

### AES ELETROPAULO INVESTE R\$ 170,0 MILHÕES NO 2T12






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

No 2T12, o mercado total na área de concessão da AES Eletropaulo apresentou crescimento de 2,5%, totalizando 11.529 GWh. O aumento de 4,1%, registrado no mercado cativo no trimestre, é resultado do maior consumo das classes comercial e residencial, que apresentaram crescimento de 3,0% e 7,1% respectivamente, compensando o decréscimo de 3,2% da classe industrial. Essa classe foi afetada pela desaceleração da atividade industrial no país, que acabou resultando também em uma queda de 4,5% do consumo dos clientes livres no período.

A evolução do mercado afetou positivamente a receita líquida da Companhia, que apresentou crescimento de 2,8% no trimestre quando comparada ao mesmo trimestre do ano anterior. Os custos e despesas operacionais foram impactados pelo aumento de 23,1% nos custos relacionados à Parcela A, enquanto as despesas operacionais variaram 4,1%. Assim, o Ebitda da AES Eletropaulo fechou o trimestre em R\$ 243,5 milhões, queda de 53,6% em relação ao 2T11, enquanto o lucro totalizou R\$ 56,6 milhões, queda de 77,8% na mesma base de comparação.

Em relação aos indicadores operacionais, as perdas totais da Companhia apresentaram queda de 0,1% em relação ao 2T11. Como fruto do Plano de Ação 2011 e 2012, o DEC e o FEC dos últimos 12 meses encerrados em junho de 2012 apresentaram reduções significativas de 12,2% e 10,3%, respectivamente.

Em sua busca contínua pela melhoria dos indicadores operacionais e pela consequente entrega aos clientes de um serviço da mais alta qualidade, a AES Eletropaulo investiu R\$ 170,0 milhões no 2T12, um crescimento de 7,1% em relação aos investimentos realizados no 2T11.

	Redução de 12,2% no DEC e de 10,3% no FEC		Redução de 0,1 p.p. em perdas totais		Aumento de 4,1% do mercado cativo		Receita bruta cresceu 2,8% no 2T12		Investimentos de R\$ 170,0 milhões
--	---	--	--------------------------------------	--	-----------------------------------	--	------------------------------------	--	------------------------------------

R\$ milhões	2T11	2T12	Var (%)
Receita Líquida	2.390,9	2.451,5	2,5%
Despesas Operacionais <sup>1</sup>	(1.700,1)	(2.025,1)	19,1%
EBITDA	525,2	243,5	-53,6%
Margem EBITDA	22,0%	9,9%	-54,8%
EBITDA ajustado <sup>2</sup>	551,9	282,1	-48,9%
Margem EBITDA Ajustado	23,1%	11,5%	-50,2%
Lucro/Prejuízo Líquido	255,4	56,6	-77,8%
Margem Líquida	10,7%	2,3%	-78,4%
Patrimônio Líquido (PL)	3.446,1	3.641,9	5,7%
Investimentos (Capex)	158,7	170,0	7,1%

INDICADORES	2T11	2T12	Var (%)
Dívida Líquida <sup>3</sup> (R\$ milhões)	2.947,1	3.126,5	6,1%
Dívida Líquida / PL (vezes)	0,9 x	0,9 x	
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado <sup>5</sup> (vezes)	1,4 x	1,2 x	
EBITDA Ajustado/ Desp. Fin. Consolidada (vezes)	-5,9 x	-6,1 x	

DADOS OPERACIONAIS	2T11	2T12	Var (%)
Mercado Cativo (GWh)	9.137,5	9.515,2	4,1%
Tarifa Média (R\$/GWh) <sup>4</sup>	295,7	296,9	0,4%
Funcionários	5.613	5.850	4,2%
Consumidor/ Funcionários	1.108	1.097	-1,0%

1 - Não inclui depreciação

2 - EBITDA ajustado com Fc esp

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, 03 de agosto de 2012 - A Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (BOVESPA: ELPL3 e ELPL4; ADRs: EPUMY) anunciou hoje os resultados referentes ao 2º trimestre de 2012 (2T12). 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 <sup>1</sup>	S&P <sup>2</sup>	Moody <sup>3</sup>
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\$ 18,33 (02/08/2012)

VALOR DE MERCADO: R\$ 3.067 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 1.498 milhões

## DESTAQUES 2T12

### Operacionais

- ↑ Consumo total na área de concessão da AES Eletropaulo cresceu 2,5% em comparação ao 2T11, totalizando 11.529 GWh.
- ↑ Percentual de perdas dos últimos 12 meses foi de 10,5% ante 10,6% no mesmo período do ano anterior, apresentando redução de 0,1 ponto percentual.
- ↑ Implementação do Plano de Ação em 2011 possibilitou a redução de 12,2% no DEC (9,13 horas) e de 10,3% no FEC (4,92 vezes), em relação ao 2T11.
- ↑ Investimentos totalizaram R\$ 170,0 milhões no 2T12, o que representa um aumento de 7,1% quando comparado ao valor investido no mesmo período de 2011.

### Financeiro

- ↑ Receita bruta totalizou R\$ 3.837,7 milhões no 2T12, um crescimento de 2,8% em relação ao 2T11.
- ↓ Aumento das despesas e custos operacionais em 18,3%, influenciado principalmente pelos maiores custos relacionados à Parcela A, que apresentaram acréscimo de 23,1% versus o 2T11.
- ↓ Os custos com Parcela A representam 81,5% do total e sendo os demais 18,5% custos gerenciáveis.
- ↓ Ebitda de R\$ 243,5 milhões e lucro líquido de R\$ 56,6 milhões, com redução de 53,6% e 77,8%, respectivamente, ante o 2T11.

### Regulatório

- ↓ A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), em 02 de julho de 2012, aprovou o índice final de revisão tarifária da Companhia de -9,33% (efeito médio percebido pelo consumidor) e de -5,60 (efeito econômico).
- ↑ Em 3 de julho de 2012, a Aneel autorizou um reajuste tarifário de +5,51% (efeito médio percebido pelo consumidor) e de + 4,45% (efeito econômico). O efeito conjunto, a ser aplicado a partir de 4 de julho, entre revisão tarifária e reajuste tarifário resultará em um efeito médio, a ser percebido pelo consumidor, de redução em 2,26% no valor da tarifa.
- ↓ O montante do passivo regulatório a ser devolvido via tarifa em função da postergação da aplicação da metodologia do 3º Ciclo de Revisão Tarifária para a Companhia é de R\$ 1.053 milhões. A expectativa da Companhia é que tal devolução ocorra na razão de 1/3 no ano tarifários 2013/2014 e 2/3 no ano tarifário 2014/2015.

### Proventos

- ↓ A Administração da Companhia está analisando os impactos financeiros do 3ª Ciclo de Revisão Tarifária, portanto não propôs dividendos intermediários. Esta decisão foi postergada e poderá ser deliberada ao longo do 2S12 ou juntamente com os resultados de 2012 no início de 2013.

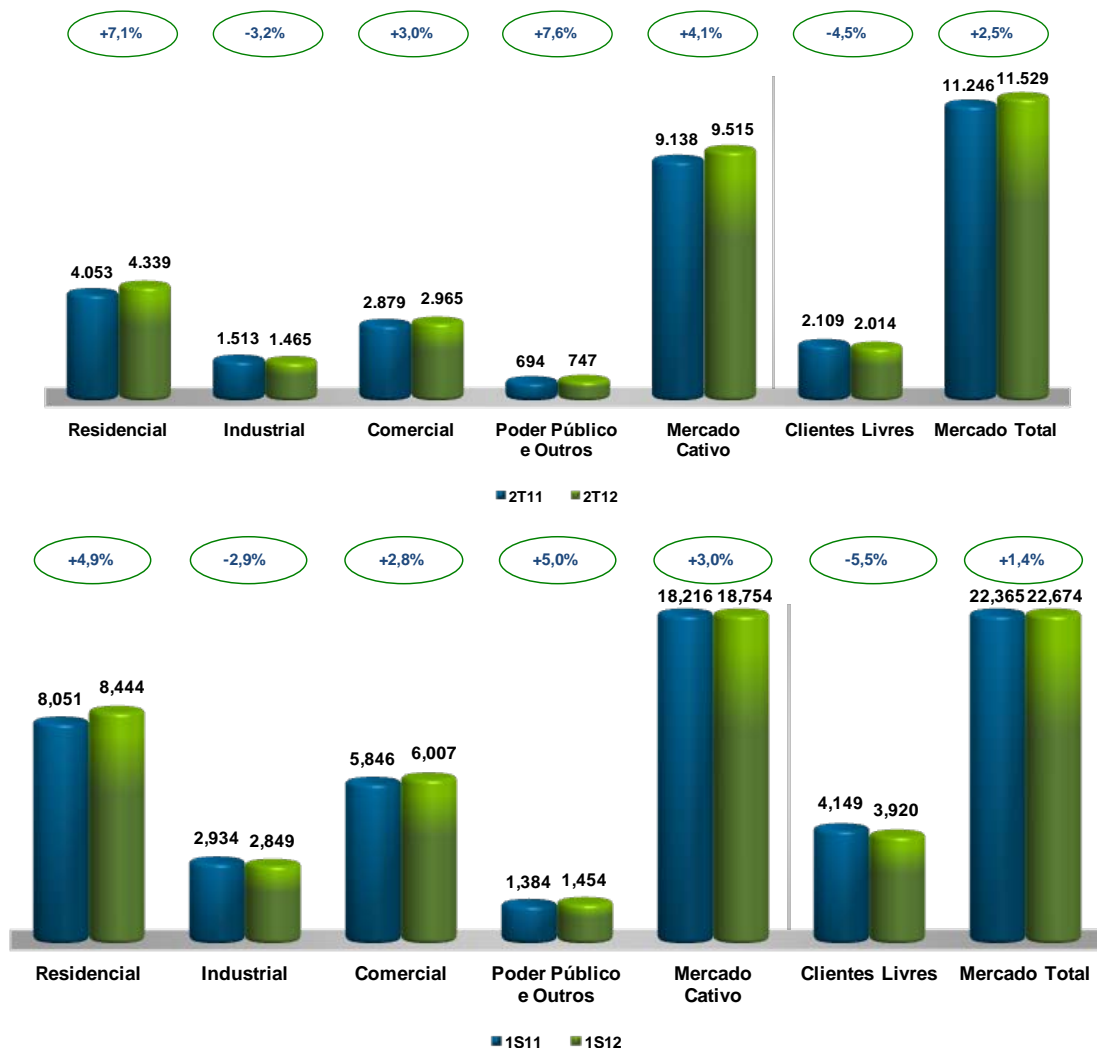
### Reconhecimentos

- ↑ Em 2012, a AES Eletropaulo atingiu o melhor resultado da sua história no Ranking Nacional do Prêmio Abradee, avançou do 8º para o 5º lugar e foi a vencedora na categoria de Gestão Econômico-Financeira.

## DESEMPENHO OPERACIONAL

### CONSUMO

#### Comparação do Consumo\* (GWh)



\* Não considera consumo próprio

O mercado total da AES Eletropaulo encerrou o 2T12 com um volume de 11.529 GWh, o que representa um aumento de 2,5% em relação ao mesmo período de 2011, com impacto positivo de 2,4 dias de faturamento (+233 GWh). Os destaques foram os desempenhos das classes residencial e comercial, que cresceram, respectivamente, 7,1% e 3,0%, impulsionadas pelos indicadores de renda real na Região Metropolitana de São Paulo (RMSP), vendas físicas no Estado de São Paulo, que continuaram a apresentar evolução no ano em comparação a 2011 e manutenção nos níveis de desemprego. Já a classe industrial apresentou decréscimo de 3,2% no trimestre, devido à queda da produção industrial e a saída de um grande cliente para a rede básica em novembro de 2011. Desconsiderando o impacto de dias de faturamento e saída do cliente, o mercado total teria apresentado um crescimento de 1,7% no trimestre.

O mercado cativo no 2T12, cuja participação no mercado total é de 83%, apresentou acréscimo de 4,1% em relação ao 2T11, totalizando 9.515 GWh. Apesar do impacto negativo da migração de 52 clientes para o ACL (Ambiente de Contratação Livre), o mercado foi beneficiado por 2,4 dias a mais

de faturamento. Desconsiderando o impacto de dias de faturamento e migração, o mercado cativo total apresentaria um crescimento de 2,5% no trimestre.

No 1S12, o mercado total na área de concessão da Companhia apresentou crescimento de 1,4% em relação ao 1S11. Esse desempenho foi impulsionado pelo acréscimo de 4,9% na classe residencial, em função do comportamento favorável dos indicadores de desemprego e renda, e pelo bom desempenho da classe comercial, que apresentou evolução de 2,8%, principalmente em função do maior volume de vendas físicas no Estado de São Paulo<sup>1</sup>. Além disso, foi registrado impacto positivo de 2,3 dias a mais de faturamento (+233 GWh) no período. Desconsiderando o impacto de dias de faturamento e saída do cliente, o mercado total teria apresentado crescimento de 1,6% no semestre.

## Desempenho do mercado por classe de consumo

### Residencial

No 2T12, o consumo da classe residencial foi de 4.339 GWh, um crescimento de 7,1% em relação ao 2T11. O consumo no trimestre foi influenciado por: (i) queda na taxa de desemprego de 6,8% para 6,4% do 2T11 para o 2T12 e aumento de 6,0% da renda real na Região Metropolitana de São Paulo (RMSP) na mesma base de comparação, conforme Pesquisa Mensal de Emprego e Desemprego do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE); (ii) incremento de 203 mil clientes nos últimos 12 meses encerrados em junho de 2012; e (iii) 3,0 dias (+118 GWh) a mais de faturamento nos clientes de baixa tensão. Se fossem desconsiderados os efeitos do número de dias de faturamento, a classe residencial apresentaria um crescimento de 4,0% no 2T12 em relação ao 2T11.

No 1º semestre de 2012, a classe residencial apresentou crescimento de 4,9% devido ao incremento de clientes acima mencionado, crescimento de 5,4% da renda real da RMSP no 1º semestre de 2012, além do acréscimo de 2,2 dias de faturamento (+88 GWh). Desconsiderando o impacto de dias de faturamento, a classe teria crescimento de 3,7% no semestre.

