar automaticamente a rede elétrica após um curto circuito, reduz sensivelmente os tempos de interrupção e a necessidade de deslocamento de turmas para a identificação de defeitos. Desde outubro de 2010 até o final de 2012, terão sido instalados 3 mil religadores;
- (ii) podas intensivas de árvores: no 1T12, a Companhia podou 61,1 mil árvores, valor em linha com o programado para o total do ano que é de 255 mil árvores;
- (iii) instalação de seccionalizadores automáticos: estes equipamentos, atuam em conjunto com os religadores automáticos na prevenção de interrupções e na identificação de problemas na rede por meio do isolamento de curto-circuito, reduzindo a área afetada pela interrupção de energia. Até o final de 2012, a previsão é ter instalado mais 5 mil seccionalizadores totalizando 10 mil seccionalizadores em toda a rede de distribuição da Companhia.

Desde o início de 2010, não há mais penalidade por transgressão dos limites de DEC e FEC. As eventuais transgressões são pagas por intermédio dos indicadores Duração de Interrupção por Unidade Consumidora (DIC), Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora (FIC) e Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora (DMIC), ou seja, o ressarcimento é realizado diretamente ao consumidor. 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. Entretanto, a Companhia continuará divulgando os indicadores DEC e FEC que, por sua vez, continuarão sendo utilizados pelo regulador para o cálculo da tarifa de energia nos reajustes tarifários e pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee) na divulgação do *ranking* anual de desempenho das concessionárias de distribuição de energia.

No 1T12, as penalidades pagas pela Companhia aos seus clientes por transgressões dos indicadores DIC, FIC e DMIC totalizaram R\$ 10,1 milhões, valor levemente inferior em relação aos R\$ 10,3 milhões do 1T11.

REGULATÓRIO - 4T11

3º Ciclo de Revisões Tarifárias

De acordo com o contrato de concessão, a revisão tarifária da AES Eletropaulo deveria ter ocorrido no dia 4 de julho de 2011. Porém, a metodologia a ser aplicada no 3º Ciclo de Revisão Tarifária foi finalizada apenas durante o mês de dezembro de 2011. Em virtude da proximidade da data de aplicação da nova metodologia e do reajuste tarifário de 2012, a Aneel, em 29 de novembro de 2011, abriu a audiência pública nº 070/2011, com vistas a aplicar a revisão e o reajuste tarifários para a Companhia conjuntamente, em 4 de julho de 2012. Em 7 de fevereiro de 2012, o regulador aprovou a aplicação conjunta da revisão e reajuste tarifários para a AES Eletropaulo.

Adicionalmente, a Aneel em reunião de diretoria, realizada em 10 de abril de 2012, deliberou pela abertura de audiência pública com o objetivo de obter subsídios para o processo do 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica da AES Eletropaulo e propôs um índice preliminar de revisão tarifária de -8,81% (efeito médio a ser percebido pelo consumidor) e -5,14% (efeito econômico), com base na nova metodologia de revisão tarifária definida para o referido ciclo.

Em 12 de abril de 2012, a Aneel divulgou as notas técnicas e informações utilizadas para o cálculo do índice de revisão tarifária preliminar. As informações utilizadas para a composição do índice preliminar de revisão tarifária, inclusive a base regulatória de ativos, são preliminares e estão sujeitas à decisão final do órgão regulador após a conclusão do processo de revisão tarifária. Nesse sentido, a Companhia e a sociedade poderão participar da audiência pública com contribuições ao regulador.

O valor final do processo de revisão tarifária será conhecido quando da sua homologação definitiva pela Aneel prevista para ocorrer no próximo mês de junho de 2012, a ser aplicada a partir de 4 de julho de 2012 com efeitos retroativos a 4 de julho de 2011.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

RECEITA OPERACIONAL BRUTA

A receita operacional bruta da AES Eletropaulo totalizou R\$ 3.834,7 milhões no 1T12, um acréscimo de R\$ 101,4 milhões ou 2,7% superior em relação ao mesmo período de 2011. Essa variação é explicada pelo aumento de R\$ 76,3 milhões na receita de fornecimento e de R\$ 25,1 milhões na linha de outras receitas.

O crescimento de 2,3% na receita de fornecimento é resultado do:

- (i) maior consumo das classes residencial e comercial, que resultou em um aumento na receita de R\$ 57,3 milhões e R\$ 19,8 milhões, respectivamente. O consumo dessas classes foi positivamente impactado pelo crescimento da renda real da população, incremento do número de clientes, queda na taxa de desemprego, bem como pelo aumento no volume de vendas do comércio varejista.

Já o incremento de 5,8% na linha de outras receitas pode ser explicado pelos seguintes fatores:

- (i) aumento de R\$ 25,7 milhões nas receitas não faturadas devido às variações nas escalas de faturamento entre os períodos;
- (ii) resultado R\$ 24,0 milhões maior em PIS/COFINS não faturado, influenciado pela diferença entre o período de faturamento e o recolhimento dos consumidores;
- (iii) variação positiva de R\$ 22,8 milhões relacionada ao reconhecimento da receita de construção, de acordo com as normas do IFRS, que reflete o maior capex do 1T12 em relação ao do 1T11. Essa receita é relacionada às obras executadas para atender aos consumidores, com contrapartida no custo e, portanto sem impacto no resultado da Companhia;

- (iv) impacto negativo de R\$ 32,4 milhões relacionado à reversão para obrigações especiais das receitas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativo auferidas no período, conforme determinado pela Aneel na nova metodologia de “outras receitas” para o 3º Ciclo de Revisão Tarifária;
- (v) redução de R\$ 10,2 milhões na receita de TUSD, explicada pelo menor consumo dos clientes livres no período.

DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL

As deduções representaram 35,5% da receita operacional bruta no 1T12, totalizando R\$ 1.362,2 milhões, um crescimento de 4,0% ou R\$ 52,4 milhões em relação ao montante registrado no mesmo período de 2011.

Esse desempenho é explicado pelo:

- (i) acréscimo de R\$13,7 milhões nos encargos de Conta de Consumo de Combustível (CCC), de R\$ 13,0 milhões na Conta de Desenvolvimento Energético(CDE) e de R\$ 11,6 milhões na Reserva Global de Reversão(RGR), refletindo os valores despachados pela Aneel;
- (ii) aumento de R\$ 7,2 milhões nos encargos tributários incidentes sobre a receita de fornecimento (ICMS, PIS, COFINS, ISS), decorrente da variação do faturamento entre os períodos.

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

No 1T12, a receita operacional líquida da AES Eletropaulo totalizou R\$ 2.472,5 milhões, montante 2,0% superior ao registrado no 1T11. A variação é explicada pelo aumento da receita bruta de fornecimento e das demais receitas que mais do que compensaram o aumento das deduções no período.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

No 1T12, as despesas operacionais da AES Eletropaulo atingiram R\$ 1.936,6 milhões, um crescimento de 13,5% em relação ao 1T11. As principais variações estão detalhadas a seguir:

Despesas Operacionais - em R\$ milhões*	1T11	1T12	Var (%) 1T12 x 1T11
Parcela A	1.358,7	1.535,3	13,0%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	1.082,5	1.210,9	11,9%
Transmissão	276,2	324,4	17,5%
PMSO	347,9	401,3	15,3%
Pessoal	151,2	184,5	22,1%
Materiais	11,8	14,1	19,3%
Serviços de Terceiros	114,6	118,4	3,3%
Outros	70,3	84,3	19,9%
Total	1.706,6	1.936,6	13,5%

* Não inclui depreciação

Parcela A

De acordo com a metodologia de revisão tarifária, as despesas classificadas como “Parcela A” são repassadas para a tarifa. Com a adoção do IFRS, o resultado da Companhia não reflete mais os

diferimentos da Conta de Compensação dos Itens da Parcela A - CVA. No entanto, a apuração 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". Mais detalhes podem ser consultados na página 31 e nas Notas Explicativas n.º 34 das Demonstrações Financeiras da Companhia.

