

AES ELETROPAULO ALCANÇA EBITDA DE R\$ 732,1 MILHÕES

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

Na área de concessão da AES Eletropaulo, no 2T10, o consumo dos clientes cativos cresceu 4,7% em relação ao mesmo período de 2009, atingindo 8.894 GWh o que contribuiu para alcançar a receita líquida de R\$ 2.208 milhões. O bom desempenho das classes residencial e comercial, bem como a recuperação da classe industrial, explicam o bom desempenho do mercado. Além disso, a retomada de consumo do mercado livre que alcançou 2.010 GWh, impulsionou o crescimento no consumo do mercado total de 6,8%. A receita da Companhia também foi afetada pelo Reajuste Tarifário Anual de +14,88% (desde 4 de Julho de 2009).

O Ebitda e o Lucro Líquido da Companhia foram influenciados positivamente por efeitos de itens não recorrentes, relacionados à venda da AES EP Telecom e caso Banco Santos, com impacto de R\$ 265,4 milhões no Ebitda e R\$ 245,3 milhões no lucro líquido do segundo trimestre de 2010. Ainda que esses itens fossem excluídos de nosso resultado, o desempenho seria superior ao apresentado no mesmo período de 2009.

Como eventos subsequentes, (i) a Aneel concedeu à Eletropaulo um Reajuste Tarifário positivo em 8,00%, efetivo a partir do dia 4 de Julho de 2010 e com efeito médio percebido pelo consumidor de 1,62%; e (ii) a AES Eletropaulo desistiu da ação junto a Aneel relacionada ao contrato bilateral com a AES Tietê em 05/08/2010.

Em 5 de agosto de 2010, dando continuidade a prática de distribuição da totalidade dos resultados na forma de proventos, foi aprovada pelo Conselho de Administração a proposta da diretoria de distribuição de R\$ 625,5 milhões na forma dividendos.

↑	Aumento de 4,7% no consumo do mercado cativo	↑	Receita líquida superior em 16,6%	↑	Acréscimo de 114,2% no Ebitda	↑	Lucro líquido 200,6% superior	↑	Redução de 0,7p.p. em perdas	↑	Aprovada a distribuição de R\$ 625,5 milhões na forma de dividendos relativos ao 1S10
---	--	---	-----------------------------------	---	-------------------------------	---	-------------------------------	---	------------------------------	---	---

R\$ milhões	2T09	2T10	Var (%)
Receita Líquida	1.893,2	2.208,1	16,6%
Despesas Operacionais ¹	(1.541,2)	(1.726,1)	12,0%
EBITDA	341,7	732,1	114,2%
Margem EBITDA	18,1%	33,2%	83,7%
EBITDA ajustado ²	385,6	771,6	100,1%
Margem EBITDA Ajustado	18,1%	33,2%	83,7%
Lucro/Prejuízo Líquido	154,9	465,8	200,6%
Margem Líquida	8,2%	21,1%	157,8%
Patrimônio Líquido (PL)	3.600,9	3.902,5	8,4%
Investimentos (Capex)	111,6	130,7	17,2%

INDICADORES	2T09	2T10	Var (%)
Dívida Líquida ³ (R\$ milhões)	2.980,9	2.882,1	-3,3%
Dívida Líquida / PL (vezes)	0,8 x	0,7 x	
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado ⁵ (vezes)	1,7 x	1,3 x	
EBITDA Ajustado/ Desp. Fin. Consolidada (vezes)	-4,5 x	-6,5 x	

DADOS OPERACIONAIS	2T09	2T10	Var (%)
Mercado Cativo (GWh)	8.492,7	8.893,5	4,7%
Tarifa Média (R\$/GWh) ⁴	269,5	291,6	8,2%
Funcionários	4.214	4.557	8,1%
Consumidor/ Funcionários	1.388	1.321	-4,8%

1 - Não inclui depreciação

2 - EBITDA ajustado com Fcsep

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, 05 de agosto de 2010 - A Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (BOVESPA: ELPL3, ELPL5 e ELPL6; OTC: EPUMY e ELPSY), maior empresa de distribuição de energia elétrica da América Latina, anunciou hoje os resultados referentes ao segundo trimestre de 2010. As informações operacionais e financeiras da Companhia, exceto se estiverem indicadas de outra forma, são apresentadas com base em números da controladora e em milhares de reais, conforme a Legislação Societária.