### Comercial

O total de energia distribuída para a classe comercial foi de 2.965 GWh no 2T12, apresentando acréscimo de 3,0% em relação ao mesmo período do ano anterior e mantendo o bom ritmo de crescimento. Os fatores para o desempenho da classe no trimestre foram: (i) crescimento do consumo impulsionado pelo aumento do volume de vendas do comércio varejista no Estado de São Paulo<sup>2</sup>, que cresceu 10% no acumulado até maio/12 em relação ao mesmo período de 2011; (ii) aumento de 2,3 dias (+72 GWh) de faturamento no trimestre; e (iii) migração de clientes para o ACL (-65 GWh), o que reduziu o desempenho da classe no período. Se fossem excluídos os impactos da migração ao ACL e dias de faturamento, a classe comercial teria crescido 2,7% no 2T12 em relação ao 2T11.

No 1º semestre de 2012, a classe comercial apresentou crescimento de 2,8% influenciados pelos seguintes fatores: (i) incremento das vendas físicas, conforme já mencionado (ii) impacto positivo de 2,3 dias a mais de faturamento (+78 GWh), compensados pela (iii) migração de clientes ao ACL (-93 GWh). Desconsiderando o impacto de dias de faturamento e da migração, a classe teria crescimento de 3,0% no semestre.

### Industrial

No 2T12, o consumo da classe industrial cativa apresentou queda de 3,2% em relação ao mesmo período de 2011, totalizando de 1.465 GWh. A desaceleração da produção industrial, que se iniciou em meados de 2011, resultou na queda de consumo dos grandes clientes do segmento industrial. Nos dois primeiros meses do 2T12, o setor industrial no Estado de São Paulo apresentou queda de 5,8% em relação ao mesmo período de 2011, segundo a Pesquisa Industrial Mensal do IBGE. O

<sup>1</sup> Fonte: Pesquisa Mensal do Comércio (PMC) do IBGE.

<sup>2</sup> Fonte: Pesquisa Mensal do Comércio (PMC) do IBGE.

comportamento dessa classe também foi impactado por 2,3 dias a mais de faturamento no 2T12 (+27 GWh) e pela migração de clientes para o ACL (-22 GWh). Excluídos ambos os efeitos, a classe industrial teria decréscimo 3,5% no 2T12.

Já no 1º semestre de 2012, a classe industrial cativa apresentou redução de 2,9% no consumo, devido principalmente à migração de clientes ao ACL (-36 GWh), que foi compensada pelo efeito positivo de 2,3 dias a mais de faturamento (+44 GWh). Desconsiderando o impacto de dias de faturamento e da migração ao mercado livre, a classe industrial teria queda de 3,2% no semestre, refletindo a redução de 5,6% na produção industrial registrada no acumulado até mai/12 no Estado de São Paulo, segundo pesquisa do IBGE.

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

O consumo cativo das demais classes foi de 747 GWh no 2T12, um acréscimo de 7,6% em relação ao 2T11, devido, principalmente, à classe de serviços públicos, que cresceu 10,4% no trimestre, e de iluminação pública, que apresentou crescimento de 9,1% no trimestre. Em relação aos dias de faturamento, no 2T12, a classe foi impactada positivamente por 2,5 dias a mais no faturamento em relação ao 2T11 (+16 GWh). Desconsiderando este, o consumo das demais classes teria crescido 5,2%.

No 1º semestre de 2012, o consumo das demais classes apresentou crescimento de 5,0% devido ao efeito positivo de 2,3 dias a mais de faturamento (+23 GWh) no período. Se fossem excluídos os impactos dos dias de faturamento, o crescimento teria sido de 3,3% no 1º semestre de 2012, principalmente em função do bom desempenho das classes de serviços públicos e iluminação pública.

#### **Clientes Livres**

Nos últimos 12 meses, 77 unidades consumidoras migraram para o ACL e 3 unidades retornaram para o ACR (Ambiente de Contratação Regulado). O efeito líquido dessa movimentação foi um acréscimo de 246 GWh no ACL e, conseqüentemente, a redução do mesmo volume no ACR.

Já no 2T12, 52 unidades consumidoras migraram para o ACL e nenhum cliente retornou para o ACR. Ao final do trimestre, havia 358 unidades consumidoras livres na área de concessão da AES Eletropaulo.

O mercado faturado dos clientes livres foi de 2.014 GWh no 2T12, um decréscimo de 4,5% 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 no 1º semestre de 2012. Nos dois primeiros meses do 2T12, o setor industrial no Estado de São Paulo apresentou queda de produção de 5,8% em comparação ao mesmo período de 2011, segundo a Pesquisa Industrial Mensal do IBGE. Além disso, ocorreu o desligamento de um cliente e em novembro de 2011 a saída do primeiro cliente livre para a rede básica, impactando negativamente o 2T12 em 139 GWh. Esse cliente, migrado para a rede básica, representava 1,1% da carga total da AES Eletropaulo. Excluindo os efeitos da migração ao ACL, do retorno ao ACR, a saída do cliente para a rede básica e desligamento, o consumo dos clientes livres teria apresentado uma queda de 2,1% no 2T12.

No 1º semestre de 2012, o mercado faturado dos clientes livres apresentou redução de 5,5%, devido à queda de consumo dos clientes da classe industrial e, principalmente, em função do desligamento de cliente e o impacto da saída de um cliente para rede básica (-283 GWh). Desconsiderando o efeito da migração de clientes para o ACL, retorno de clientes para o ACR e a saída do cliente, o mercado de clientes livres teria registrado uma redução de 1,8%.

Cientes Livres	Período <sup>4</sup>	número de unidades	GWh Faturado <sup>3</sup>	Período <sup>4</sup>	número de unidades	GWh Faturado no ano <sup>3</sup>
Total de unidades	1T12	306	1.906	2T11	286	8.237
Unidades Cortadas e saída para Rede Básica	2T12	-1	-139	últimos 12 meses	-3	-320
Unidades Novas	2T12	1	0,6	últimos 12 meses	1	0,6
Migração para ACL <sup>1</sup>	2T12	52	41	últimos 12 meses	77	262
Retorno para o ACR <sup>2</sup>	2T12	0	0	últimos 12 meses	3	15
Total de unidades	2T12	358	2.014	2T12	358	8.055

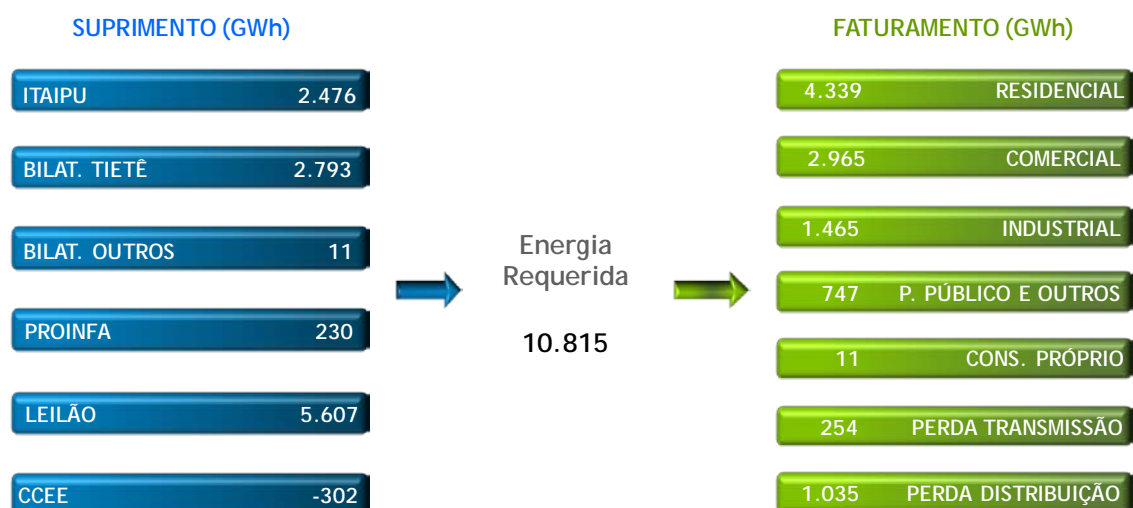
1 - ACL = Ambiente de Contratação Livre

2 - ACR = Ambiente de Contratação Regulado

3 - Energia faturada conforme relatório operacional OP5

4 - Último mês do período

## BALANÇO ENERGÉTICO - 2T12



O balanço energético demonstrado acima reflete os números do fechamento do 2T12, informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em maio 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. De acordo com previsões internas, a expectativa é que a Companhia encerre 2012 com um nível de contratação de 102,9%, considerando um crescimento do PIB de 2,1%. 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 2T12, a AES Eletropaulo acumulou sobra de 301,9 GWh de energia, que foi vendida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) a um preço médio de R\$ 157,64/MWh, gerando uma receita de R\$ 47,5 milhões.



## INDICADORES DE PERFORMANCE

### Perdas (%) - (últimos 12 meses)



<sup>1</sup> Em janeiro de 2012, a AES Eletropaulo aprimorou a metodologia de apuração das perdas técnicas. Como consequência, desse fato, as perdas técnicas mais precisamente calculadas situam-se em um patamar em torno de 6,1%. Como o percentual de perdas é calculado com base nos últimos 12 meses, o percentual de perdas técnicas do 2T12 é uma média dos percentuais de perdas calculados nos últimos 12 meses, que no caso para o 2T12 é 6,3%.

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 (50.649 GWh).

Com base nessa metodologia, as perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 10,5%, sendo divididas em perdas técnicas (6,3%) e não técnicas (comerciais/administrativas) (4,2%). Em comparação ao mesmo período do ano anterior, as perdas totais apresentaram redução de 0,1 ponto percentual em função das ações da Companhia visando à redução da parcela não técnica. No entanto, a melhoria de performance das perdas não técnicas não é percebida no gráfico acima em função do recálculo das perdas técnicas realizado no mesmo período de análise, dado que as perdas não técnicas são apuradas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas. Excluindo o efeito da revisão das perdas técnicas do resultado atual, as perdas comerciais teriam apresentado redução de 0,2 p.p.

Cabe destacar que a manutenção do nível de perdas totais no mesmo patamar do final de 2011 está associada aos seguintes fatores: (i) mudança do cenário macroeconômico do País, principalmente aos indicadores relacionados à oferta de crédito e ao nível de endividamento da população, em que pese a manutenção do desemprego em níveis baixos; e (ii) mudança da legislação da Tarifa Social de Energia Elétrica, que alterou as condições e requisitos para concessão do benefício da tarifa subsidiada para o segmento de baixa renda e passou a gerar efeitos nessas comunidades a partir de dezembro de 2011. O impacto no valor da conta das famílias que perderam o subsídio é na ordem de 40%.

Em razão dessa mudança de cenário, a Companhia passou a priorizar suas ações de redução de perdas comerciais para os segmentos de baixa renda e iniciou, no último trimestre de 2011, um programa de mapeamento e cadastramento na tarifa social das famílias que possuem o perfil de renda previsto pela 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: no 2T12, foram realizadas 74,1 mil inspeções, que identificaram 9,5 mil irregularidades, enquanto no 2T11 foram realizadas 90,3 mil inspeções e encontradas 11,9 mil irregularidades. Até o final de 2012, a Companhia planeja realizar 336 mil inspeções de fraude, 8,7% a mais do que em 2011, e direcionar 60 equipes de fraude existentes às inspeções nas comunidades de baixa renda;
- (ii) programa de recuperação de instalações cortadas: 17,1 mil instalações foram recuperadas no 2T12 ante 14,0 mil instalações no 2T11, um aumento de 22,1%. 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. Até o final de 2012, a Companhia planeja recuperar 62 mil instalações cortadas, número 20,6% acima ao de 2011;
- (iii) substituição de medidores obsoletos: no 2T12, foram substituídos 27,0 mil medidores obsoletos contra 61,2 mil medidores no 2T11. A Companhia planeja trocar 142 mil medidores obsoletos até o final de 2012, montante 27,3% menor em relação ao de 2011. Esta queda deve-se à redução do parque de medidores obsoletos. 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;
- (iv) regularização de ligações informais (clandestinas): no 2T12, foram regularizadas 14,0 mil ligações informais, contra 13,8 mil regularizações realizadas no 2T11, um aumento de 1,4%. Para 2012, a Companhia prevê regularizar mais 55 mil ligações clandestinas, 19,0% acima do que em 2011;
- (v) cadastramento de 360 mil famílias nos programas assistenciais oferecidos pelo governo de dezembro/11 a junho/12. Até o final de 2012, mais 140 mil famílias deverão ser cadastradas, totalizando 500 mil famílias.

No 2T12, as iniciativas de combate a perdas acrescentaram ao mercado faturado 135,9 GWh de energia, ante os 140,8 GWh adicionados no 2T11. Esse montante está dividido da seguinte forma:

- (i) R\$ 17,5 milhões (60,4 GWh) no 2T12, em decorrência das inspeções de combate à fraude;
- (ii) R\$ 10,5 milhões (36,2 GWh) no 2T12, como resultado da regularização de ligações informais;
- (iii) R\$ 5,0 milhões (17,5 GWh) no 2T12, referentes à recuperação e retenção de clientes cortados;
- (iv) R\$ 6,2 milhões (21,6 GWh) no 2T12, em função da substituição de medidores obsoletos e de outras iniciativas de combate a perdas.

A Aneel redefiniu o referencial regulatório das perdas técnicas e não técnicas para o 3º Ciclo de Revisão Tarifária da Companhia. O índice regulatório para perdas técnicas é de 5,21%, referenciado ao mercado total da Companhia, para os quatro anos do ciclo e o índice para as perdas não técnicas, referenciada ao mercado de baixa tensão, é de 11,56% em julho de 2011 e evoluirá a 8,56% ao final do ciclo tarifário.

As perdas técnicas da Companhia são obtidas através de algoritmos matemáticos que consideram os parâmetros elétricos das redes de sub-transmissão e distribuição e medições de consumo e potência instaladas nas fronteiras dessas redes e, devido ao aprimoramento de sua apuração, passaram de 6,5% para um patamar de aproximadamente 6,1%. Os valores assim determinados diferem dos valores regulatórios em razão de que esses últimos não levam em conta a realidade das medições e dos parâmetros elétricos da rede instalada, mas, sim, baseiam-se em parâmetros padrões de rede elétrica. Por essa razão, a comparação direta entre esses dois parâmetros fica prejudicada.