Despesa com Energia Elétrica Comprada para Revenda

A despesa com compra de energia elétrica totalizou R\$ 1.210,9 milhões no 1T12, um crescimento de 11,9% em comparação ao mesmo período de 2011. Essa variação é resultado:

- (i) do efeito combinado do crescimento de 8,5% no preço médio da energia comprada e do aumento de 0,3% no volume de compra de energia (10.668 GWh no 1T12 versus 10.705 GWh no 1T11), em função dos seguintes fatores:
 - a. AES Tietê: aumento de R\$ 96,2 milhões, devido ao reajuste de 8,65% no preço do contrato bilateral, ocorrido em julho de 2011, e do aumento de 14,0% do volume adquirido;
 - b. Leilões: aumento de R\$ 34,6 milhões como resultado do acréscimo de 5,7% do preço médio e da redução do volume comprado em 4,1%; e
 - c. Itaipu: acréscimo de R\$ 10,7 milhões, em função queda de 0,6% do volume de energia adquirida e do aumento de 5,2% do preço médio, reflexo da maior cotação do dólar na comparação entre os períodos.

Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte - (R\$/MWh)	1T11	1T12	Part.% 1T11	Part.% 1T12
AES TIETÊ	159,8	173,7	24,0%	26,8%
ITAIPU	90,0	94,6	23,3%	22,7%
LEILÃO	92,9	98,2	52,7%	50,6%
OUTROS CONTRATOS BILATERAIS	166,4	-	0,0%	0,0%
Tarifa (R\$/GWh)	108,3	117,6	100,0%	100,0%

Despesa com Encargos do Uso da Rede Elétrica e de Transmissão

No 1T12 as despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão totalizaram R\$ 324,4 milhões, um crescimento de 17,5% em relação ao 1T11. Esse acréscimo é explicado, principalmente, pelo aumento de R\$ 45,2 milhões com encargos de Rede Básica e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), determinados pela Aneel para o período.

PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros)

As despesas com PMSO da AES Eletropaulo totalizaram R\$ 401,3 milhões no 1T12, um aumento de 13,5% em comparação aos R\$ 347,9 milhões registrados no 1T11. Os principais fatores que influenciaram essas despesas foram:

- (i) aumento de R\$ 19,6 milhões nas despesas com Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (PCLD) e baixas, principalmente, devido ao aumento da inadimplência;
- (ii) incremento de R\$ 16,5 milhões nas despesas de entidade de previdência privada;
- (iii) aumento de R\$ 6,0 milhões referente ao reajuste de salários, benefícios e encargos relacionado com o acordo coletivo de junho de 2011, que reajustou os salários em 8,15%.

Pessoal

As despesas com pessoal estão subdivididas em três rubricas: (a) despesa com pessoal e encargos; (b) despesa com entidade de previdência privada; e (c) despesa com acordos e condenações judiciais conforme demonstrado abaixo:

Pessoal - em R\$ milhões	1T11	1T12	Var (%) 1T12 x 1T11
Pessoal e Encargos	110,5	127,7	15,5%
Entidade de Previdência	28,2	44,7	58,2%
Acordos e Condenações Trabalhistas	12,4	12,1	-2,2%
Total	151,2	184,5	22,1%

- *Despesa com Pessoal e Encargos*

No 1T12, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 127,7 milhões, um crescimento de 15,5% em comparação ao 1T11. Essa variação reflete:

- (i) o aumento de R\$ 6,0 milhões referente ao reajuste de salários, benefícios e encargos relacionado com o acordo coletivo de junho de 2011, que reajustou os salários em 8,15%;
- (ii) R\$ 3,6 milhões nas despesas de assistência médica e odontológica, em função do aumento de consultas e procedimentos médicos utilizados pelos colaboradores no período;
- (iii) aumento de R\$ 2,2 milhões em horas extras realizadas entre os períodos.

- *Despesa com Entidade de Previdência Privada*

De acordo com o cálculo atuarial realizado ao final de 2011, a despesa com entidade de previdência privada, será de R\$ 159,7 milhões em 2012. Esse aumento decorre da queda na taxa de desconto e expectativa de inflação no longo prazo, além da amortização de perdas atuariais não reconhecidas. Dessa forma, a despesa com entidade de previdência privada no 1T12 totalizou R\$ 44,7 milhões, um crescimento de 58,2% em relação ao 1T11.

- *Despesa com Acordos e Condenações Trabalhistas*

As discussões judiciais trabalhistas, quando finalizadas por intermédio de acordo ou condenação, são transferidas da linha de outras despesas operacionais para a linha de pessoal. Portanto, os valores apresentados nas despesas de pessoal representam apenas uma reclassificação entre linhas.

No 1T12, as despesas com acordos e condenações trabalhistas registraram decréscimo de 2,2% em comparação ao 1T11, totalizando R\$ 12,1 milhões. Essa variação é explicada, principalmente, pela redução do valor médio dos acordos e condenações registrados no período.

Despesa com materiais e serviços de terceiros

As despesas com materiais e serviços de terceiros no 1T12 apresentaram um aumento de 4,8% em relação ao 1T11, totalizando R\$ 123,0 milhões. As principais variações ocorreram devido aos seguintes fatores:

- (i) despesas de R\$ 28,6 milhões relacionados ao Plano de Ação 2011-2012 no 1T12, conforme mencionado na página 18, que foram compensados por ;
- (ii) R\$ 19,0 milhões referentes ao plano de redução de DEC e FEC no 1T11;
- (iii) redução de R\$ 8,3 milhões nas despesas com consultoria, principalmente relacionada à adoção do projeto “Criando Valor”, que visa ganhos de eficiência e melhorias na gestão de custo, por meio de (i) revisão de processos para aumento da eficiência das áreas de suporte; (ii) controle de produtividade das equipes em campo; (iii) melhoria na gestão

de contratos com fornecedores; (iv) aumento da eficiência da gestão dos clientes de baixa renda; e (v) revisão do processo de cobrança dos clientes; e

- (iv) redução de R\$ 3,0 milhões nos gastos com honorários advocatícios, principalmente em função do registro do evento não-recorrente referente ao pagamento de êxito nos acordos com a SPTrans e a EMTU, ocorrido no 1T11.

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 e Reversão para Contingências; (c) Custas Judiciais (condenações) e (d) Demais Despesas, conforme detalhado no quadro abaixo.

Outras Despesas Operacionais - em R\$ milhões	1T11	1T12	Var (%) 1T12 x 1T11
PCLD e Baixas	19,6	39,2	99,6%
Provisão (Reversão) para contingências	12,9	4,4	-66,0%
Condenações e Acordos Judiciais	2,1	4,4	109,2%
Demais *	35,6	36,3	1,8%
Total	70,3	84,3	19,9%

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

No 1T12, as outras despesas operacionais totalizaram R\$ 84,3 milhões, um crescimento de 19,9% em comparação ao 1T11. Essa variação é explicada, principalmente, pelo aumento de R\$ 19,6 milhões na linha de PCLD e baixas devido ao aumento da inadimplência no período.