Escala	Ratings	Fitch ¹	S&P ²	Moody's ³
	Nacional	A+	AA+	Aa1
	Internacional	BB	BB+	Baa3

últimas atualizações:

1 - Fitch elevou o rating nacional e internacional da Cia. em 09/2009

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

ELPL6: R\$ 37,40 (04/08/2010)

VALOR DE MERCADO: R\$ 6.259 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 3.564 milhões

DESTAQUES DO 2T10

Operacional

- ↑ O consumo total na área de concessão da AES Eletropaulo foi de 10.904 GWh +6,8% superior ao 2T09. Ver página 3.
- ↑ Percentual de Perdas nos últimos 12 meses apresentou queda de 0,7 ponto percentual, 11,3% no 2T10 ante 12,0% no 2T09.

Financeiro

- ↑ Totalizando R\$ 2.208,1 milhões, a receita líquida foi 16,6% superior a obtida no mesmo período do ano anterior. Ver página 12.
- ↑ Liquidação financeira da AES EP Telecom impactou positivamente o Ebitda em R\$ 265,4 milhões e em R\$ 175,1 milhões o lucro líquido.
- ↑ Fim do recurso do Banco Santos possibilitou a reversão do passivo remanescente, gerando um efeito positivo de R\$ 70,1 milhões no lucro líquido.
- ↑ Impulsionados pelos efeitos não-recorrentes do período, Ebitda e lucro líquido atingiram R\$ 732,1 milhões e R\$ 465,8 milhões, respectivamente. Ver páginas 17 e 19.

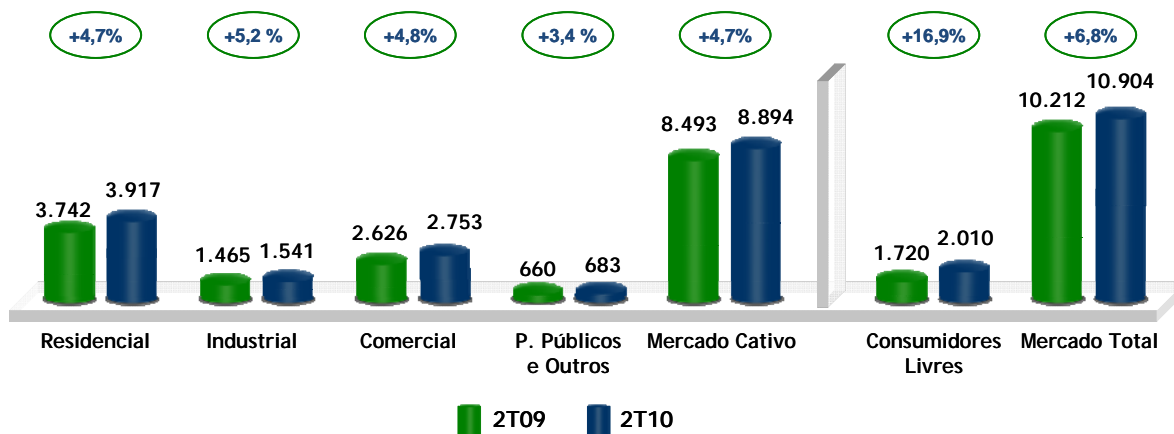
Eventos Subsequentes

- ↑ Aneel autorizou o reajuste tarifário anual para o período de 2010/2011 positivo de 8,00%, conforme publicações da Resolução Homologatória nº 1.025/2010 e Nota Técnica nº 212/2010. Ver página 8.
- ↑ Dividendos intermediários: Foi aprovada em reunião do Conselho de Administração da Companhia, em 5 de agosto de 2010, a distribuição de dividendos no montante de R\$ 625,5 milhões, sendo R\$ 3,525718056 por ação ordinária e R\$ 3,878289862 por ação preferencial. A serem pagos em duas parcelas iguais em 15 de setembro de 2010 e 7 de dezembro de 2010.