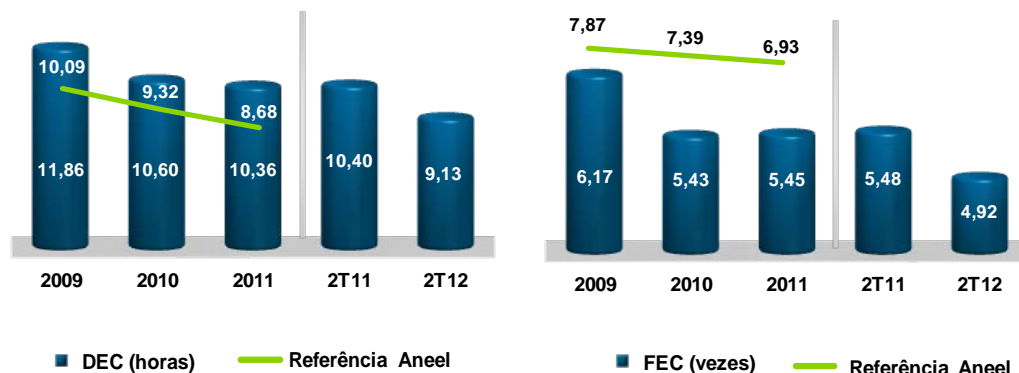
Quanto às perdas não técnicas, para se ter um real elemento de comparação, é preciso que a referência seja substituída, ou seja, que se troque o mercado de baixa tensão (utilizado pela ANEEL) pelo mercado total da Concessionária (utilizado pela Concessionária).

Sendo assim, a proporcionalização deve ser feita referenciando-se as perdas totais da Companhia à energia injetada no sistema de distribuição a partir das fronteiras com a Rede Básica de transmissão. O indicador assim calculado foi, nos últimos 12 meses findos em 30 de junho de 2012,



de 10,54%, sendo que o referencial regulatório no mesmo período é de 10,70% (valor obtido a partir dos valores regulatórios de perdas técnicas e não técnicas referenciadas pela soma das metas regulatórias traduzidas em volume de energia). Traduzindo os referenciais regulatórios definidos pela Aneel para as perdas totais, a Companhia estima os seguintes valores para os próximos anos tarifários: 10,27% para 2012/2013, 9,84% para 2013/2014 e 9,40% para 2014/2015.

#### DEC e FEC - (últimos 12 meses)



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 30 de junho de 2012, os índices DEC e FEC dos últimos 12 meses registrados pela AES Eletropaulo foram de 9,13 horas e 4,92 vezes, respectivamente, representando uma queda de 12,2% no índice DEC e de 10,3% no FEC em comparação ao mesmo período de 2011. Já no acumulado de 2012, o DEC e o FEC da Companhia apresentaram expressivas reduções de 21,3% e 18,4%, respectivamente. O bom desempenho dos indicadores de qualidade é resultado do Plano de Ação 2011-2012 que considera ações de manutenção, poda, construção e reforma das redes de distribuição além do aumento de turmas de eletricitistas para atendimentos de emergência e melhorias no atendimento aos clientes.

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 2T12, foram instalados 275 equipamentos. Desde outubro de 2010, a Companhia instalou 1.978 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. Entre outubro de 2010 e o final de 2012, terão sido instalados 3 mil religadores;
- (ii) podas intensivas de árvores: no 2T12, a Companhia podou 53,8 mil árvores. No semestre a Companhia já podou 145 mil árvores, quantidade em linha com o programado para o total do ano que é de 255 mil árvores;
- (iii) instalação de seccionadores 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. Desde o início do projeto até junho de 2012 foram instalados 5,1 mil seccionadores na rede. Apesar do atraso nas instalações, a

Companhia planeja instalar mais 4,9 mil equipamentos no segundo semestre de 2012, 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 2T12, as penalidades pagas pela Companhia aos seus clientes por transgressões dos indicadores de DIC, FIC e DMIC totalizaram R\$ 6,8 milhões, valor 23,9% inferior em relação aos R\$ 8,9 milhões do 2T11. A queda do valor das transgressões reflete a intensificação das ações voltadas para a melhoria da qualidade dos serviços prestados pela Companhia.

## REGULATÓRIO - 2T12

### 3º CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA E REAJUSTE TARIFÁRIO

Conforme informado ao mercado por meio do Fato Relevante divulgado em 02 de julho de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica ("Aneel"), em Reunião Pública de Diretoria realizada nesta mesma data, homologou o resultado da Terceira Revisão Tarifária Periódica da AES Eletropaulo.

O índice de revisão tarifária aprovado foi de -9,33% (efeito médio a ser percebido pelo consumidor) e de -5,60% (efeito econômico), retroativo a 04 de julho de 2011 e aplicável a partir de 04 de julho de 2012.

A tabela abaixo mostra uma comparação entre os valores finais aprovados pela Aneel e aqueles propostos na Audiência Pública 025/2012:

Componentes da Tarifa	Audiência Pública (Nota Técnica 87/2012 SRE/ANEEL)	Valores Finais (Nota Técnica 203/2012 SRE/ANEEL)
<b>Parcela A</b>	7.742.000.299	7.708.717.807
<b>Parcela B</b>		
Base de Remuneração Bruta	10.622.081.684	10.748.786.734
Base de Remuneração Líquida	4.376.199.578	4.445.093.057
WACC antes dos impostos	11,36%	11,36%
Taxa de Depreciação Regulatória	3,82%	3,82%
Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis	98.323.103	98.562.352
Custos Operacionais	1.016.694.844	1.016.665.888
Receitas Irrecuperáveis	115.478.324	112.688.079
<b>Parcela B antes de outras receitas e ajustes</b>	<b>2.128.281.112</b>	<b>2.138.367.592</b>
Outras Receitas	-70.344.922	-73.501.323
Ajuste em função de investimentos realizados	-22.338.455	-36.215.267
Índice de Produtividade da Parcela B	-21.643.751	-21.597.272
<b>Parcela B após outras receitas e ajustes</b>	<b>2.013.953.984</b>	<b>2.007.053.730</b>
<b>Perdas não técnicas</b>		
Ponto de partida	13,34%	11,56%
<b>Fator X</b>		
Componente Pd	1,03%	1,03%
Componente T	0%	0%

A Aneel reduziu o índice regulatório das perdas não técnicas, refletindo o desempenho de redução de perdas da Companhia no 2º Ciclo Tarifário e a mudança da empresa benchmark utilizada para a definição da trajetória de redução de perdas. Com isso, a trajetória de perdas não técnicas, referenciadas ao mercado de baixa tensão, passou de 0,49 p.p. para 1,0 p.p. ao ano e, desta forma, o ponto de partida (ano 2011) passou de 13,34% para 11,56% e o ponto de chegada (ano 2015) passou de 10,88% para 8,56%.

Adicionalmente, conforme divulgado em Fato Relevante em 03 de julho de 2012, a Aneel autorizou um reajuste tarifário médio de +5,51% a ser aplicado na tarifa a partir de 04 de julho de 2012 sobre a tarifa homologada em 02 de julho de 2012.

Esse reajuste é composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário 2012		
Parcela A	Encargos Setoriais	-2,63%
	Energia Comprada	6,16%
	Encargos de Transmissão	0,05%
	Parcela A	3,59%
Parcela B		0,86%
<b>Reajuste Base</b>		<b>4,45%</b>
CVA Total		0,61%
Custos financeiros Parcela A		0,55%
Subsídios Tarifários		-0,10%
<b>Reajuste Total</b>		<b>5,51%</b>

#### Parcela A

A Parcela A foi corrigida em 4,54%, representando 3,59% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

- (i) Encargos Setoriais - R\$ 1.545 milhões, com redução de 14,63%. Destaque para a redução de 48,21% na Conta de Consumo de Combustível (CCC), que totalizou R\$ 345 milhões, devido à redução do custo unitário decorrente da aprovação do orçamento da CCC para o ano de 2012. Somente a variação desse encargo representou 3,19% de redução no reajuste tarifário deste ano;
- (ii) Energia Comprada - R\$ 5.573 milhões, com aumento de 12,53%. A variação decorre principalmente do incremento de 14,17% no preço médio ponderado dos leilões de energia contratada para os próximos 12 meses e também do aumento da taxa do dólar considerado no Reajuste Tarifário de 2012 de R\$ 2,0348 versus o considerado na revisão tarifária de 2011 de R\$ 1,5870;
- (iii) Encargos de Transmissão - R\$ 1.203 milhões, com aumento de 0,46%. Os encargos de transmissão refletem as tarifas de uso do sistema publicadas na Resolução Homologatória 1316, de 26 de junho de 2012.

#### Parcela B

O índice de ajuste da Parcela B foi de 4,11%, o que representa uma participação positiva de 0,86% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- (i) IGP-M de 5,14%, no período de 12 meses findos em 03 de julho de 2012;
- (ii) Fator X equivalente a 1,03%.

### Componentes Financeiros

Os componentes financeiros aplicados a este Reajuste Tarifário totalizam R\$ 111 milhões, entre os quais destacamos: (i) R\$ 64 milhões de CVA; (ii) efeito negativo de R\$ 43 milhões da neutralidade dos Encargos Setoriais; (iii) R\$ 104 milhões referentes à sobrecontratação de energia.

A tabela abaixo mostra o efeito a ser percebido pelos consumidores das diversas classes de consumo, após a aplicação do reajuste sobre o percentual negativo da revisão tarifária. O efeito médio percebido pelos consumidores será de -2,26%.

Classe de Consumo	Índice
<b>Alta Tensão</b>	<b>-3,71%</b>
<b>Baixa Tensão</b>	<b>-1,45%</b>
<b>Média Total</b>	<b>-2,26%</b>

### Postergação da Revisão Tarifária de 2011

De acordo com o contrato de concessão, a revisão tarifária da AES Eletropaulo deveria ter ocorrido em 04 de julho de 2011. Porém, devido ao atraso na definição da metodologia a ser aplicada no 3º Ciclo de Revisão Tarifária, a Aneel decidiu postergar a aplicação da nova metodologia de revisão tarifária para 04 de julho de 2012, em conjunto com o reajuste tarifário.

Conforme estabelecido pela Aneel, o montante total do passivo regulatório referente à postergação da aplicação da metodologia do 3º Ciclo de Revisão Tarifária periódica calculada pela Aneel é de R\$ 1.053 milhões e não foi considerado no reajuste tarifário de 2012.

De acordo com a nota técnica 203/2012, o montante poderá ser devolvido nas proporções de 1/3 e 2/3 nos reajustes tarifários de 2013 e 2014, respectivamente. No entanto, o montante a ser devolvido em cada reajuste e a forma de correção monetária deverão ser definidos pela Aneel em audiência pública específica.

### Recurso Administrativo

Em 17 de julho, a Companhia apresentou junto à Aneel pedido de reconsideração em relação ao processo de revisão tarifária, especificamente à base de remuneração regulatória e à trajetória de perdas não técnicas:

- (i) Base de Remuneração Regulatória: a Companhia buscará o reconhecimento regulatório adequado dos valores de componentes menores e componentes adicionais considerados pertinentes aos investimentos efetivamente realizados no período incremental, de 2007 a 2011. Além disso, a Companhia busca que a Aneel observe a regulação e mantenha a blindagem da base de remuneração e, no caso de ajustes pontuais, esses ajustes também deverão ser feitos para os ativos subavaliados que estão em operação;
- (ii) Trajetória de Perdas Não-Técnicas: entendemos que a Aneel estabeleceu trajetórias de redução agressivas, com base nas perdas técnicas de uma distribuidora que podem ser classificadas como uma exceção, razão de ser benchmark pode não ser por eficiência. Por isso, no entendimento da companhia, não deve ser considerada para estabelecimento da trajetória de perdas. Isso é agravado para a AES Eletropaulo, que teve o estabelecimento de trajetória retroativa, em função da postergação de sua revisão tarifária.

## DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

### RECEITA OPERACIONAL BRUTA

---

A receita operacional bruta da AES Eletropaulo totalizou R\$ 3.837,7 milhões no 2T12, um acréscimo de R\$ 101,4 milhões ou 2,8% superior em relação ao mesmo período de 2011. Essa variação é explicada pelo aumento de R\$ 159,6 milhões na receita de fornecimento, que foi parcialmente compensado pela redução de R\$ 54,4 milhões na linha de outras receitas.

O crescimento de 4,8% na receita de fornecimento é resultado do:

- (i) maior consumo das classes residencial e comercial, que resultou em um aumento na receita de R\$ 132,8 milhões e R\$ 26,2 milhões, respectivamente. O consumo dessas classes foi positivamente impactado pelo crescimento da renda real da população, queda na taxa de desemprego, bem como pelo aumento no volume de vendas do comércio varejista.

Já a redução de 14,4% na linha de outras receitas pode ser explicada pela combinação dos seguintes fatores:

- (iii) redução de R\$ 75,2 milhões nas receitas não faturadas devido às variações nas escalas de faturamento entre os períodos;
- (iv) impacto negativo de R\$ 28,9 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 metodologia de "outras receitas" para o 3º Ciclo de Revisão Tarifária.

Parcialmente compensados pelo:

- (v) aumento de R\$ 34,4 milhões na receita com energia no curto prazo, que é explicada pela diferença dos preços e volumes médios de energia excedente vendida no mercado de curto prazo entre os períodos;
- (vi) resultado R\$ 17,0 milhões maior em PIS/COFINS não faturado, influenciado pela diferença entre o período de faturamento e o recolhimento dos consumidores;

Na comparação do 1S12 com o mesmo período de 2011, a receita operacional bruta apresentou crescimento de 2,8%, totalizando R\$ 7.672,4 milhões. Esse comportamento é explicado pelo crescimento de 1,4% do mercado total na área de concessão da Companhia, somado ao aumento de R\$ 28,0 milhões reconhecidos como receita de construção. Essa receita é relacionada às obras executadas para atender aos consumidores, com contrapartida no custo e, portanto sem impacto no resultado da Companhia.

### DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL

---

As deduções representaram 36,1% da receita operacional bruta no 2T12, totalizando R\$ 1.386,2 milhões, um crescimento de 3,3% ou R\$ 44,7 milhões em relação ao montante registrado no mesmo período de 2012.