OUTRAS RECEITAS E DESPESAS

A conta de outras receitas e despesas apresentou uma despesa líquida de R\$ 217,7 milhões no 1T12 ante um despesa líquida de R\$ 167,8 milhões no mesmo período de 2011. Os seguintes valores explicam essa variação:

- (i) desativação de ativos com valor residual de R\$ 27 milhões, tendo em vista mudança nas regras de baixa que determinam a baixa por item e não mais por grupo de itens e inventário físico realizado;
- (ii) aumento de R\$ 22,8 milhões nas despesas de construção, devido a gastos maiores com investimentos, o que fez com que o Capex despendido no 1T12 fosse maior do que o de 1T11. As despesas com construção passaram a ser contabilizadas como "Outras Despesas", após a adoção do IFRS e do ICPC 01 e são compensadas em "Outras Receitas" com valor correspondente.

EBITDA

No 1T12, o Ebitda da Companhia atingiu R\$ 318,2 milhões, o que representa uma redução de 42,0% em relação ao 1T11. Os seguintes fatores contribuíram para esse desempenho:

- (i) aumento da receita líquida em 2,0% como reflexo do maior consumo das classes residencial e comercial;
- (ii) incremento de R\$ 176,6 milhões nas despesas com a "Parcela A", refletindo a maior despesa com compra de energia para revenda e encargos de Rede Básica e ONS;
- (iii) aumento das despesas com PMSO (R\$ 53,4 milhões), devido ao crescimento das despesas com Pessoal e Encargos e Entidade de Previdência Privada, além da maior inadimplência no período.

RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido registrado pela Companhia no 1T12 foi uma despesa de R\$ 27,3 milhões, superior em R\$ 25,6 milhões em comparação à despesa de R\$ 1,7 milhão registrada no mesmo período de 2011. Esse aumento é explicado, principalmente, pelos seguintes eventos:

- (i) despesas financeiras de R\$ 19,0 milhões relacionadas à constituição de provisão referente a autos de infração emitidos pela ANEEL e pela Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP) somando R\$17,0 milhões, além da atualização monetária de provisões anteriores, no total de R\$ 2,0 milhões;
- (ii) redução de R\$ 6,6 milhões referente ao pagamento de juros das contas dos clientes.

Receitas Financeiras

No 1T12, as receitas financeiras da AES Eletropaulo totalizaram R\$ 70,4 milhões, o que representa um decréscimo de 2,0% ou R\$ 1,4 milhão em relação ao mesmo período de 2011. Esse desempenho é explicado principalmente pela redução no recebimento de multas de auto-religação e acréscimo moratório de clientes no montante de R\$ 1,3 milhão.

Despesas Financeiras

As despesas financeiras apresentaram crescimento de 15,1% no trimestre quando comparadas às do 1T11, totalizando R\$ 119,9 milhões. Essa variação é explicada por:

- (i) provisionamento de penalidades emitidas pelas agências reguladoras que ainda estão em discussão, as quais foram provisionadas no montante de R\$ 19,0 milhões referente à:
 - a. constituição de provisão de R\$ 14,4 milhões relacionada a auto de infração emitido pela ANEEL referente à fiscalização do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) da Companhia quando foram verificadas diferenças de critérios de contabilização da Aneel e os adotados pela Companhia, que segue os princípios contábeis. A Companhia entrou com recurso para contestar tais valores;
 - b. constituição de provisão referente à fiscalização comercial e faturamento da ARSESP no valor de R\$ 2,6 milhões;
 - c. atualizações monetárias de provisões constituídas em períodos anteriores, no montante de R\$ 2,0 milhões;
- (ii) multa de R\$ 10,4 milhões, registrada no 1T11, referente ao não pagamento de ICMS sobre perdas comerciais no período de janeiro de 2010 a fevereiro de 2011. Nessa época, a Companhia estava em discussão judicial visando à suspensão da cobrança de ICMS sobre perdas comerciais por entender que essa cobrança significava bitributação, uma vez que as tarifas cobradas do consumidor já consideram as perdas regulatórias e seus impostos;
- (iii) redução de R\$ 6,5 milhões dos juros capitalizados em função da redução do prazo médio de encerramento de obras e entrada em operação do sistema de gestão de obras;
- (iv) aumento dos encargos de dívidas em R\$ 3,0 milhões decorrente do maior saldo de dívida da Companhia.

Variações Monetárias e Cambiais Líquidas

No 1T12, as variações monetárias e cambiais líquidas apresentaram receita de R\$ 22,1 milhões, valor R\$ 8,5 milhões inferior ao registrado no 1T11. A redução no período é explicada :

- (i) pela redução de R\$ 6,6 milhões referente ao pagamento de juros das contas dos clientes;

- (ii) pelo impacto negativo de R\$ 4,5 milhões, relativo ao reconhecimento do ajuste da variação monetária sobre a energia livre, relacionado à Recomposição Tarifária Extraordinária.

LUCRO LÍQUIDO

O lucro líquido da Companhia atingiu R\$ 110,2 milhões no 1T12, uma redução de 60,9% em relação ao mesmo período de 2011. Essa variação deve-se aos seguintes fatores:

- (i) aumento da receita líquida devido, principalmente, ao bom desempenho das classes residencial e comercial;
- (ii) incremento de R\$ 176,6 milhões nas despesas com a “Parcela A”, refletindo a maior despesa com compra de energia para revenda e encargos de Rede Básica e ONS;
- (iii) aumento das despesas com PMSO (R\$ 53,4 milhões) devido ao crescimento das despesas com Pessoal e Encargos e Entidade de Previdência Privada e à maior constituição de PCLD no período;
- (iv) redução de R\$ 25,6 milhões no resultado financeiro, principalmente, em função da provisão referente a autos de infração emitidos pela ANEEL e ARSESP.

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, devem ser registrados, 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. Os eventuais saldos dos ciclos serão adicionados ou reduzidos da tarifa no reajuste tarifário anual e/ou revisão tarifária seguinte e amortizados no próximo ano tarifário (período de 12 meses após a data do reajuste e/ou revisão).

A partir da adoção do IFRS nos balanços societários, as variações dos ativos e passivos regulatórios deixaram de ser diferidas e passaram a ser contabilizadas no resultado gerando assim volatilidade nos resultados da Companhia.

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

Ativos e Passivos Regulatórios	1T11	1T12
Passivos regulatórios a serem compensados em ciclos futuros	116,0	160,0
Ativos regulatórios de ciclos anteriores	23,0	57,7
Total	139,0	217,7

A variação dos itens regulatórios no 1T12 em relação à tarifa resultou em um impacto positivo de R\$ 217,7 milhões no resultado antes dos tributos da Companhia, sendo que R\$ 160,0 milhões serão devolvidos por meio da tarifa no próximo ciclo. Esse montante é explicado pelos seguintes fatores:

- (i) impacto positivo de R\$ 281,6 milhões devido à postergação da aplicação da metodologia do 3º Ciclo de Revisão Tarifária. O cálculo desse montante levou em consideração o laudo de avaliação da base de remuneração regulatória ajustado, além da metodologia aprovada pela Aneel para o 3º ciclo. Esse valor considera ainda R\$ 69,7 milhões referentes ao ajuste do cálculo desse impacto no 2S11;
- (ii) efeito positivo de R\$ 8,1 milhões referentes à redução de Encargos de Serviços do Sistema - ESS. Esses efeitos foram parcialmente compensados ;
- (iii) pelo efeito negativo de R\$ 110,0 milhões em função do aumento das despesas com encargos de RGR, CDE, CCC, TUSD, Rede Básica e ONS;

(iv) por R\$ 29,4 milhões referentes à compra de energia para revenda.

Na tabela abaixo, estão demonstrados os resultados antes dos tributos caso os ativos e passivos regulatórios ainda transitassem no resultado da Companhia.