Esse desempenho é explicado pela:

- (i) alíquota de ICMS efetiva maior na classe residencial no montante de R\$ 32,4 milhões decorrente, principalmente, da mudança na faixa de consumo dos clientes (Maior consumo *per capita*), acarretando em mudança na alíquota efetiva retida;
- (ii) acréscimo de R\$13,7 milhões nos encargos de Conta de Consumo de Combustível (CCC) e de R\$ 13,0 milhões na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), refletindo os valores *despachados* pela Aneel;
- (iii) aumento de R\$ 7,4 milhões em PIS, Cofins e ISS, decorrente da variação do faturamento entre os períodos; parcialmente compensados por:

- (iv) redução de R\$ 11,9 milhões no encargo de Reserva Global de Reversão (RGR) e de R\$ 10,1 milhões em Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE. Esses últimos foram ajustados em decorrência da definição pela Aneel dos números finais da revisão tarifária da Companhia, uma vez que a receita regulatória serve como base de cálculo para estipular os valores a serem constituídos para esses encargos.

No acumulado do ano, as deduções apresentaram crescimento de 3,7%, totalizando R\$ 2.748,4 milhões, R\$ 70,3 milhões acima das auferidas no mesmo período de 2011. Essa evolução é explicada pela variação do faturamento entre os períodos, bem como pela maior dedução de ICMS por classe de consumo.

## RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

No 2T12, a receita operacional líquida da AES Eletropaulo totalizou R\$ 2.451,5 milhões, montante 2,5% superior ao registrado no 2T11. A variação é explicada pelo aumento de 4,8% da receita bruta de fornecimento impulsionado pelo maior consumo das classes comercial e residencial, e da receita com energia no curto prazo, em razão de maiores preços e volume médio de energia excedente vendida no mercado de curto prazo entre os períodos, que mais do que compensaram o aumento de 3,3% das deduções no período.

Já no acumulado do ano, a receita operacional líquida foi 2,3% superior na comparação com o mesmo período de 2011, totalizando R\$ 4.924,0 milhões. Esse comportamento é decorrente do crescimento na receita de fornecimento, principalmente devido ao maior consumo dos clientes residenciais e comerciais, que compensou o aumento de tributos e encargos no mesmo período.

## CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

As despesas operacionais da AES Eletropaulo atingiram R\$ 2.025,1 milhões no 2T12, um crescimento de 19,1% em relação ao 2T11. Já no 1S12, as despesas operacionais apresentaram crescimento de 16,3% em comparação ao 1S11, totalizando R\$ 3.961,6 milhões. As principais variações estão detalhadas a seguir:

Despesas Operacionais - em R\$ milhões*	2T11	2T12	1S11	1S12	Var (%) 2T12 x 2T11	Var (%) 1S12 x 1S11
<b>Parcela A</b>	<b>1.341,1</b>	<b>1.651,4</b>	<b>2.699,8</b>	<b>3.186,7</b>	<b>23,1%</b>	<b>18,0%</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda	1.062,2	1.320,4	2.144,7	2.531,3	24,3%	18,0%
Transmissão	278,9	331,0	555,1	655,5	18,7%	18,1%
<b>PMSO</b>	<b>359,0</b>	<b>373,6</b>	<b>706,8</b>	<b>774,9</b>	<b>4,1%</b>	<b>9,6%</b>
Pessoal	155,4	189,7	306,6	374,2	22,1%	22,1%
Materiais	13,0	12,7	24,7	26,7	-2,1%	8,1%
Serviços de Terceiros	110,0	113,8	224,6	232,2	3,5%	3,4%
Outros	80,6	57,4	150,9	141,7	-28,8%	-6,1%
<b>Total</b>	<b>1.700,1</b>	<b>2.025,1</b>	<b>3.406,6</b>	<b>3.961,6</b>	<b>19,1%</b>	<b>16,3%</b>

\* 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 22 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\$ 1.320,4 milhões no 2T12, um crescimento de 24,3% em comparação ao 2T11. Essa variação é resultado do:

- (i) efeito combinado do crescimento de 22,4% no preço médio da energia comprada e do aumento de 1,5% no volume de compra de energia (10.815 GWh no 2T12 versus 10.653 GWh no 1T11), reflexo dos seguintes fatores:
  - a. AES Tietê: aumento de R\$ 84,2 milhões, em função do aumento de 11,4% do volume adquirido e do reajuste de 8,65% no preço do contrato bilateral, ocorrido em julho de 2011;
  - b. Leilões: aumento de R\$ 136,3 milhões como resultado da redução do volume comprado em 4,0%, do acréscimo de 29,2% do preço médio em função do início do suprimento de energia comprada no 5º leilão de energia térmica de 2007 e do despacho de térmicas durante o 2T12;
  - c. Itaipu: acréscimo de R\$ 53,8 milhões, devido ao efeito combinado da queda de 0,4% do volume de energia adquirida e do aumento de 26,1% do preço médio refletindo a maior cotação do dólar na comparação entre os trimestres.

No 1S12, a despesa com compra de energia elétrica apresentou crescimento de 18% em comparação ao mesmo período de 2011. Esse desempenho deve-se ao: (i) aumento de R\$ 180,4 milhões com compra de energia da AES Tietê; (ii) acréscimo de R\$ 170,9 milhões com aquisição de energia em leilões e; (iii) crescimento de R\$ 64,5 milhões de energia advinda de Itaipu.

Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte - (R\$/MWh)	2T11	2T12	1S11	1S12	Part.% 2T11	Part.% 2T12	Part.% 1S11	Part.% 2S11
AES TIETÊ	159,8	173,7	159,8	173,7	23,5%	26,1%	23,8%	26,4%
ITAIPU	84,4	106,5	87,2	100,6	23,3%	23,2%	23,3%	22,9%
LEILÃO	90,1	116,3	91,5	107,2	52,5%	50,6%	52,6%	50,6%
OUTROS CONTRATOS BILATERAIS	142,0	-	166,4	163,5	0,6%	0,1%	0,3%	0,0%
Tarifa (R\$/MWh)	105,5	129,1	112,1	123,3	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

### Despesa com Encargos do Uso da Rede Elétrica e de Transmissão

No 2T12, as despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão totalizaram R\$ 331,0 milhões, representando um crescimento de 18,7% em relação ao 2T11. Esse acréscimo é explicado pelo aumento de R\$ 51,7 milhões com encargos de Rede Básica e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), determinados pela Aneel para o período.

As despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão no 1S12 representaram crescimento de 18,1% em comparação ao 1S11, devido ao aumento de R\$ 96,9 milhões com encargos de Rede Básica e do ONS.

### PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros)

As despesas com PMSO da AES Eletropaulo totalizaram R\$ 373,6 milhões no 2T12, um aumento de 4,1% em comparação aos R\$ 359,0 milhões registrados no 2T11. Os principais fatores que influenciaram essas despesas foram:

- (i) aumento de R\$ 21,2 milhões nas despesas relacionadas ao Plano de Ação 2011-2012;
- (ii) acréscimo de R\$ 15,2 milhões em acordos judiciais, refletindo os esforços da Companhia em encerrar contingências cíveis e trabalhistas;

- (iii) aumento de R\$ 9,0 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%;
- (iv) queda de R\$ 37,3 milhões nas provisões para contingências devido a reversões cíveis e trabalhistas.

No 1S12, as despesas com PMSO somaram R\$ 774,9 milhões, montante 9,6% superior ao apresentado no 1S11. As variações são explicadas principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) incremento de R\$ 49,8 milhões nas despesas com materiais e serviços de terceiros para o Plano de Ação 2011-2012;
- (ii) crescimento de R\$ 28,5 milhões nas despesas com fundos de pensão;
- (iii) acréscimo de R\$ 24,5 milhões na PCLD, devido à maior inadimplência do período principalmente no segmento de baixa renda;
- (iv) aumento de R\$ 17,2 milhões em acordos judiciais, refletindo os esforços da Companhia em encerrar contingências cíveis e trabalhistas;
- (v) aumento de R\$ 14,0 milhões, referente ao reajuste de salários, benefícios e encargos relacionado com o acordo coletivo de junho de 2011; compensado pela
- (vi) redução de R\$ 45,8 milhões em reversões para contingências cíveis e trabalhistas;
- (vii) queda de R\$ 25,8 milhões, referentes ao plano de redução DEC e FEC.

## 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	2T11	2T12	1S11	1S12	Var (%) 2T12 x 2T11	Var (%) 1S12 x 1S11
Pessoal e Encargos	108,1	124,4	218,5	251,9	15,0%	15,3%
Entidade de Previdência	28,4	40,5	56,8	85,4	42,7%	50,4%
Acordos e Condenações Trabalhistas	18,9	24,8	31,3	36,9	31,3%	18,0%
<b>Total</b>	<b>155,4</b>	<b>189,7</b>	<b>306,6</b>	<b>374,2</b>	<b>22,1%</b>	<b>22,1%</b>

- *Despesa com Pessoal e Encargos*

No 2T12, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 124,4 milhões, um crescimento de 15,0% em comparação ao 2T11. Essa variação reflete:

- (i) aumento de R\$ 9,0 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) aumento de R\$ 2,0 milhões, referente ao maior número de horas extras realizadas no período;
- (iii) R\$ 1,0 milhão referente às despesas com assistência médica e odontológica, em função do aumento de consultas e procedimentos médicos utilizados pelos colaboradores no período.

No 1S12, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 251,9 milhões, representando aumento de 15,3% em relação ao 1S11. A variação ocorreu principalmente, devido ao reajuste salarial ocorridos em junho de 2011 e ao aumento das despesas com assistência médica e odontológica.

- *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 da expectativa de inflação no longo prazo, além da amortização de perdas atuariais não reconhecidas, a exemplo de períodos anteriores.

Dessa forma, a despesa com entidade de previdência privada no 2T12 somou R\$ 40,5 milhões, um aumento de 42,7% em comparação ao 2T11. Já no 1S12, as despesas com entidade de previdência privada totalizaram R\$ 85,4 milhões ante R\$ 56,8 milhões no mesmo período do ano passado.

- *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 2T12, as despesas com acordos e condenações trabalhistas somaram R\$ 24,8 milhões, montante 31,3% superior em comparação às despesas do 2T11, que totalizaram R\$ 18,9 milhões. Essa variação é explicada, principalmente, pela intensificação de acordos e pelo aumento do valor médio dos acordos e dos pagamentos para extinção dos processos (condenações) registrados no 2T12.

Já no 1S12, o montante foi de R\$ 36,9 milhões, um aumento de 18,0% em relação ao 1S11, devido ao maior valor médio dos acordos e condenações.

### **Despesa com materiais e serviços de terceiros**

As despesas com materiais e serviços de terceiros no 2T12 apresentaram um aumento de 2,9% em relação ao 2T11, totalizando R\$ 126,5 milhões. As principais variações ocorreram devido aos seguintes fatores:

- (i) despesas de R\$ 21,2 milhões relacionadas ao Plano de Ação 2011-2012 no 2T12, conforme mencionado na página 26, que foram compensados por;
- (ii) R\$ 6,8 milhões, referentes ao plano de redução de DEC e FEC no 2T11;
- (iii) redução de R\$ 6,5 milhões nas despesas com consultoria, principalmente relacionada à adoção do projeto “Criando Valor”, que visa a ganhos de eficiência e melhorias na gestão de custos, 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;
- (iv) redução de R\$ 4,0 milhões, referente à redução das despesas com *call center* refletindo as ações do Plano de Ação 2011-2012 que implantou melhorias no sistema de atendimento eletrônico.

No 1S12, a Companhia registrou um total de R\$ 259,0 milhões em despesas com materiais e serviços de terceiros, uma elevação de 3,8% em relação ao 1S11. Destacam-se as despesas relacionadas às iniciativas do Plano de Ação 2011-2012, que totalizaram R\$ 49,8 milhões e foram compensadas pela redução nas despesas com consultoria do projeto “Criando Valor” no valor de R\$ 14,8 milhões, pela economia de R\$ 25,8 milhões em função dos gastos com o plano de redução DEC e FEC no 1S11 e pela queda nas despesas com *call center*, no valor de R\$ 4,0 milhões, conforme citado acima.

### **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	2T11	2T12	1S11	1S12	Var (%) 2T12 x 2T11	Var (%) 1S12 x 1S11
PCLD e Baixas	29,5	34,5	49,2	73,7	16,9%	49,9%
Provisão (Reversão) para contingências	13,2	(24,1)	26,0	(19,7)	-283,2%	-175,7%
Condenações e Acordos Judiciais	5,4	14,7	7,5	19,1	172,7%	154,7%
Demais *	32,6	32,4	68,2	68,6	-0,7%	0,6%
<b>Total</b>	<b>80,6</b>	<b>57,4</b>	<b>150,9</b>	<b>141,7</b>	<b>-28,8%</b>	<b>-6,1%</b>

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

No 2T12, as outras despesas operacionais totalizaram R\$ 57,4 milhões, uma queda de 28,8% em comparação ao 2T11. Essa variação é explicada pelos seguintes fatores:

- (i) queda de R\$ 37,3 milhões em provisões para contingências devido a reversões de provisões, refletindo o esforço da Companhia para o encerramento de contingências cíveis e trabalhistas;
- (ii) aumento de R\$ 5,0 milhões na linha de PCLD e baixas que reflete o aumento da inadimplência entre os períodos;
- (iii) aumento de R\$ 9,3 milhões na linha de Condenações e Acordos Judiciais, em decorrência do maior número de acordos judiciais cíveis, refletindo os esforços da Companhia para o encerramento de contingências.

No 1S12, foi verificada uma redução de 6,1% com outras despesas operacionais, que somaram R\$ 141,7 milhões no 1S12. Essa variação é explicada pelas reversões para contingências cíveis e trabalhistas compensadas pelo aumento de R\$24,5 milhões na linha de PCLD devido à maior inadimplência do período.

## OUTRAS RECEITAS E DESPESAS

A conta de outras receitas e despesas apresentou uma despesa líquida de R\$ 183,0 milhões no 2T12 ante um despesa líquida de R\$ 165,6 milhões no mesmo período de 2011. Os seguintes valores explicam essa variação:

- (i) desativação de ativos com valor residual de R\$ 12,8 milhões, tendo em vista a mudança nas regras da Aneel de baixa, que passaram a determinar a baixa por item e não mais por grupo de itens e inventário físico realizado;
- (ii) aumento de R\$ 5,2 milhões nas despesas de construção, que passou de R\$ 160,3 milhões no 2T11 para R\$ 165,6 milhões no 2T12. Essa elevação decorre do aumento dos gastos com investimentos, o que gerou maior Capex no 2T12 quando comparado ao mesmo período do ano passado. 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.

Na comparação do 1S12 com o mesmo período de 2011, a conta de outras receitas e despesas passou de uma despesa de R\$ 333,4 milhões para uma também despesa de R\$ 400,7 milhões, reflexo da desativação de ativos no valor residual de R\$ 39,6 milhões e do aumento de R\$ 28,0 milhões nas despesas de construção, devido ao maior Capex do período.

## EBITDA

No 2T12, o Ebitda da Companhia atingiu R\$ 243,5 milhões, o que representa uma redução de 53,6% em relação ao 2T11. Os seguintes fatores contribuíram para esse desempenho:

- (i) aumento da receita líquida em 2,5% como reflexo do maior consumo das classes residencial e comercial;

- (ii) incremento de R\$ 310,4 milhões nas despesas com a “Parcela A”, em decorrência da maior despesa com compra de energia para revenda e encargos de Rede Básica e ONS;
- (iii) aumento das despesas com PMSO (R\$ 14,6 milhões), principalmente devido às despesas com Plano de Ação 2011-2012 e com acordos judiciais, compensadas pela queda nas provisões para contingências devido a reversões cíveis e trabalhistas.

No acumulado do ano, o Ebitda da Companhia totalizou R\$ 561,7 milhões, uma redução de 47,7% quando comparado ao mesmo período de 2011, quando o Ebitda foi de R\$ 1.074,3 milhões. Os seguintes fatores explicam esse desempenho:

- (i) aumento da receita líquida em 2,3% como reflexo do maior consumo das classes residencial e comercial;
- (ii) incremento de R\$ 487,0 milhões nas despesas com a “Parcela A”, o que reflete maior despesa com compra de energia para revenda e encargos de Rede Básica e ONS;
- (iii) aumento de R\$ 68,0 milhões nas despesas com PMSO, devido às despesas com o Plano de Ação 2011-2012 e com fundos de pensão, parcialmente compensadas pela queda na linha de provisões para contingências devido a reversões cíveis e trabalhistas.

### EBITDA Ajustado

O Ebitda da Companhia é ajustado pelas despesas referentes ao passivo com a Fundação CESP (confissão de dívida Ila, reserva matemática e custo atuarial), para melhor refletir a geração de caixa operacional da Companhia, uma vez que o saldo de obrigação com o fundo de pensão é considerado no saldo da dívida da AES Eletropaulo.

O Ebitda ajustado no 2T12 totalizou R\$ 282,1 milhões, apresentando uma redução de 48,9% quando comparado ao 2T11, quando o Ebitda ajustado foi de R\$ 551,9 milhões. A redução é explicada pela combinação da redução de R\$ 281,8 milhões no Ebitda somada à maior despesa com FCESP, de R\$ 11,9 milhões.

No acumulado do ano, o Ebitda ajustado atingiu R\$ 643,3 milhões, montante 43,0% inferior ao mesmo período do ano passado. Este valor foi impactado pela redução de R\$ 512,6 milhões no Ebitda e aumento nas despesas com a FCESP, de R\$ 28,1 milhões.

### RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido registrado pela Companhia no 2T12 foi uma despesa de R\$ 30,4 milhões, superior em R\$ 20,8 milhões em comparação à despesa de R\$ 9,6 milhões registrada no mesmo período de 2011. Esse aumento é explicado, principalmente, pelos seguintes eventos:

- (i) impacto negativo de R\$ 16,8 milhões, relacionado à variação cambial incidente sobre a compra de energia de Itaipu, devido à alta de 23,0% da cotação média do dólar observada na comparação entre os trimestres;
- (ii) menores juros capitalizados, no montante de R\$ 7,2 milhões, em função da redução do prazo médio de encerramento de obras e entrada em operação do sistema de gestão de obras;
- (iii) efeito positivo de R\$ 4,2 milhões em função de menores encargos da dívida, parcialmente compensados por menores rendimentos das aplicações financeiras devido à menor taxa CDI média do período.

No 1º semestre de 2012, o resultado financeiro foi uma despesa líquida de R\$ 57,7 milhões, enquanto em 2011 o resultado foi uma despesa líquida de R\$ 11,3 milhões. Esse desempenho é explicado pelos seguintes fatores:

- (i) impacto negativo de R\$ 27,3 milhões, relacionado à variação monetária e cambial;
- (ii) decréscimo de R\$ 13,8 milhões nos juros capitalizados, em função da redução do prazo médio de encerramento de obras e entrada em operação do sistema de gestão de obras;

- (iii) aumento de R\$ 5,7 milhões, como efeito combinado do provisionamento registrado no 1T12 quanto a penalidades emitidas pelas agências reguladoras que ainda estão em discussão e multa, registrada no 1T11, referente à discussão judicial sobre o pagamento de ICMS sobre perdas comerciais no período de janeiro de 2010 a fevereiro de 2011.
- (iv) aumento de R\$ 5,7 milhões como resultado da combinação de penalidades emitidas pelas agências reguladoras no 1T12 e multa registrada no 1T11;
- (v) redução de R\$ 1,2 milhão pelo efeito combinado da redução dos encargos da dívida e redução no rendimento das aplicações financeiras, devido à menor taxa de CDI média do período.

### Receitas Financeiras

No 2T12, as receitas financeiras da AES Eletropaulo totalizaram R\$ 59,4 milhões, o que representa um decréscimo de 10,3% ou R\$ 6,8 milhões em relação ao mesmo período de 2011. Esse desempenho é explicado principalmente pela redução no rendimento das aplicações financeiras em R\$ 6,6 milhões devido à menor taxa CDI média do período.

No 1S12, as receitas financeiras da AES Eletropaulo totalizaram R\$ 129,8 milhões, o que representa um decréscimo de 6,0% ou R\$ 8,3 milhões em relação ao mesmo período de 2011. Esse desempenho é explicado principalmente pela redução no rendimento das aplicações financeiras em R\$ 6,6 milhões combinada com uma queda no recebimento de multas de auto-religação e acréscimo moratório de clientes.

### Despesas Financeiras

As despesas financeiras foram reduzidas em 3,5% no trimestre quando comparadas às do 2T11, totalizando R\$ 95,1 milhões. Essa variação é explicada pela:

- (i) redução nos encargos da dívida decorrente de menores taxas de juros no total de R\$ 10,8 milhões;

Parcialmente compensada por:

- (ii) juros capitalizados menores, no montante de R\$ 7,2 milhões, em função da diminuição do prazo médio de encerramento de obras e entrada em operação do sistema de gestão de obras.

No 1º semestre de 2012, a Companhia apresentou despesa financeira de R\$ 215,0 milhões, o que representa um aumento de R\$ 12,3 milhões em relação ao mesmo período de 2011. Tal variação pode ser explicada pelos seguintes fatores:

- (i) redução de R\$ 13,8 milhões de juros capitalizados, conforme descrito acima;
- (ii) aumento de R\$ 5,7 milhões, como efeito combinado do provisionamento registrado no 1T12 quanto a penalidades emitidas pelas agências reguladoras que ainda estão em discussão e multa registrada no 1T11, referente à discussão judicial sobre o pagamento de ICMS sobre perdas comerciais no período de janeiro de 2010 a fevereiro de 2011.

Parcialmente compensados pela:

- (iii) redução de R\$ 7,8 milhões nos encargos da dívida, decorrente de taxas de juros menores na comparação entre os períodos.

### Variações Monetárias e Cambiais Líquidas

No 2T12, as variações monetárias e cambiais líquidas apresentaram receita de R\$ 5,3 milhões, valor R\$ 17,4 milhões inferior ao registrado no 2T11. A redução no período é explicada, principalmente,



pelo impacto negativo de R\$ 16,8 milhões, relativo à variação cambial incidente sobre a compra de energia de Itaipu, devido à alta de 23,0% da cotação média do dólar observada na comparação entre os trimestres.

No acumulado do ano, as variações monetárias e cambiais líquidas totalizaram receita de R\$ 27,5 milhões, inferior em 48,5% ao montante auferido no mesmo período de 2011. Tal decréscimo é devido ao:

- (i) impacto negativo de R\$ 16,7 milhões, relacionado à variação cambial sobre o valor da energia comprada de Itaipu;
- (ii) redução de R\$ 6,6 milhões, referente ao pagamento de juros das contas dos clientes;
- (iii) 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\$ 56,6 milhões no 2T12, uma redução de 77,8% em relação ao mesmo período de 2011. Essa variação é explicada pelos seguintes fatores:

- (i) aumento da receita líquida em 2,5%, como reflexo do maior consumo das classes residencial e comercial;
- (ii) incremento de R\$ 310,4 milhões nas despesas com a “Parcela A”, que reflete a maior despesa com compra de energia para revenda e encargos de Rede Básica e ONS;
- (iii) despesas com PMSO maiores em R\$ 14,6 milhões, principalmente devido às despesas com Plano de Ação 2011-2012 e acordos judiciais, compensadas pela queda nas provisões para contingências devido a reversões cíveis e trabalhistas;
- (iv) redução de R\$ 20,8 milhões no resultado financeiro, principalmente, em função da variação cambial relacionada à compra de energia de Itaipu, menores juros capitalizados, bem como do menor rendimento das aplicações financeiras.

Nos primeiros seis meses de 2012, o lucro líquido totalizou R\$ 166,9 milhões, uma redução de 68,9% quando comparado ao montante de R\$ 537,3 milhões registrado no mesmo período de 2011. Esse crescimento é explicado por:

- (i) aumento da receita líquida em 2,3%, como reflexo do maior consumo das classes residencial e comercial;
- (ii) incremento de R\$ 487,0 milhões nas despesas com a “Parcela A”, em decorrência da maior despesa com compra de energia para revenda e encargos de Rede Básica e ONS;
- (iii) despesas com PMSO maiores em R\$ 68,0 milhões, devido aos gastos com as iniciativas do Plano de Ação 2011-2012 e fundo de pensão, parcialmente compensados pela queda na linha de provisões para contingências em função de reversões cíveis e trabalhistas;
- (iv) resultado financeiro menor no montante de R\$ 46,4 milhões, principalmente em função da variação cambial relacionada à compra de energia de Itaipu, redução de juros capitalizados, bem como do menor rendimento das aplicações financeiras.

## PROVENTOS

---

No momento, a Companhia está analisando os impactos financeiros da revisão tarifária no seu programa de investimentos e os ajustes que serão necessários nas suas despesas operacionais. Assim, a Administração da Companhia não está propondo a distribuição de dividendos referentes ao resultado do 1º semestre de 2012 e essa decisão foi postergada podendo ser deliberada ao longo do segundo semestre ou juntamente com a deliberação do resultado do segundo semestre de 2012, no início do ano de 2013.

Nosso objetivo é maximizar o retorno para os acionistas, assegurando a geração de valor de negócio e atendimento aos padrões de qualidade de serviço.

## 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.

Neste trimestre, os saldos de ativos e passivos regulatórios apresentaram uma variação acentuada devido à homologação pela Aneel da Terceira Revisão Tarifária Periódica da AES Eletropaulo a fim de refletir os valores definidos pelo regulador e em função da movimentação entre amortização e constituição ocorrida no decorrer do trimestre em função do encerramento do ciclo 2011/2012.

Devido a esses eventos demonstramos, no quadro abaixo, o impacto total pró-forma das variações dos ativos e passivos regulatórios no resultado antes dos tributos da AES Eletropaulo.

Ativos e Passivos Regulatórios	2T11	2T12	1S11	1S12
Efeitos da Postergação da Revisão Tarifária	-	417,4	-	699,9
Variações da Parcela A	106,0	(158,7)	245,0	(223,6)
<b>Total</b>	<b>106,0</b>	<b>258,6</b>	<b>245,0</b>	<b>476,3</b>

No 2T12, a variação dos itens regulatórios em relação à tarifa resultou em um impacto positivo de R\$ 258,6 milhões no resultado antes dos tributos da Companhia. Esse montante é explicado principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) impacto positivo de R\$ 417,4 milhões devido à postergação da aplicação da metodologia do 3º Ciclo de Revisão Tarifária. Esse montante refere-se à diferença entre a melhor estimativa da Companhia, no valor de R\$ 635,7 milhões, quanto aos impactos da postergação no Ebitda da Companhia entre julho de 2011 e março de 2012 e o montante final homologado pela Aneel de R\$ 1.053,1 milhões. Esse valor inclui R\$ 154,1 milhões referentes ao ajuste do cálculo desse impacto entre o julho de 2011 e março de 2012;
- (ii) impacto negativo de R\$ 179,3 milhões referentes à compra de energia para revenda.

Já no 1S12, o resultado antes dos tributos da AES Eletropaulo foi impactado positivamente em R\$ 476,3 milhões. Esse montante é explicado principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) impacto positivo de R\$ 699,1 milhões em função da postergação da aplicação da metodologia do 3º Ciclo de Revisão Tarifária, conforme mencionado. Esse valor inclui R\$ 172,5 milhões referentes ao ajuste do cálculo desse impacto no 2S11;
- (ii) impacto negativo de R\$ 208,7 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	2T11	2T12	1S11	1S12
Resultado antes dos tributos sem os itens regulatórios (IFRS)	389,1	93,5	811,3	259,6
Ativos e passivos regulatórios <sup>1</sup>	106,0	104,5	245,0	373,6
<b>Resultado antes dos tributos incluindo itens regulatórios</b>	<b>283,1</b>	<b>(11,0)</b>	<b>566,4</b>	<b>(114,0)</b>

1 - O montante do 2T12 não considera o ajuste da provisão dos possíveis impactos da revisão tarifária de R\$ 154,1 milhões entre o 3T11 e o 1T12. Enquanto, o montante do 1S12 não considera o ajuste referente ao 2S11 de R\$ 102,7 milhões.

Já a tabela abaixo demonstra os ativos e passivos regulatórios estimados da AES Eletropaulo, acumulados até 30/06/2012, que deverão ser compensados via tarifa em ciclos futuros.