Ativos e Passivos Regulatórios	1T11	1T12
Resultado antes dos tributos sem os itens regulatórios (IFRS)	422,3	166,1
Ativos e passivos regulatórios ¹	116,0	148,0
Resultado antes dos tributos incluindo itens regulatórios	306,3	18,1

1 - O montante do 1T12 não considera o ajuste da provisão dos possíveis impactos da revisão tarifária de R\$ 69,7 milhões referentes ao 2S11

Já a tabela abaixo demonstra os ativos e passivos regulatórios estimados da AES Eletropaulo, acumulados até 31/03/2012, que deverão ser compensados via tarifa em ciclos futuros. Os valores já contemplam a correção pela Selic ou IGP-M.

Ativos e Passivos Regulatórios	Ciclo 2010/2011	Ciclo 2011/2012	Total
Ativos Regulatórios	(124,3)	(710,7)	(835,0)
Passivos Regulatórios	570,5	939,3	1.509,9
Total	446,2	228,6	674,8

ENDIVIDAMENTO

Em atendimento às exigências da Lei nº 11.638, contratos de arrendamento mercantil e locação sob a rubrica de *Leasing* são considerados no saldo total da dívida da AES Eletropaulo. Ao final do 1T12, tais contratos representaram R\$ 9,2 milhões no saldo do endividamento da Companhia, inferiores ao montante de R\$ 14,8 milhões registrados no mesmo período de 2011. Para fins de análise deste relatório, tais valores não são considerados no saldo total da dívida.

A dívida bruta da Companhia em 31 de março de 2012 totalizava R\$ 4.344,3 milhões, R\$ 243,2 milhões superior ao valor registrado no mesmo período de 2011, que alcançou R\$ 4.101,1 milhões. O aumento de 5,9% na dívida bruta refere-se à: (i) emissão da 14ª emissão de debêntures no valor de R\$ 600 milhões em novembro de 2011 com desembolso em janeiro de 2012; parcialmente compensada pelo: (ii) pagamento, em setembro de 2011, de R\$ 200 milhões referentes à 1ª parcela de amortização da 10ª emissão de debêntures; (iii) à redução do saldo contabilizado da dívida com a Fundação CESP em R\$ 127,4 milhões, em função de os pagamentos para o fundo de pensão das parcelas referentes ao ano de 2011 terem sido maiores do que as despesas provenientes do cálculo atuarial e; (iv) amortização, em maio de 2011, de R\$ 50 milhões do CCB com o Citibank. O saldo da dívida com o plano de pensão totalizou R\$ 1.211,2 milhões ao final de março de 2012.

Em 31 de março de 2012, as disponibilidades somavam R\$ 1.945,9 milhões, valor R\$ 197,9 milhões superior ao do mesmo período de 2011.

No encerramento do 1T12, a dívida líquida da Companhia somou R\$ 2.407,6 milhões, em linha com o saldo da dívida líquida do 1T11, em função de a dívida bruta e as disponibilidades terem aumentado no mesmo patamar no período.

Considerando o Ebitda ajustado dos 12 meses findos em março de 2012, a Companhia apresenta indicador Dívida Líquida/Ebitda Ajustado de 0,9 vez e Dívida Bruta/Ebitda Ajustado de 1,6 vez. Os *covenants* das dívidas emitidas pela Companhia são 3,5 vezes a Dívida Bruta/Ebitda Ajustado ou 1,75 vez a Ebitda Ajustado/Despesa Financeira. O ajuste do Ebitda é referente às despesas com a Fundação CESP, uma vez que essa obrigação é considerada para o cálculo do saldo da dívida.

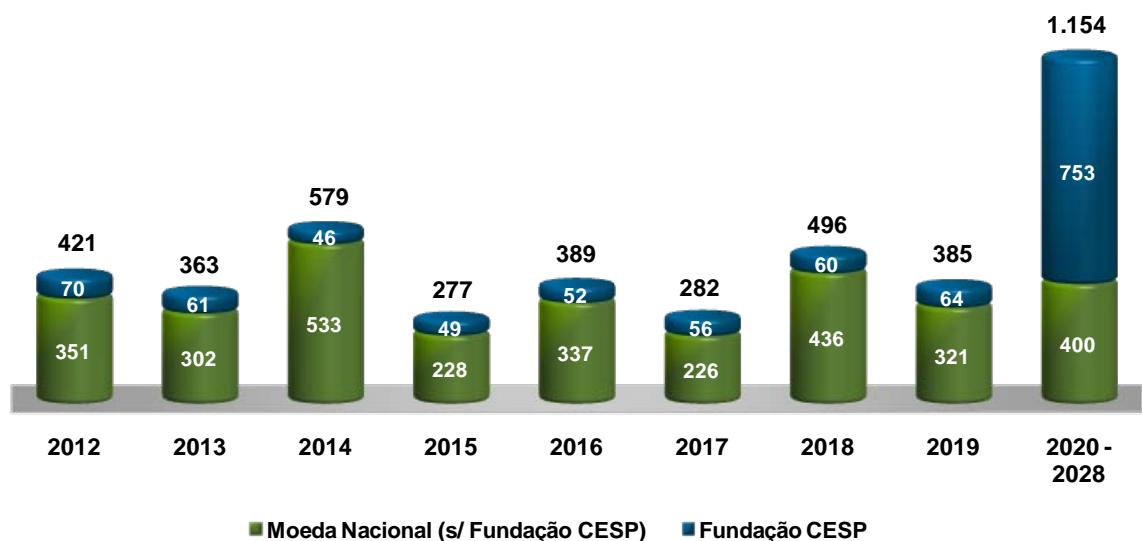
Destaques

- **Custo médio:** O custo médio da dívida total da AES Eletropaulo apresentou variação passando de CDI + 1,02% a.a. em 31 de março de 2011 para CDI + 1,23% a.a. em 31 de março de 2012. Esse

aumento ocorreu em função da 14ª emissão de debêntures, realizada no mês de janeiro de 2012 e devido ao aumento das curvas de DI do período.

- **Prazo médio:** Em 31 de março de 2012, o prazo médio da dívida era 6,4 anos, patamar ligeiramente inferior ao prazo de 6,9 anos de 31 de março de 2011.

CRONOGRAMA DE AMORTIZAÇÃO - R\$ milhões (Principal)



Posição em 31/03/2012

R\$ milhões

Dívida	4.353,5
Disponibilidades*	1.945,9
Dívida Líquida	2.407,6
Leasing	9,2
Dívida Líquida sem Leasing	2.398,4

* Caixa + Títulos e Valores Mobiliários

INVESTIMENTOS

No 1T12, a AES Eletropaulo investiu R\$ 183,9 milhões, montante 10,8% superior ao investido no 1T11. Do total, R\$ 177,2 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 6,7 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes.

Investimentos - R\$ milhões	1T11	1T12	Var (%) 1T12x1T11
Serviço ao Consumidor e Expansão do Sistema	74,5	98,1	31,6%
Manutenção	57,2	43,8	-23,4%
Recuperação de Perdas	8,7	5,9	-31,7%
Tecnologia da Informação	7,9	7,1	-11,0%
Outros	13,0	22,3	71,1%
Total (c/ recursos próprios)	161,4	177,2	9,8%
Financiado pelo cliente	4,6	6,7	44,5%
Total	166,0	183,9	10,8%

Em 2012, a Companhia planeja investir R\$ 840,6 milhões, montante 13,8% superior ao volume investido em 2011. Deste montante, são previstos R\$ 794,1 milhões com recursos próprios e R\$ 46,4 milhões financiados pelos clientes. Dentre os investimentos programados estão:

- energização de duas subestações adicionando 200MVA de capacidade ao sistema;
- repotenciação de cinco subestações adicionando 130MVA de capacidade ao sistema;
- 32 novas linhas de distribuição aérea;
- 49,1 km de novas linhas de transmissão;
- manutenção de mais de 6 mil km de redes de distribuição, representando um aumento de 20% em relação ao realizado em 2011;
- instalação de mais 1.500 religadores automáticos e 5.000 seccionadores;
- regularização de 45 mil ligações ilegais e substituição de mais de 142 mil medidores obsoletos.