Ativos e Passivos Regulatórios	Ciclo 2011/2012	Ciclo 2012/2013	Total
Ativos Regulatórios	(366,2)	(186,3)	(552,5)
Passivos Regulatórios	1.456,5	63,7	1.520,2
Total	1.090,3	(122,5)	967,8

## 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 2T12, tais contratos representaram R\$ 8,7 milhões no saldo do endividamento da Companhia, valor inferior ao montante de R\$ 14,1 milhões registrado 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 totalizava R\$ 4.218,0 milhões em 30 de junho de 2012, R\$ 228,2 milhões superior ao valor registrado no mesmo período de 2011, que alcançou R\$ 3.989,8 milhões. O aumento de 5,7% na dívida bruta refere-se à: (i) 14ª emissão de debêntures, em novembro de 2011, no valor de R\$ 600 milhões 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 amortização, em maio de 2012, de R\$ 50 milhões do CCB com o Citibank e; (iv) à redução do saldo contabilizado da dívida com a Fundação CESP, em R\$ 108,4 milhões, em função dos pagamentos para o fundo de pensão das parcelas referentes ao ano de 2011 terem sido maiores do que as despesas provenientes do cálculo atuarial. O saldo dessa dívida totalizou R\$ 1.186,8 milhões ao final de junho de 2012. Em 30 de junho de 2012, as disponibilidades somavam R\$ 1.082,8 milhões, valor R\$ 40,0 milhões superior ao mesmo período de 2011.

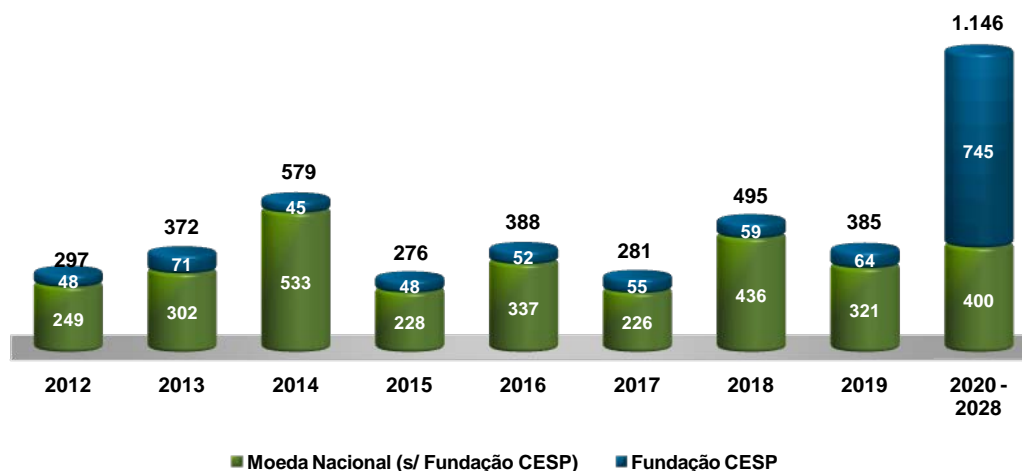
No encerramento do 2T12, a dívida líquida da Companhia somou R\$ 3.135,2 milhões, valor 5,9% superior ao saldo da dívida líquida do 2T11, em função da dívida bruta e as disponibilidades terem aumentado no mesmo patamar no período.

Considerando o Ebitda ajustado dos 12 meses findos em junho de 2012, a Companhia apresenta indicador Dívida Líquida/Ebitda Ajustado de 1,3x e Dívida Bruta/Ebitda Ajustado de 1,7x. Os *covenants* das dívidas emitidas são Dívida Bruta/Ebitda Ajustado < 3,5x e Ebitda Ajustado/Despesa Financeira > 1,75x. 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 + 1,05% a.a. em 30 de junho de 2011 para CDI + 1,44% a.a. em 30 de junho de 2012. Esse aumento ocorreu em função da 14ª emissão de debêntures, realizada em janeiro de 2012 e devido ao aumento das curvas de DI do período.
- **Prazo médio:** Em 30 de junho de 2012, o prazo médio da dívida era 6,1 anos, patamar ligeiramente inferior ao prazo de 6,8 anos de 30 de junho de 2011.

## CRONOGRAMA DE AMORTIZAÇÃO - R\$ milhões (Principal)



### Posição em 30/06/2012

R\$ milhões

<b>Dívida</b>	<b>4.218,0</b>
Disponibilidades*	1.082,8
<b>Dívida Líquida</b>	<b>3.135,2</b>
Leasing	8,7
<b>Dívida Líquida sem Leasing</b>	<b>3.126,5</b>

\* Caixa + Títulos e Valores Mobiliários

## INVESTIMENTOS

No 2T12, a AES Eletropaulo investiu R\$ 170,0 milhões, montante 7,1% superior ao investido no 2T11. Do total, R\$ 162,0 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 8,0 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes.

No acumulado de 2012, o volume de investimentos da Companhia atingiu R\$ 353,9 milhões, o que representa um aumento de 9% quando comparado ao mesmo período de 2011. Os investimentos com recursos próprios totalizaram R\$ 339,2 milhões, enquanto os projetos financiados pelo cliente neste período somaram R\$ 14,7 milhões.

Investimentos - R\$ milhões	2T11	2T12	YTD 2011	YTD 2012	Var (%) 2T12x2T11	Var (%) YTD12xYTD11
Serviço ao Consumidor e Expansão do Sistema	75,8	87,5	150,3	185,6	15,5%	23,5%
Manutenção	50,7	44,4	107,9	88,2	-12,4%	-18,2%
Recuperação de Perdas	10,8	6,4	19,5	12,3	-41,1%	-37,0%
Tecnologia da Informação	5,0	7,6	12,9	14,7	53,4%	13,7%
Outros	11,3	16,1	24,4	38,4	42,1%	57,6%
<b>Total (c/ recursos próprios)</b>	<b>153,6</b>	<b>162,0</b>	<b>314,9</b>	<b>339,2</b>	<b>5,5%</b>	<b>7,7%</b>
Financiado pelo cliente	5,2	8,0	9,8	14,7	54,5%	49,8%
<b>Total</b>	<b>158,7</b>	<b>170,0</b>	<b>324,7</b>	<b>353,9</b>	<b>7,1%</b>	<b>9,0%</b>

Em 2012, a Companhia planeja investir R\$ 840,6 milhões, valor 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 destacam-se:

- 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 55 mil ligações ilegais e substituição de 142 mil medidores obsoletos.

### **Principais Investimentos - 2T12 e Acumulado 2012**

**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\$ 42,1 milhões no 2T12 em serviços ao cliente para atender à adição de 51 mil novos clientes, dos quais 14 mil referem-se a regularizações de ligações ilegais. No acumulado de 2012, o montante foi de R\$ 87,6 milhões para atender à adição de 105,6 mil novos clientes, dos quais 27,8 mil estão relacionados a regularizações de ligações ilegais.
- R\$ 45,4 milhões no 2T12 em expansão do sistema com o objetivo de melhorar a qualidade de fornecimento de energia. No acumulado de 2012 foram investidos R\$ 98 milhões, com destaque para um aumento de carga de 17MVA, como resultado da desativação das ETDs Campestre (-27MVA) e Ibirapuera (-36MVA) e a ampliação da capacidade instalada das ETD Santo Amaro (40 MVA) e Cotia (40MVA). Além disso, foram concluídas as obras do Ramal Aéreo da Estação Peri 1-2, LTA Piratininga - Bandeirantes 1-2 e LTA Piratininga - Bandeirantes 3-4. Essas melhorias beneficiarão uma população de cerca de 1,6 milhão de habitantes.

**Manutenção** - Os objetivos desse tipo de investimento são: reduzir as ocorrências na rede elétrica aumentando a continuidade do fornecimento, evitando acidentes com a população e modernizando a rede de distribuição.

- No 2T12, foram investidos R\$ 44,4 milhões em projetos de: (i) manutenção preventiva e corretiva em 594 km da rede; (ii) automação do sistema elétrico com a instalação de 275 religadores automáticos; e (iii) modernização da subtransmissão e redes subterrâneas.
- O total investido no acumulado de 2012 foi de R\$ 88,2 milhões, principalmente na manutenção de 937 km da rede, além da instalação de 465 religadores automáticos.

**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 2T12 em recuperação de perdas totalizou R\$ 6,4 milhões. Foram realizadas 14 mil regularizações de ligações ilegais e corrigidas 9,7 mil irregularidades, por meio de inspeções de fraude e anomalias. Além disso, foram substituídos 27,0 mil medidores obsoletos.
- No acumulado de 2012, foram investidos R\$ 12,3 milhões destinados à realização de 27,8 mil regularizações de ligações ilegais, correção de 18,6 mil irregularidades e substituição de 43,4 mil medidores obsoletos.

### **Outros**

- No 2T12, foram destinados R\$ 15,3 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.

- No acumulado de 2012, foram destinados R\$ 33,7 milhões na 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, para a realização de 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 2T12, o total investido foi de R\$ 3,8 milhões, com despesas de R\$ 21,2 milhões. No acumulado de 2012, os investimentos totalizaram R\$ 9,9 milhões e as despesas R\$ 49,8 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 voltou a ser de 353;
- 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	1S11	1T12	2T12	1S12
<b>SALDO DE CAIXA INICIAL</b>	<b>1.664</b>	<b>1.748</b>	<b>1.664</b>	<b>1.390</b>	<b>1.946</b>	<b>1.390</b>
Geração de caixa operacional	463	654	1.118	304	259	563
Investimentos	(197)	(156)	(353)	(191)	(182)	(373)
Despesa Financeira Líquida	(24)	(73)	(97)	(22)	(97)	(119)
Amortizações Líquidas	(15)	(66)	(81)	591	(66)	525
Despesas com Fundo de Pensão	(54)	(54)	(108)	(56)	(56)	(112)
Imposto de Renda	(81)	(107)	(188)	(62)	(113)	(175)
<b>CAIXA LIVRE</b>	<b>93</b>	<b>197</b>	<b>290</b>	<b>564</b>	<b>(255)</b>	<b>309</b>
Dividendos	(9)	(902)	(912)	(9)	(608)	(617)
<b>SALDO DE CAIXA FINAL</b>	<b>1.748</b>	<b>1.043</b>	<b>1.043</b>	<b>1.946</b>	<b>1.083</b>	<b>1.083</b>

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 2T12 em comparação ao 2T11:

- A menor geração de caixa operacional entre os períodos é explicada principalmente pelos fatores abaixo:
  - (i) crescimento de 2,5% do mercado total e redução de 1,8 ponto percentual da taxa de arrecadação na comparação entre os trimestres;
  - (ii) aumento de R\$ 207,4 milhões das despesas com compra de energia para revenda, em função do maior preço médio de aquisição do período;
  - (iii) aumento de R\$ 74,3 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;
- Crescimento de R\$ 25,2 milhões dos investimentos no 2T12 em relação ao mesmo período ao anterior.
- Aumento de R\$ 24,0 milhões de despesas financeiras líquidas em função, principalmente, do pagamento de encargos da 14ª emissão de debêntures, com desembolso em janeiro de 2012. A Companhia mantém suas aplicações em títulos públicos e CDBs com rentabilidade média de 102,5% do CDI no 2T12 contra 102,4% do CDI no 2T11.

#### Destaques do Fluxo de Caixa do 1S12 em comparação ao 1S11:

- A menor geração de caixa operacional entre os períodos é explicada, principalmente, pelos seguintes fatores:
  - (i) crescimento de 1,4% do mercado total e redução de 1,8 ponto percentual da taxa de arrecadação na comparação entre os períodos;
  - (ii) aumento de R\$ 331,7 milhões das despesas com compra de energia para revenda, refletindo o maior preço médio de aquisição do período;
  - (iii) aumento de R\$ 176,1 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 trimestres;
  - (iv) aumento das despesas com PMSO, conforme mencionado na página 15.
- Variação positiva 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.
- Crescimento de R\$ 19,8 milhões do montante de investimentos no 1S12 na comparação com o 1S11.
- Aumento de R\$ 22,0 milhões de despesas financeiras devido, principalmente, ao pagamento de encargos da 14ª emissão de debêntures, com desembolso em janeiro de 2012.

A Companhia mantém suas aplicações em títulos públicos e CDBs com rentabilidade média de 102,6% do CDI no 1S12 contra 102,4% do CDI no 1S11.

Devido à postergação da revisão tarifária da Companhia, que deveria ter ocorrido no dia 04 de julho de 2011, a geração de caixa operacional foi impactado positivamente R\$ 263,3 milhões e R\$ 526,6 milhões no 2T12 e 1S12, respectivamente.

## 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 também 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, o que reflete 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.

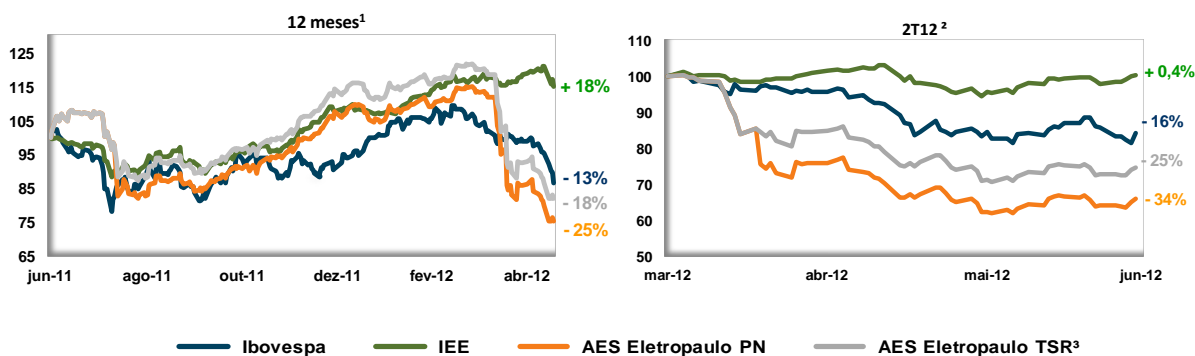
## DESEMPENHO DA AÇÃO

As ações preferenciais da AES Eletropaulo encerraram o mês de junho cotadas a R\$ 25,34, o que representa uma desvalorização de 34,0% no 2T12. Parte dessa queda reflete a reação do mercado à proposta dos dividendos referentes ao ano de 2011, em 16 de abril, seguida pela data *ex dividends*, em 17 de abril. Desconsiderando esse efeito, a ação preferencial da Companhia teria desvalorizado 25,2% no período. Esse desempenho reflete os dois anúncios da Aneel sobre a 3ª Revisão Tarifária periódica da Companhia que ocorreu em 10/04/2012 (divulgação do índice de revisão preliminar) e 02/07/2012 (divulgação do índice de revisão final). Para mais informações sobre os resultados da revisão e reajuste tarifários da Companhia, vide o capítulo "Regulatório" na página 10. No mesmo período, o Ibovespa apresentou queda de 15,8% enquanto o IEE registrou valorização de 0,4%.

Durante o 2T12, a ação ELPL4 foi negociada em todos os pregões da BM&FBovespa. Os dados de liquidez mostram a realização de 38.469 negócios, envolvendo cerca de 83,3 milhões de ações preferenciais, com volume médio diário de R\$ 28,6 milhões no 2T12, no mercado à vista.

### AES Eletropaulo x Ibovespa x IEE

Base 100



1 - Índice - 29/06/2011 = 100

2 - Índice - 31/03/2012 = 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%	7.434.390	7,4%	7.434.390	4,4%
BNDES	1	0,0%	568.976	0,6%	568.977	0,3%
Outros (Free Float)	1.436.634	2,2%	92.735.446	92,1%	94.172.080	56,3%
<b>Total</b>	<b>66.604.817</b>	<b>100,0%</b>	<b>100.739.070</b>	<b>100,0%</b>	<b>167.343.887</b>	<b>100,0%</b>

Em 30/06/2012

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

Gerente de RI	e-mail	Telefone
Roberta Tenenbaum	<a href="mailto:roberta.tenenbaum@aes.com">roberta.tenenbaum@aes.com</a>	(11) 2195-7022
Analistas de RI	e-mail	Telefone
André Amorim	<a href="mailto:andre.amorim@aes.com">andre.amorim@aes.com</a>	(11) 2195-2428
Nathalia Boiseaux	<a href="mailto:nathalia.boiseaux@aes.com">nathalia.boiseaux@aes.com</a>	(11) 2195-2344
Thiago Tsukassa Tsuda	<a href="mailto:thiago.tsukassa@aes.com">thiago.tsukassa@aes.com</a>	(11) 2195-2353

[www.aeseletropaulo.com.br/ri](http://www.aeseletropaulo.com.br/ri)

[ri.aeseletropaulo@aes.com](mailto: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: Segunda-feira, 6 de agosto de 2012

HORÁRIO: 11h00 (BR) / 10h00 (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: 8614663#

DISPONIBILIDADE: 06.08.2012 a 12.08.2012

Os slides da apresentação estarão disponíveis para visualização e download no website [www.aeseletropaulo.com.br/rj](http://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	2T11	2T12	1S11	1S12	Var (%) 2T12 x 2T11	Var (%) 1S12 x 1S11
RESIDENCIAL	4.052,5	4.338,6	8.051,2	8.444,3	7,1%	4,9%
INDUSTRIAL	1.512,5	1.464,8	2.934,3	3.043,2	-3,2%	3,7%
COMERCIAL	2.878,8	2.965,1	5.846,2	5.689,7	3,0%	-2,7%
DEMAIS	693,7	746,8	1.384,2	1.401,9	7,6%	1,3%
<b>TOTAL DE CONSUMO FATURADO</b>	<b>9.137,5</b>	<b>9.515,2</b>	<b>18.215,9</b>	<b>18.444,7</b>	<b>4,1%</b>	<b>1,3%</b>
CONSUMO PRÓPRIO	11,2	11,1	22,8	22,6	-0,9%	-0,9%
<b>Total</b>	<b>9.148,8</b>	<b>9.526,3</b>	<b>18.238,7</b>	<b>18.467,3</b>	<b>4,1%</b>	<b>1,3%</b>
Faturamento - R\$ Milhões						
RESIDENCIAL	1.259,8	1.360,2	2.503,2	2.589,2	8,0%	3,4%
INDUSTRIAL	419,7	408,5	801,9	850,8	-2,7%	6,1%
COMERCIAL	852,4	873,9	1.719,6	1.692,8	2,5%	-1,6%
DEMAIS	170,1	182,7	335,5	343,7	7,4%	2,4%
<b>Total</b>	<b>2.702,0</b>	<b>2.825,3</b>	<b>5.360,2</b>	<b>5.476,4</b>	<b>4,6%</b>	<b>2,2%</b>

Consumo Clientes Livres - GWh	2T11	2T12	1S11	1S12	Var (%) 2T12 x 2T11	Var (%) 1S12 x 1S11
INDUSTRIAL	1.504,7	1.314,8	2.931,4	3.019,0	-12,6%	3,0%
COMERCIAL	271,8	365,9	560,0	523,7	34,6%	-6,5%
DEMAIS	332,4	333,1	657,9	662,8	0,2%	0,7%
<b>Total</b>	<b>2.109,0</b>	<b>2.013,7</b>	<b>4.149,3</b>	<b>4.205,5</b>	<b>-4,5%</b>	<b>1,4%</b>

Consumo Total (Incluindo Clientes Livres) - GWh *	2T11	2T12	1S11	1S12	Var (%) 2T12 x 2T11	Var (%) 1S12 x 1S11
RESIDENCIAL	4.052,5	4.338,6	8.051,2	8.309,9	7,1%	3,2%
INDUSTRIAL	3.017,2	2.779,5	5.865,7	6.062,2	-7,9%	3,4%
COMERCIAL	3.150,6	3.331,0	6.406,2	6.213,4	5,7%	-3,0%
DEMAIS	1.026,1	1.079,8	2.042,1	2.064,6	5,2%	1,1%
<b>Total</b>	<b>11.246,5</b>	<b>11.528,9</b>	<b>22.365,2</b>	<b>22.650,2</b>	<b>2,5%</b>	<b>1,3%</b>

\* não inclui consumo próprio

TUSD	2T11	2T12	1S11	1S12	Var (%) 2T12 x 2T11	Var (%) 1S12 x 1S11
Receita Líquida - R\$ Milhões	179,6	180,1	356,1	350,5	0,3%	-1,6%
GWh	2.109,0	2.013,7	4.149,3	4.205,5	-4,5%	1,4%
<b>Tarifa (R\$/GWh)</b>	<b>85,2</b>	<b>89,4</b>	<b>171,6</b>	<b>169,7</b>	<b>5,0%</b>	<b>-1,1%</b>

TARIFA MÉDIA - R\$/MWh	2T11	2T12	1S11	1S12	Var (%) 2T12 x 2T11	Var (%) 1S12 x 1S11
RESIDENCIAL	310,9	313,5	621,8	623,1	0,8%	0,2%
INDUSTRIAL	277,5	278,9	546,3	559,1	0,5%	2,3%
COMERCIAL	296,1	294,7	588,3	595,1	-0,5%	1,1%
DEMAIS	245,2	244,6	484,7	490,3	-0,2%	1,2%
<b>TOTAL</b>	<b>295,7</b>	<b>296,9</b>	<b>588,5</b>	<b>593,8</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,9%</b>

Demonstração dos Resultados	2T11	2T12	1S11	1S12	Var (%) 2T12 x 2T11	Var (%) 1S12 x 1S11
Receita Bruta	3.732,5	3.837,7	7.465,8	7.672,4	2,8%	2,8%
Deduções à Receita Operacional	(1.341,6)	(1.386,2)	(2.651,4)	(2.748,4)	3,3%	3,7%
<b>Receita Líquida</b>	<b>2.390,9</b>	<b>2.451,5</b>	<b>4.814,4</b>	<b>4.924,0</b>	<b>2,5%</b>	<b>2,3%</b>
Despesas Operacionais	(1.700,1)	(2.025,1)	(3.406,6)	(3.961,6)	19,1%	16,3%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.062,2)	(1.320,4)	(2.144,7)	(2.531,3)	24,3%	18,0%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(278,9)	(331,0)	(555,1)	(655,5)	18,7%	18,1%
Pessoal + Entidade de Previdência Privada	(155,4)	(189,7)	(306,6)	(374,2)	22,1%	22,1%
Materiais	(13,0)	(12,7)	(24,7)	(26,7)	-2,1%	8,1%
Serviços de Terceiros	(110,0)	(113,8)	(224,6)	(232,2)	3,5%	3,4%
Outros	(80,6)	(57,4)	(150,9)	(141,7)	-28,8%	-6,1%
Outras Receitas e Despesas	(165,6)	(183,0)	(333,4)	(400,7)	10,5%	20,2%
<b>EBITDA</b>	<b>525,2</b>	<b>243,5</b>	<b>1.074,3</b>	<b>561,7</b>	<b>-53,6%</b>	<b>-47,7%</b>
Desp. Passivo - FCESP	26,7	38,6	53,4	81,5	44,7%	52,7%
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>551,9</b>	<b>282,1</b>	<b>1.127,7</b>	<b>643,3</b>	<b>-48,9%</b>	<b>-43,0%</b>
Depreciação e Amortização	(126,6)	(119,6)	(251,7)	(244,5)	-5,5%	-2,9%
Receitas Financeiras	66,2	59,4	138,1	129,8	-10,3%	-6,0%
Despesas Financeiras	(98,6)	(95,1)	(202,7)	(215,0)	-3,5%	6,1%
Var. Cambial/Mont. (Liq.)	22,7	5,3	53,3	27,5	-76,5%	-48,5%
Resultado Financeiro	(9,6)	(30,4)	(11,3)	(57,7)	216,0%	411,0%
<b>Resultado antes da Tributação</b>	<b>389,1</b>	<b>93,5</b>	<b>811,3</b>	<b>259,6</b>	<b>-76,0%</b>	<b>-68,0%</b>
Imposto de Renda e Contribuição Social	(133,7)	(36,9)	(274,1)	(92,7)	-72,4%	-66,2%
<b>Lucro (prejuízo) Líquido</b>	<b>255,4</b>	<b>56,6</b>	<b>537,3</b>	<b>166,9</b>	<b>-77,8%</b>	<b>-68,9%</b>



Receita Operacional Bruta - R\$ milhões	2T11	2T12	1S11	1S12	Var (%) 2T12 x 2T11	Var (%) 1S12 x 1S11
Residencial	1.608,2	1.740,9	3.194,9	3.385,0	8,3%	5,9%
Comercial	1.038,3	1.064,5	2.094,6	2.140,6	2,5%	2,2%
Industrial	511,8	498,1	980,0	961,7	-2,7%	-1,9%
Rural	0,9	0,9	1,7	1,8	3,1%	4,3%
Poder Público	107,4	111,9	209,2	214,5	4,2%	2,5%
Iluminação Pública	42,2	48,8	86,5	92,9	15,6%	7,4%
Serviço Público	45,0	48,2	88,5	94,8	7,0%	7,1%
<b>Total de Fornecimento</b>	<b>3.353,8</b>	<b>3.513,4</b>	<b>6.655,3</b>	<b>6.891,2</b>	<b>4,8%</b>	<b>3,5%</b>
<b>Outros</b>				-		
Energia no Curto Prazo	9,8	44,2	18,9	56,1	352,3%	196,5%
Não Faturado	(12,7)	(87,9)	17,3	(32,3)	592,6%	N.D.
Dif. de alíquota - PIS/Cofins - Não Faturado	(20,5)	(3,6)	(36,8)	4,2	-82,7%	N.D.
Rec. Disponibilidade da Rede Elétrica (TUSD)	207,5	207,3	419,7	409,3	-0,1%	-2,5%
Receita de Ultrapassagem de Demanda Excedente Reativa	-	(28,9)	-	(61,3)	N.D.	N.D.
Outros	194,7	193,2	391,4	403,1	-0,8%	3,0%
<b>Total Outros</b>	<b>378,7</b>	<b>324,3</b>	<b>810,5</b>	<b>781,2</b>	<b>-14,4%</b>	<b>-3,6%</b>
<b>Total Receita Bruta</b>	<b>3.732,5</b>	<b>3.837,7</b>	<b>7.465,8</b>	<b>7.672,4</b>	<b>2,8%</b>	<b>2,8%</b>
<b>Deduções do Resultado Bruto</b>						
<b>ICMS por classe</b>						
Residencial	(348,3)	(380,8)	(691,7)	(731,7)	9,3%	5,8%
Comercial	(185,9)	(190,6)	(375,0)	(383,2)	2,5%	2,2%
Industrial	(92,1)	(89,6)	(178,0)	(173,0)	-2,7%	-2,8%
Rural	(0,0)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	16,4%	13,6%
Poder Público	(10,6)	(11,3)	(20,6)	(21,6)	6,4%	4,6%
Iluminação Pública	(7,5)	(8,2)	(15,5)	(16,1)	9,1%	4,0%
Serviço Público	(7,2)	(7,6)	(14,2)	(15,0)	5,2%	5,3%
Outros	(36,2)	(36,2)	(71,7)	(70,3)	0,0%	-2,0%
<b>Total ICMS por classe</b>	<b>(687,9)</b>	<b>(724,3)</b>	<b>(1.366,9)</b>	<b>(1.411,0)</b>	<b>5,3%</b>	<b>3,2%</b>
<b>Outras</b>						
Encargos do Consumidor - ECE	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	34,2%	-34,6%
Encargos do Consumidor - RGR	(29,0)	(17,1)	(34,5)	(34,2)	-40,9%	-0,9%
Encargos do Consumidor - PROINFA	(11,4)	(10,5)	(22,5)	(20,5)	-7,9%	-8,9%
Encargos do Consumidor - Lei nº. 12.111	(6,4)	(3,3)	(12,9)	(9,9)	-47,7%	-23,0%
Encargos Consumidor - Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	(21,2)	(11,1)	(42,9)	(33,1)	-47,7%	-23,0%
Encargos Consumidor - CCC	(149,3)	(163,0)	(298,7)	(326,1)	9,2%	9,2%
Encargos Consumidor - CDE	(110,4)	(123,5)	(220,9)	(246,9)	11,8%	11,8%
Outros (PIS, Cofins e ISS)	(325,9)	(333,3)	(652,1)	(666,7)	2,3%	2,2%
<b>Total Outras</b>	<b>(653,6)</b>	<b>(661,9)</b>	<b>(1.284,6)</b>	<b>(1.337,5)</b>	<b>1,3%</b>	<b>4,1%</b>
<b>Receita Líquida</b>	<b>2.390,9</b>	<b>2.451,5</b>	<b>4.814,4</b>	<b>4.924,0</b>	<b>2,5%</b>	<b>2,3%</b>