Principais Investimentos - 1T12

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

- R\$ 45,5 milhões no 1T12 em serviços ao cliente para atender à adição de 54,6 mil novos clientes, dos quais 13,7 mil referem-se a regularizações de ligações ilegais.
- R\$ 52,6 milhões no 1T12 em expansão do sistema com o objetivo de melhorar a qualidade de fornecimento de energia, com destaque para a ampliação da capacidade instalada da ETD Cotia em 40 MVA e a conclusão da obra das linhas de transmissão: LTA Piratininga - Bandeirantes 1-2 e LTA Piratininga - Bandeirantes 3-4. Essas melhorias beneficiarão, direta e indiretamente, uma população de cerca de 1,3 milhão de habitantes.

Manutenção - Os objetivos desse tipo de investimento são: melhorar os indicadores de qualidade, proporcionar a continuidade do fornecimento, evitar acidentes com a população e modernizar a rede de distribuição.

- No 1T12, foram investidos R\$ 43,8 milhões em projetos de (i) manutenção preventiva e corretiva em 343 km da rede; (ii) automação do sistema elétrico com a instalação de 190 religadores automáticos; e (iii) 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 1T12 em recuperação de perdas totalizou R\$ 6,0 milhões. Foram realizadas 13,7 mil regularizações de ligações ilegais e corrigidas 8,6 mil irregularidades por

meio de inspeções de fraude e anomalias. Além disso, foram substituídos 16,4 mil medidores obsoletos.

Outros

- No 1T12, foram destinados R\$ 7,6 milhões à aquisição de guindastes, caminhões com cestas aéreas e outros veículos voltados principalmente ao suporte a empreiteiras para realização de obras de expansão da rede e a turmas de podas e emergência.

Plano de Ação 2011-2012

Visando à constante evolução dos serviços prestados aos seus clientes, conforme anunciado pela Companhia no decorrer de 2011, estão sendo destinados R\$ 242,2 milhões entre 2011 e 2012 em melhorias no atendimento ao cliente e novas equipes de eletricitas para manutenção, poda, construção e atendimentos de emergência. Deste total, R\$ 58,7 milhões referem-se a investimentos e R\$ 183,5 milhões a despesas operacionais.

Em 2011, foram investidos R\$ 37,4 milhões e incorridas despesas de R\$ 68,4 milhões. Já no 1T12, foram investidos R\$ 6,1 milhões e incorridas despesas de R\$ 28,6 milhões. Esses recursos foram destinados para as seguintes atividades:

- inclusão de 120 novas turmas de emergência, capacitadas para realizar atendimentos em linha viva, totalizando 473 turmas durante todo o verão, época mais chuvosa do ano e com maior número de ocorrências. Após março de 2012, o número de turmas para atendimentos de emergência será de 353 turmas;
- ampliação de 38% na capacidade de *call center*;
- duplicação da capacidade de recebimento de SMS, atingindo 100 mil torpedos/dia;
- treinamento e início das atividades de 580 eletricitas de manutenção e construção;
- contratação de 30 eletricitas de podas, que iniciaram suas atividades em outubro de 2011;
- ampliação da capacidade de atendimento do *call center* em 27 vezes, passando de 2 mil para 54 mil chamadas/hora;
- adição de 300 posições de stand by no *call center* para situações de emergência.

FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

FLUXO DE CAIXA - R\$ Milhões	1T11	2T11	3T11	4T11	2011	1T12
SALDO DE CAIXA INICIAL	1.664	1.748	1.043	878	1.664	1.390
Geração de caixa operacional	463	654	735	564	2.416	300
Investimentos	(197)	(156)	(190)	(205)	(749)	(191)
Despesa Financeira Líquida	(24)	(73)	(38)	(84)	(219)	(18)
Amortizações Líquidas	(15)	(66)	(213)	(15)	(308)	591
Despesas com Fundo de Pensão	(54)	(54)	(55)	(56)	(220)	(56)
Imposto de Renda	(81)	(107)	(113)	(385)	(686)	(62)
Recebimento venda EP Telecom	-	-	-	693	693	-
CAIXA LIVRE	93	197	125	512	927	564
Dividendos	(9)	(902)	(289)	-	(1.201)	(9)
SALDO DE CAIXA FINAL	1.748	1.043	878	1.390	1.390	1.946

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.

Destaques do Fluxo de Caixa do 1T12 em comparação ao 1T11:

- A menor geração de caixa operacional entre os períodos é explicada principalmente pelos fatores abaixo:
 - (i) crescimento de 0,2% do mercado total e redução de 0,2 ponto percentual da taxa de arrecadação na comparação entre os períodos;
 - (ii) aumento de R\$ 124,3 milhões das despesas com compra de energia para revenda, refletindo o maior volume e preço médio de aquisição do período;
 - (iii) aumento de R\$ 86,5 milhões com encargos de Conta de Consumo de Energia - CCC, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Reserva Global de Reversão - RGR e encargos de transmissão entre os períodos.
- Variação de R\$ 606,7 milhões das amortizações líquidas, principalmente em função da 14ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 600 milhões, cuja liquidação financeira ocorreu em janeiro de 2012.

A Companhia mantém suas aplicações em títulos públicos e CDBs com rentabilidade média de 102,8% do CDI no 1T12 contra 102,5% do CDI no 1T11.

MERCADO DE CAPITAIS

As ações da AES Eletropaulo estão listadas no Nível II de Governança Corporativa da BM&FBovespa sob os códigos ELPL3 (ordinárias) e ELPL4 (preferenciais). A Companhia também possui ADRs negociadas no mercado de balcão norte-americano que, a partir de janeiro de 2012, migraram para as regras do nível I sob os códigos "EPUMY". A migração foi feita com o objetivo de ampliar as formas de acesso dos investidores às ADRs, principalmente aqueles domiciliados no exterior, bem como ampliar a liquidez dos papéis.

As ações preferenciais da Companhia integram o Ibovespa, índice que retrata o comportamento dos principais papéis negociados na BM&FBovespa; o IBX-50, que mede o desempenho das ações mais negociadas na bolsa; o Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado (Itag), que mede o desempenho de uma carteira teórica composta por ações de empresas que oferecem melhores condições aos acionistas minoritários no caso de alienação do controle; e o Índice de Energia Elétrica (IEE), que tem como objetivo medir o desempenho do setor elétrico.

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

A partir de janeiro de 2011, a Companhia passou a integrar o Índice Carbono Eficiente (ICO2), desenvolvido pela BM&FBovespa em conjunto com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que inclui em sua carteira somente as companhias que adotam práticas transparentes com relação às emissões de gases de efeito estufa. A AES Eletropaulo monitora e afere suas emissões de gases de efeito estufa de maneira transparente, reforçando seu compromisso com as questões climáticas e de meio ambiente.

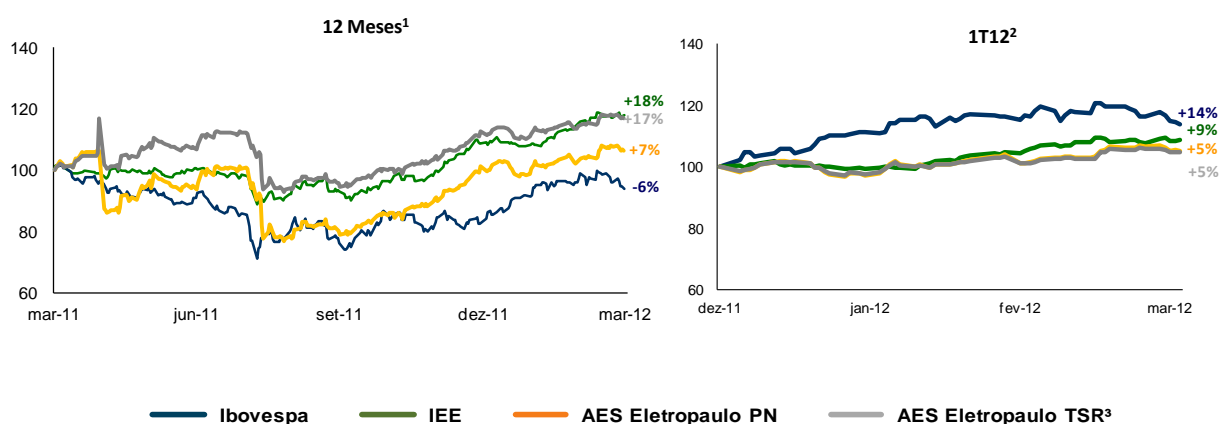
DESEMPENHO DA AÇÃO

As ações preferenciais da AES Eletropaulo encerraram o mês de março cotadas a R\$ 38,40, uma valorização de 5,2% no 1T12. O Ibovespa e o IEE apresentaram desempenho superior ao das ações preferenciais da Companhia, registrando aumento de 13,9% e 8,8%, respectivamente, na mesma base de comparação.

Durante o 1º trimestre, a ação ELPL4 foi negociada em todos os pregões da BM&FBovespa. Os dados de liquidez mostram a realização de 28.200 negócios, envolvendo cerca de 44,5 milhões de ações preferenciais, com volume médio diário de R\$ 26,8 milhões no 1T12, no mercado à vista.

AES Eletropaulo x Ibovespa x IEE

Base 100



1 - Índice - 31/03/2011 = 100

2 - Índice - 31/12/2011 = 100

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

BASE ACIONÁRIA

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%	7.434.389	7,4%	7.434.389	4,4%
BNDES	1	0,0%	734.576	0,7%	734.577	0,4%
Outros (Free Float)	1.436.634	2,2%	92.569.847	91,9%	94.006.481	56,2%
Total	66.604.817	100,0%	100.739.070	100,0%	167.343.887	100,0%

Em 31/03/2012

Clarissa Sadock
Diretora de Relações com Investidores
clarissa.sadock@aes.com
Tel: (11) 2195-7048

Gerente de RI	e-mail	Telefone
Roberta Tenenbaum	roberta.tenenbaum@aes.com	(11) 2195-7022

Analistas de RI	e-mail	Telefone
André Amorim	andre.amorim@aes.com	(11) 2195-2428
Nathalia Boiseaux	nathalia.boiseaux@aes.com	(11) 2195-2344
Thiago Tsukassa Tsuda	thiago.tsukassa@aes.com	(11) 2195-2353

www.aeseletropaulo.com.br/ri

ri.aeseletropaulo@aes.com

A AES ELETROPAULO CONVIDA PARA:

Teleconferência / Webcast

APRESENTAÇÃO:

Britaldo Soares - Diretor-Presidente

Rinaldo Pecchio - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

DATA: sexta-feira, 4 de maio de 2012

HORÁRIO: 10h30 (BR) / 9h30 a.m. (EST)

CONEXÃO:

- **Brasil:** (+55 11) 4688-6361
- **EUA:** (1-888) 700-0802
- **Outros países:** (1 786) 924-6977

TRADUÇÃO SIMULTÂNEA PARA O INGLÊS.

CÓDIGO DA CONFERÊNCIA: AES Eletropaulo

REPLAY: (+55 11) 4688-6312

CÓDIGO: 7850591

DISPONIBILIDADE: 04/05/12 até 10/05/12

Os slides da apresentação estarão disponíveis para visualização e download no website www.aeseletropaulo.com.br/rj.

O áudio da teleconferência será transmitido ao vivo pela internet, no mesmo site, onde ficará disponível após o evento.

ANEXOS

Consumo Cativos - GWh	1T11	1T12	Var (%) 1T12 x 1T11
RESIDENCIAL	3.998,7	4.105,8	2,7%
INDUSTRIAL	1.421,8	1.384,4	-2,6%
COMERCIAL	2.967,4	3.042,3	2,5%
DEMAIS	690,4	706,8	2,4%
TOTAL DE CONSUMO FATURADO	9.078,4	9.239,2	1,8%
CONSUMO PRÓPRIO	11,6	11,4	-1,5%
Total	9.090,0	9.250,6	1,8%
Faturamento - R\$ Milhões			
RESIDENCIAL	1.243,4	1.293,2	4,0%
INDUSTRIAL	382,2	380,2	-0,5%
COMERCIAL	867,2	883,4	1,9%
DEMAIS	165,4	168,5	1,9%
Total	2.658,1	2.725,3	2,5%

Consumo Clientes Livres - GWh	1T11	1T12	Var (%) 1T12 x 1T11
INDUSTRIAL	1.426,7	1.259,2	-11,7%
COMERCIAL	288,2	310,8	7,9%
DEMAIS	325,5	338,3	3,9%
Total	2.040,3	1.908,3	-6,5%

Consumo Total (Incluindo Clientes Livres) - GWh *	1T11	1T12	Var (%) 1T12 x 1T11
RESIDENCIAL	3.998,7	4.105,8	2,7%
INDUSTRIAL	2.848,5	2.643,6	-7,2%
COMERCIAL	3.255,6	3.353,1	3,0%
DEMAIS	1.015,9	1.045,1	2,9%
Total	11.118,7	11.147,5	0,3%

* não inclui consumo próprio

TUSD	1T11	1T12	Var (%) 1T12 x 1T11
Receita Líquida - R\$ Milhões	176,4	170,4	-3,4%
GWh	2.040,3	1.908,3	-6,5%
Tarifa (R\$/GWh)	86,5	89,3	3,3%

TARIFA MÉDIA - R\$/MWh	1T11	1T12	Var (%) 1T12 x 1T11
RESIDENCIAL	310,9	315,0	1,3%
INDUSTRIAL	268,8	274,6	2,2%
COMERCIAL	292,2	290,4	-0,6%
DEMAIS	239,5	238,4	-0,4%
TOTAL	292,8	295,0	0,7%

Demonstração dos Resultados	1T11	1T12	Var (%) 1T12 x 1T11
Receita Bruta	3.733,3	3.834,7	2,7%
Deduções à Receita Operacional	(1.309,9)	(1.362,2)	4,0%
Receita Líquida	2.423,5	2.472,5	2,0%
Despesas Operacionais	(1.706,6)	(1.936,6)	13,5%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.082,5)	(1.210,9)	11,9%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(276,2)	(324,4)	17,5%
Pessoal + Entidade de Previdência Privada	(151,2)	(184,5)	22,1%
Materiais	(11,8)	(14,1)	19,3%
Serviços de Terceiros	(114,6)	(118,4)	3,3%
Outros	(70,3)	(84,3)	19,9%
Outras Receitas e Despesas	(167,8)	(217,7)	29,7%
EBITDA	549,1	318,2	-42,0%
Desp. Passivo - FCESP	26,7	42,9	60,7%
EBITDA Ajustado	575,8	361,2	-37,3%
Depreciação e Amortização	(125,1)	(124,9)	-0,2%
Receitas Financeiras	71,8	70,4	-2,0%
Despesas Financeiras	(104,2)	(119,9)	15,1%
Var. Cambial/Mont. (Liq.)	30,6	22,1	-27,7%
Resultado Financeiro	(1,7)	(27,3)	1528,7%
Resultado antes da Tributação	422,3	166,1	-60,7%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(140,4)	(55,8)	-60,2%
Lucro (prejuízo) Líquido	281,9	110,2	-60,9%