Energia Elétrica Comprada para Revenda - R\$ Milhões	2T11	2T12	1S11	1S12	Var (%) 2T12 x 2T11	Var (%) 1S12 x 1S11
AES Tietê Contrato Bilateral	400,9	485,1	804,7	985,1	21,0%	22,4%
ITAIPU	209,8	263,6	429,9	494,4	25,6%	15,0%
Bilaterais	9,2	1,8	9,7	1,7	-80,6%	-82,2%
Curto Prazo / Disponibilidade	4,5	0,1	2,0	0,6	-97,1%	-70,1%
Leilão - CCEAR	492,7	629,0	992,7	1.163,6	27,7%	17,2%
PROINFA	39,4	52,9	96,2	106,3	34,1%	10,6%
Outros - Reversão de provisão de icms sobre perdas comerciais	11,1	-	25,9	-	-100,0%	-100,0%
(-) Créditos - PIS/COFINS	(105,6)	(112,2)	(216,3)	(220,4)	6,3%	1,9%
<b>Total</b>	<b>1.062,2</b>	<b>1.320,4</b>	<b>2.144,7</b>	<b>2.531,3</b>	<b>24,3%</b>	<b>18,0%</b>

Encargos Uso Sistema de Transmissão e Distribuição - R\$ Milhões	2T11	2T12	1S11	1S12	Var (%) 2T12 x 2T11	Var (%) 1S12 x 1S11
Rede Básica e ONS	215,6	267,4	432,6	529,6	24,0%	22,4%
Encargos do Serviço do Sistema - ESS	47,7	47,6	91,1	93,5	-0,2%	2,7%
Transporte Itaipu / Outros	20,0	21,4	40,0	42,6	7,1%	6,5%
CUSD	5,8	3,1	11,7	5,6	-46,8%	-52,2%
Conexão	17,6	20,8	35,2	40,7	17,9%	15,6%
(-) Créditos - PIS/COFINS	(27,9)	(29,2)	(55,5)	(56,5)	4,8%	1,7%
<b>Total</b>	<b>278,9</b>	<b>331,0</b>	<b>555,1</b>	<b>655,5</b>	<b>18,7%</b>	<b>18,1%</b>

Pessoal - em R\$ milhões	2T11	2T12	1S11	1S12	Var (%) 2T12 x 2T11	Var (%) 1S12 x 1S11
Pessoal e Encargos	108,1	124,4	218,5	251,9	15,0%	15,3%
Entidade de Previdência	28,4	40,5	56,8	85,4	42,7%	50,4%
Acordos e Condenações Trabalhistas	18,9	24,8	31,3	36,9	31,3%	18,0%
<b>Total</b>	<b>155,4</b>	<b>189,7</b>	<b>306,6</b>	<b>374,2</b>	<b>22,1%</b>	<b>22,1%</b>

Outras Despesas Operacionais - em R\$ milhões	2T11	2T12	1S11	1S12	Var (%) 2T12 x 2T11	Var (%) 1S12 x 1S11
PCLD e Baixas	29,5	34,5	49,2	73,7	16,9%	49,9%
Provisão (Reversão) para contingências	13,2	(24,1)	26,0	(19,7)	-283,2%	-175,7%
Condenações e Acordos Judiciais	5,4	14,7	7,5	19,1	172,7%	154,7%
Demais *	32,6	32,4	68,2	68,6	-0,7%	0,6%
<b>Total</b>	<b>80,6</b>	<b>57,4</b>	<b>150,9</b>	<b>141,7</b>	<b>-28,8%</b>	<b>-6,1%</b>

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

Resultado Financeiro - R\$ milhões	2T11	2T12	1S11	1S12	Var (%) 2T12 x 2T11	Var (%) 1S12 x 1S11
<b>Receitas financeiras:</b>						
Renda de aplicações financeiras	36,1	30,8	79,5	74,9	-14,6%	-5,7%
Acréscimo moratório - consumidores	21,7	21,4	41,8	41,3	-1,5%	-1,1%
Multas	0,7	1,2	4,0	3,3	64,9%	-16,4%
Renda de Títulos e Valores Mobiliários Alienados - LFT	1,3	-	2,5	0,4	-100,0%	-82,0%
Outras	6,4	6,0	10,4	9,8	-6,3%	-5,6%
<b>Subtotal</b>	<b>66,2</b>	<b>59,4</b>	<b>138,1</b>	<b>129,8</b>	<b>-10,3%</b>	<b>-6,0%</b>
<b>Despesas financeiras:</b>						
Encargo de dívidas - Empréstimos moeda nacional	(87,9)	(77,1)	(172,8)	(165,0)	-12,2%	-4,5%
Encargo de dívidas - Empréstimos moeda estrangeira	0,0	0,1	0,1	0,1	65,0%	16,0%
(-) Transferido para o custo das imobilizações em curso	8,9	1,6	18,5	4,7	-81,5%	-74,5%
Multas Moratórias, Compensatórias e Sancionatórias	(10,9)	(9,6)	(32,9)	(38,6)	-12,1%	17,4%
Outras	(9,4)	(10,1)	(16,3)	(16,1)	7,0%	-1,2%
<b>Subtotal</b>	<b>(98,6)</b>	<b>(95,1)</b>	<b>(202,7)</b>	<b>(215,0)</b>	<b>-3,5%</b>	<b>6,1%</b>
<b>Variação monetária e cambial líquida:</b>						
Moeda Nacional	20,9	21,2	50,1	39,5	1,2%	-21,2%
Moeda Estrangeira	1,8	(15,0)	4,7	(12,0)	N.D.	N.D.
Impacto CVA - Despacho 2.877 - ANEEL	-	-	(1,5)	-	N.D.	-100,0%
(-) Transferido para o custo das imobilizações em curso	0,0	(0,8)	0,0	(0,0)	N.D.	N.D.
<b>Subtotal</b>	<b>22,7</b>	<b>5,3</b>	<b>53,3</b>	<b>27,5</b>	<b>-76,5%</b>	<b>-48,5%</b>
<b>Total Despesa Financeira</b>	<b>(75,9)</b>	<b>(89,8)</b>	<b>(149,4)</b>	<b>(187,5)</b>	<b>18,3%</b>	<b>25,5%</b>
<b>Total Resultado Financeiro</b>	<b>(9,6)</b>	<b>(30,4)</b>	<b>(11,3)</b>	<b>(57,7)</b>	<b>216,0%</b>	<b>411,0%</b>

BALANÇO		
ATIVO (R\$ milhões)	30/06/2011	30/06/2012
<b>CIRCULANTE</b>	<b>2.960,3</b>	<b>3.136,0</b>
Disponibilidades	1.042,8	1.082,8
Contas a Receber	1.732,4	1.855,3
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa:	(369,0)	(384,9)
Tributos e Contribuições Sociais	343,8	335,7
Estoques	54,1	62,8
Outros Créditos	156,2	184,2
<b>NÃO-CIRCULANTE</b>	<b>7.510,5</b>	<b>7.521,1</b>
Tributos e Contribuições Sociais	100,1	110,1
Contas a Receber	178,0	85,6
Provisão para Devedores Duvidosos	(138,2)	(47,7)
Ativo Financeiro de concessão	970,5	1.034,9
Outros Créditos	547,9	620,3
Investimentos	9,5	9,5
Imobilizado	12,7	7,5
Intangível	5.830,0	5.701,0
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>10.470,9</b>	<b>10.657,1</b>
PASSIVO (R\$ milhões)	30/06/2011	30/06/2012
<b>CIRCULANTE</b>	<b>2.496,9</b>	<b>2.332,1</b>
Fornecedores	875,2	1.123,6
Empréstimos, Financiamentos e Debentures	-	-
Moeda Nacional	253,7	300,1
Moeda Estrangeira	0,0	0,0
Fundação CESP	0,0	0,2
Impostos, Taxas e Contribuições	729,3	336,8
Folha de Pagamento	1,2	1,2
Provisões	175,9	110,1
Dividendos e JSCP Declarados	25,2	21,8
Outros	436,3	438,2
<b>EXIGÍVEL A LONGO PRAZO</b>	<b>4.527,8</b>	<b>4.683,1</b>
Impostos, Taxas e Contribuições	172,0	184,1
Empréstimos, Financiamentos e Debentures	-	-
Moeda Nacional	2.377,5	2.690,3
Moeda Estrangeira	0,0	0,0
Fundação CESP	1.303,5	1.186,6
Provisões	391,8	380,9
Outros	282,9	241,1
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>3.446,1</b>	<b>3.641,9</b>
Capital Social Realizado	1.057,6	1.057,6
Reservas de Capital	16,0	16,9
Reservas de Reavaliação	1.578,9	1.374,1
Reserva legal	211,6	211,5
Reserva Especial	-	765,0
Lucros Acumulados	44,7	50,0
Dividendos Declarados	-	-
Lucro do Exercício	537,3	166,9
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>	<b>10.470,9</b>	<b>10.657,1</b>

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
<b>Subtotal</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
	Short Term	Long Term	Total
RELUZ	0,9	1,8	2,6
DEBÊNTURES - 9ª Emissão	9,4	244,8	254,1
DEBÊNTURES - 10ª Emissão	211,0	197,9	408,9
DEBÊNTURES - 11ª Emissão	3,3	199,2	202,4
DEBÊNTURES - 12ª Emissão	9,4	398,4	407,9
DEBÊNTURES - 13ª Emissão	25,1	374,2	399,2
DEBÊNTURES - 14ª Emissão	5,3	595,4	600,7
CCB - Citibank	51,8	98,2	150,0
CCB - Bradesco	35,5	559,6	595,1
BNDES - Finame	0,2	4,5	4,6
FINEP	0,0	6,9	6,9
Outros	0,3	0,0	0,3
Leasing	6,6	2,1	8,7
Subvenções Governamentais	-0,2	-1,4	-1,6
<b>Subtotal</b>	<b>358,5</b>	<b>2.681,4</b>	<b>3.039,8</b>
Fundação Cesp - Confissão de Dívida	0,0	591,9	591,9
Fundação Cesp - Ajuste de Reserva Matemática	0,0	594,9	594,9
Fundação Cesp - Custo Atuarial	0,0	0,0	0,0
<b>Total Fundação CESP</b>	<b>0,0</b>	<b>1.186,8</b>	<b>1.186,8</b>
<b>Total com Fundação CESP</b>	<b>358,6</b>	<b>3.868,2</b>	<b>4.226,7</b>

R\$ milhões

<b>Dívida</b>	<b>4.218,0</b>
Disponibilidades*	1.082,8
<b>Dívida Líquida</b>	<b>3.135,2</b>
Leasing	8,7
<b>Dívida Líquida sem Leasing</b>	<b>3.126,5</b>

\* Caixa + Títulos e Valores Mobiliários

Ativos e Passivos Regulatórios				
Demonstração dos Resultados	2T11	2T12	1S11	1S12
Receita Líquida	77,8	518,2	141,8	866,2
Despesas Operacionais	22,5	(249,4)	92,6	(391,3)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	20,9	(212,7)	89,5	(304,8)
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	1,6	(36,7)	3,2	(86,6)
Serviços de Terceiros	-	-	-	-
EBITDA	100,3	268,7	234,4	474,8
Receitas Financeiras	(3,7)	(13,7)	(6,2)	(14,0)
Var. Cambial/Monetária (Liq.)	9,4	3,6	16,7	15,5
Resultado Financeiro	5,7	(10,1)	10,6	1,5
Resultado antes dos Tributos	106,0	258,6	245,0	476,3
Imposto de Renda e Contribuição Social	(36,0)	(87,9)	(83,3)	(161,9)
Lucro (prejuízo) Líquido	70,0	170,7	161,7	314,4

Ativos e Passivos Regulatórios			
ATIVO (R\$ mil)	04.06.2011 à 04.06.2012	04.06.2012 à 04.06.2013	Total
<b>CIRCULANTE</b>	<b>(366.192)</b>	<b>-</b>	<b>(366.192)</b>
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(26.040)	-	(26.040)
Energia Itaipu - custo/variação cambial	(32.565)	-	(32.565)
Transporte de energia - Itaipu	(51)	-	(51)
Transporte de energia pela rede básica	(4.109)	-	(4.109)
Ajuste Financeiro e Outros	(5.011)	-	(5.011)
Compra de energia elétrica	(205.987)	-	(205.987)
Proinfa	(25.816)	-	(25.816)
Sobrecontratação	(66.613)	-	(66.613)
<b>NÃO-CIRCULANTE</b>	<b>-</b>	<b>(186.258)</b>	<b>(186.258)</b>
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	(8.706)	(8.706)
Energia Itaipu - custo/variação cambial	-	(6.244)	(6.244)
Ajuste Financeiro e Outros	-	(7.514)	(7.514)
Compra de energia elétrica	-	(136.569)	(136.569)
Reserva Global de Reversão - RGR	-	(27.225)	(27.225)
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>(366.192)</b>	<b>(186.258)</b>	<b>(552.450)</b>
PASSIVO (R\$ mil)	04.06.2011 à 04.06.2012	04.06.2012 à 04.06.2013	Total
<b>CIRCULANTE</b>	<b>331.037</b>	<b>-</b>	<b>331.037</b>
Conta de Consumo de Combustível - CCC	4.511	-	4.511
Energia Itaipu - custo/variação cambial	217.407	-	217.407
Encargos do serviço do sistema - ESS	11.150	-	11.150
Ajuste Financeiro e Outros	4.274	-	4.274
Impacto Revisão Tarifária Fator Xe	36.186	-	36.186
Efeito Neutralidade	42.789	-	42.789
Reserva Global de Reversão - RGR	14.720	-	14.720
<b>EXIGÍVEL A LONGO PRAZO</b>	<b>1.125.430</b>	<b>63.746</b>	<b>1.189.176</b>
Encargos do serviço do sistema - ESS	-	9.800	9.800
Energia Itaipu - custo/variação cambial	-	15.587	15.587
Transporte de energia pela rede básica	-	1.417	1.417
Sobrecontratação	-	19.012	19.012
Impacto Revisão Tarifária Fator Xe	72.372	-	72.372
Reserva Global de Reversão - RGR	-	17.930	17.930
Impacto da postergação da Revisão Tarifária	1.053.058	-	1.053.058
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>	<b>1.456.467</b>	<b>63.746</b>	<b>1.520.213</b>
<b>TOTAL GERAL - Líquido</b>	<b>1.090.275</b>	<b>(122.512)</b>	<b>967.763</b>



## 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.