Receita Operacional Bruta - R\$ milhões	1T11	1T12	Var (%) 1T12 x 1T11
Residencial	1.586,8	1.644,1	3,6%
Comercial	1.056,2	1.076,1	1,9%
Industrial	468,2	463,6	-1,0%
Rural	0,8	0,9	5,6%
Poder Público	101,8	102,5	0,7%
Iluminação Pública	44,3	44,1	-0,4%
Serviço Público	43,5	46,6	7,3%
Total de Fornecimento	3.301,5	3.377,8	2,3%
Outros			
Energia no Curto Prazo	9,1	11,9	29,9%
Não Faturado	30,0	55,7	85,8%
Dif. de alíquota - PIS/Cofins - Não Faturado	(16,3)	7,7	N.D.
Rec. Disponibilidade da Rede Elétrica (TUSD)	212,2	202,0	-4,8%
Receita de Ultrapassagem de Demanda Excedente Reativa	-	(32,4)	N.D.
Outros	196,8	212,1	7,8%
Total Outros	431,8	456,9	5,8%
Total Receita Bruta	3.733,3	3.834,7	2,7%
Deduções do Resultado Bruto			
ICMS por classe			
Residencial	(343,4)	(350,9)	2,2%
Comercial	(189,1)	(192,6)	1,9%
Industrial	(85,9)	(83,4)	-2,9%
Rural	(0,0)	(0,0)	10,7%
Poder Público	(10,0)	(10,3)	2,7%
Iluminação Pública	(7,9)	(7,9)	-0,8%
Serviço Público	(7,0)	(7,4)	5,5%
Outros	(35,5)	(34,1)	-4,0%
Total ICMS por classe	(678,9)	(686,7)	1,1%
Outras			
Encargos do Consumidor - ECE	(0,0)	(0,0)	-55,3%
Encargos do Consumidor - RGR	(5,5)	(17,1)	208,9%
Encargos do Consumidor - PROINFA	(11,1)	(10,0)	-9,9%
Encargos do Consumidor - Lei nº. 12.111	(6,5)	(6,6)	1,1%
Encargos Consumidor - Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	(21,7)	(22,0)	1,1%
Encargos Consumidor - CCC	(149,3)	(163,0)	9,2%
Encargos Consumidor - CDE	(110,4)	(123,5)	11,8%
Outros (PIS, Cofins e ISS)	(326,3)	(333,4)	2,2%
Total Outras	(630,9)	(675,6)	7,1%
Receita Líquida	2.423,5	2.472,5	2,0%

Energia Elétrica Comprada para Revenda - R\$ Milhões	1T11	1T12	Var (%) 1T12 x 1T11
AES Tietê Contrato Bilateral	403,8	500,0	23,8%
ITAIPU	220,1	230,8	4,9%
Bilaterais	0,5	(0,1)	N.D.
Curto Prazo / Disponibilidade	(2,5)	0,5	N.D.
Leilão - CCEAR	500,0	534,5	6,9%
PROINFA	56,7	53,4	-5,8%
Outros - Reversão de provisão de icms sobre perdas comerciais	14,7	-	-100,0%
(-) Créditos - PIS/COFINS	(110,8)	(108,2)	-2,3%
Total	1.082,5	1.210,9	11,9%

Encargos Uso Sistema de Transmissão e Distribuição - R\$ Milhões	1T11	1T12	Var (%) 1T12 x 1T11
Rede Básica e ONS	217,0	262,2	20,8%
Encargos do Serviço do Sistema - ESS	43,4	45,9	5,8%
Transporte Itaipu / Outros	19,9	21,1	6,0%
CUSD	5,9	2,5	-57,6%
Conexão	17,6	20,0	13,3%
(-) Créditos - PIS/COFINS	(27,7)	(27,3)	-1,4%
Total	276,2	324,4	17,5%

Pessoal - em R\$ milhões	1T11	1T12	Var (%) 1T12 x 1T11
Pessoal e Encargos	110,5	127,7	15,5%
Entidade de Previdência	28,2	44,7	58,2%
Acordos e Condenações Trabalhistas	12,4	12,1	-2,2%
Total	151,2	184,5	22,1%

Outras Despesas Operacionais - em R\$ milhões	1T11	1T12	Var (%) 1T12 x 1T11
PCLD e Baixas	19,6	39,2	99,6%
Provisão (Reversão) para contingências	12,9	4,4	-66,0%
Condenações e Acordos Judiciais	2,1	4,4	109,2%
Demais *	35,6	36,3	1,8%
Total	70,3	84,3	19,9%

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

Resultado Financeiro - R\$ milhões	1T11	1T12	Var (%) 1T12 x 1T11
Receitas financeiras:			
Renda de aplicações financeiras	43,3	44,1	1,7%
Acréscimo moratório - consumidores	20,1	20,0	-0,6%
Multas	3,3	2,1	-34,8%
Renda de Títulos e Valores Mobiliários Alienados - LFT	1,2	0,4	-62,5%
Outras	4,0	3,8	-4,4%
Subtotal	71,8	70,4	-2,0%
Despesas financeiras:			
Encargo de dívidas - Empréstimos moeda nacional	(85,0)	(87,9)	3,5%
Encargo de dívidas - Empréstimos moeda estrangeira	0,1	0,1	-9,7%
(-) Transferido para o custo das imobilizações em curso	9,6	3,1	-68,1%
Multas Moratórias, Compensatórias e Sancionatórias	(11,5)	(0,2)	-97,8%
Outras	(17,4)	(34,8)	100,4%
Subtotal	(104,2)	(119,9)	15,1%
Variação monetária e cambial líquida:			
Moeda Nacional	29,2	18,3	-37,3%
Moeda Estrangeira	(0,1)	(1,4)	2449,4%
(-) Transferido para o custo das imobilizações em curso	0,0	0,8	6201,2%
Subtotal	30,6	22,1	-27,7%
Total Despesa Financeira	(73,5)	(97,7)	32,9%
Total Resultado Financeiro	(1,7)	(27,3)	1528,7%

BALANÇO		
ATIVO (R\$ milhões)	31/3/2011	31/3/2012
CIRCULANTE	3.587,2	3.826,1
Disponibilidades	1.748,0	1.945,9
Contas a Receber	1.177,0	1.816,5
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	(352,9)	(372,9)
Tributos e Contribuições Sociais	223,4	207,7
Estoques	56,7	58,6
Outros Créditos	735,0	170,4
NÃO-CIRCULANTE	8.139,9	8.319,7
Tributos e Contribuições Sociais	637,3	733,4
Contas a Receber	181,0	89,4
Provisão para Devedores Duvidosos	(142,5)	(51,2)
Ativo Financeiro de concessão	914,3	1.065,6
Outros Créditos	662,6	613,9
Investimentos	9,5	9,5
Imobilizado	14,3	7,9
Intangível	5.863,4	5.851,1
TOTAL DO ATIVO	11.727,0	12.145,8
PASSIVO (R\$ milhões)	31/3/2011	31/3/2012
CIRCULANTE	2.442,3	2.713,2
Fornecedores	897,4	1.070,3
Empréstimos, Financiamentos e Debentures	-	-
Moeda Nacional	253,1	279,9
Moeda Estrangeira	0,0	0,0
Fundação CESP	(86,3)	0,1
Impostos, Taxas e Contribuições	604,5	503,1
Folha de Pagamento	10,4	11,7
Provisões	197,0	161,0
Dividendos e JSCP Declarados	84,2	211,0
Outros	482,2	476,0
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO	5.250,9	5.308,5
Impostos, Taxas e Contribuições	793,6	742,2
Empréstimos, Financiamentos e Debentures	-	-
Moeda Nacional	2.426,8	2.759,1
Moeda Estrangeira	0,0	0,0
Fundação CESP	1.424,9	1.211,1
Provisões	355,5	348,7
Outros	250,0	247,4
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	4.033,8	4.124,2
Capital Social Realizado	1.057,6	1.057,6
Reservas de Capital	-	16,7
Reservas de Reavaliação	1.600,6	1.517,6
Reserva legal	227,4	211,5
Reserva Especial	-	765,0
Lucros Acumulados	866,3	445,6
Dividendos Declarados	-	-
Lucro do Exercício	281,9	110,2
TOTAL DO PASSIVO	11.727,0	12.145,8

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

	Short Term	Long Term	Total
RELUZ	0,9	2,0	2,9
DEBÊNTURES - 9ª Emissão	2,1	245,4	247,5
DEBÊNTURES - 10ª Emissão	199,8	199,3	399,0
DEBÊNTURES - 11ª Emissão	9,8	199,2	209,1
DEBÊNTURES - 12ª Emissão	22,4	399,0	421,4
DEBÊNTURES - 13ª Emissão	16,9	394,8	411,8
DEBÊNTURES - 14ª Emissão	15,6	595,7	611,2
CCB - Citibank	57,8	148,8	206,6
CCB - Bradesco	52,6	560,9	613,5
BNDES - Finape	0,0	4,6	4,6
FINEP	0,0	6,9	6,9
Outros	0,3	0,0	0,3
Leasing	6,8	2,4	9,2
Subvenções Governamentais	-0,2	-1,5	-1,7
Subtotal	384,7	2.757,6	3.142,3
Fundação Cesp - Confissão de Dívida	0,0	587,3	587,3
Fundação Cesp - Ajuste de Reserva Matemática	0,0	623,9	623,9
Fundação Cesp - Custo Atuarial	0,0	0,0	0,0
Total Fundação CESP	0,0	1.211,2	1.211,2
Total com Fundação CESP	384,7	3.968,8	4.353,5

R\$ milhões

Dívida	4.353,5
Disponibilidades*	1.945,9
Dívida Líquida	2.407,6
Leasing	9,2
Dívida Líquida sem Leasing	2.398,4

* Caixa + Títulos e Valores Mobiliários

Ativos e Passivos Regulatórios		
Demonstração dos Resultados	1T11	1T12
Receita Líquida	64,0	348,0
Despesas Operacionais	70,2	(141,9)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	68,6	(92,0)
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	1,6	(49,9)
Serviços de Terceiros	-	-
EBITDA	134,1	206,1
Receitas Financeiras	(2,4)	(0,3)
Var. Cambial/Monetária (Liq.)	7,3	11,9
Resultado Financeiro	4,8	11,6
Resultado antes dos Tributos	139,0	217,7
Imposto de Renda e Contribuição Social	(47,2)	(74,0)
Lucro (prejuízo) Líquido	91,7	143,7

Ativos e Passivos Regulatórios				
ATIVO (R\$ mil)	04.06.2009 a 04.06.2010	04.06.2010 a 04.06.2011	04.06.2011 a 04.06.2012	Total
CIRCULANTE	(155.466)	(118.143)	(475.196)	(748.805)
Conta de Consumo de Combustível - CCC	-	(13.819)	(28.183)	(42.002)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	(18.444)	(40.429)	(58.873)
Energia Itaipu - custo/variação cambial	(72.797)	-	(17.130)	(89.927)
Encargos do serviço do sistema - ESS	(82.669)	-	-	(82.669)
Transporte de energia - Itaipu	-	(45)	(3.335)	(3.380)
Transporte de energia pela rede básica	-	-	(61.488)	(61.488)
Ajuste Financeiro e Outros	-	(174)	(2.184)	(2.358)
Compra de energia elétrica	-	(19.410)	(146.325)	(165.735)
Proinfa	-	-	-	-
Baixa renda - Subsídio	-	(19.262)	(41.697)	(60.959)
Desc. na demanda da TUSD	-	(28.463)	(66.497)	(94.960)
Reserva Global de Reversão - RGR	-	(18.526)	(48.437)	(66.963)
Serviços de Terceiros	-	-	(19.491)	(19.491)
NÃO-CIRCULANTE	-	(6.175)	(235.499)	(241.674)
Conta de Consumo de Combustível - CCC	-	-	(9.394)	(9.394)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	(13.476)	(13.476)
Energia Itaipu - custo/variação cambial	-	-	(5.710)	(5.710)
Encargos do serviço do sistema - ESS	-	-	-	-
Transporte de energia - Itaipu	-	-	(1.112)	(1.112)
Transporte de energia pela rede básica	-	-	(20.496)	(20.496)
Ajuste Financeiro e Outros	-	-	(39)	(39)
Compra de energia elétrica	-	-	(48.775)	(48.775)
Sobrecontratação	-	-	(84.183)	(84.183)
Reserva Global de Reversão - RGR	-	(6.175)	(16.146)	(22.321)
Baixa renda - Subsídio	-	-	(14.002)	(14.002)
Desc. na demanda da TUSD	-	-	(22.166)	(22.166)
TOTAL DO ATIVO	(155.466)	(124.318)	(710.695)	(990.479)
PASSIVO (R\$ mil)	04.06.2009 a 04.06.2010	04.06.2010 a 04.06.2011	04.06.2011 a 04.06.2012	Total
CIRCULANTE	189.760	513.903	865.066	1.568.729
Conta de Consumo de Combustível - CCC	83.656	-	-	83.656
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	11.098	-	-	11.098
Energia Itaipu - custo/variação cambial	-	231.224	160.330	391.554
Encargos do serviço do sistema - ESS	-	4.714	2.254	6.968
Transporte de energia pela rede básica	1.472	-	-	1.472
Ajuste Financeiro e Outros	-	9.155	3.082	12.237
Compra de energia elétrica	81.429	-	-	81.429
Proinfa	12.083	2.968	6.950	22.001
Transporte de energia pela rede básica	22	9.607	-	9.629
Sobrecontratação	-	30.567	-	30.567
Impacto Revisão Tarifária Fator Xe	-	40.729	-	40.729
Impacto da postergação da Revisão Tarifária	-	-	642.159	642.159
Efeito Neutralidade	-	61.997	43.605	105.602
CVA Financeiro 2010 2011	-	122.942	-	122.942
Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	6.686	6.686
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO	-	56.634	74.252	130.886
Encargos do serviço do sistema - ESS	-	-	751	751
Energia Itaipu - custo/variação cambial	-	-	53.443	53.443
Transporte de energia pela rede básica	-	79	-	79
Ajuste Financeiro e Outros	-	-	338	338
Sobrecontratação	-	-	640	640
Efeito Neutralidade	-	-	14.534	14.534
Impacto Revisão Tarifária Fator Xe	-	56.555	-	56.555
Proinfa	-	-	2.317	2.317
Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	2.229	2.229
TOTAL DO PASSIVO	189.760	570.537	939.318	1.699.615
TOTAL GERAL - Líquido	34.294	446.219	228.623	709.136

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 consumidores, 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 consumidores 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 consumidores atendidos pelo Sistema Interligado. Os consumidores 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 consumidores 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 consumidores 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.

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

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.

EAAE - Encargo de aquisição de energia emergencial.

ECE - Encargo de Energia Emergencial - Encargo pago pelos consumidores e repassado pelas distribuidoras para a CBEE para custear locação de plantas térmicas para serem utilizadas quando de eventual redução dos reservatórios hídricos.

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.

Fator X - Mecanismo que permite repassar aos consumidores, por meio das tarifas, projeções de ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica.

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

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 consumidores 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.