DESEMPENHO OPERACIONAL

CONSUMO

Comparação do Consumo* (GWh)



*Não considera consumo próprio

No 2T10, a aceleração do crescimento da economia doméstica favoreceu o mercado de energia como um todo. O mercado total (cativos+livres) da AES Eletropaulo somou 10.904 GWh no 2T10, aumento de 6,8% em relação ao mesmo período do ano passado. Os clientes cativos, que representam 81,6% no mercado total, somaram 8.894 GWh, correspondente a alta de 4,7%, explicada principalmente pelo maior consumo nas classes industrial, crescimento de 5,2%, na classe comercial, 4,8% superior e na classe residencial com aumento de 4,7%. Já para os clientes livres foram entregues 2.010 GWh no 2T10, crescimento de 16,9% em relação ao 2T09.

Ao se comparar com o 1T10, o mercado total cresceu 5,3% no 2T10, efeito causado pela sazonalidade — visto que o consumo no 1º trimestre é normalmente inferior em razão de feriados e férias.

Desempenho do mercado por classe de consumo

Residencial

O consumo da classe residencial foi de 3.917 GWh no trimestre, 4,7% acima do 2T09. O crescimento no período foi decorrente dos seguintes fatores: (i) crescimento de 183 mil clientes nos últimos 12 meses; e (ii) alteração do limite mínimo de faturamento da baixa renda de 50Kwh para 30Kwh.

Quando comparado ao 1T10, o consumo da classe residencial apresentou aumento no consumo de 7,4%, reflexo dos 3,1 dias a mais na escala de faturamento (90,7 dias de leitura no 2T10 ante 87,6 dias no 1T10), além da própria sazonalidade do período.

Industrial

Aos clientes industriais cativos da AES Eletropaulo foram distribuídos 1.541 GWh, no 2T10, acréscimo de 5,2% em relação ao mesmo período de 2009, devido à recuperação da atividade econômica, principalmente do segmento industrial, que foi um dos mais afetados pela crise mundial. No segundo trimestre de 2010 a produção industrial no Estado de São Paulo apresentou aumento de 15,0% em relação ao 2T09. Destaca-se o crescimento do setor de máquinas e

equipamentos (42,3%), metalurgia básica (37,0%) e produtos do metal (35,2%), conforme dados do IBGE¹.

Na comparação do 2T10 com o 1T10, o consumo industrial cativo apresentou alta de 6,4%, consequência de 3,0 dias de faturamento a mais que no 2T10, além da própria sazonalidade

Comercial

O aumento de 4,8% no 2T10, em relação ao 2T09, deve-se à recuperação da atividade econômica, a adição de 295 novos clientes e ao crescimento de 9,4% das vendas físicas do varejo (conceito amplo) na Região Metropolitana de São Paulo¹.

Na comparação entre o 2T10 e o 1T10, o consumo cativo da classe comercial caiu 1,8%, devido à seguinte combinação: sazonalidade elevada no 1T10 e compensada, parcialmente, por 3,0 dias a mais no faturamento do 2T10.

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

O consumo cativo das demais classes foi de 683 GWh no 2T10, crescimento de 3,4% em relação ao mesmo período de 2009, e alta de 5,8% quando comparado ao 1T10. O aumento é resultado da maior sazonalidade e dos 3,3 dias a mais de faturamento no 2T10.

Clientes Livres

Devido à conjuntura econômica favorável, o mercado faturado dos clientes livres foi de 2010 GWh, acréscimo de 16,9% na comparação do 2T10 com o 2T09, período em que a queda do consumo por energia foi negativamente afetada pelos efeitos da crise financeira global. Ao final do 2T10, as unidades consumidoras livres na área de concessão da AES Eletropaulo totalizavam 239. Neste trimestre, 17 unidades consumidoras migraram para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), enquanto que 1 unidades retornou para o Ambiente de Contratação Regulado (ACR).

Ao se analisar os últimos 12 meses, 32 unidades consumidoras migraram para o ACL e 6 unidades retornaram para o Ambiente de Contratação Regulado (ACR). O efeito líquido da movimentação foi de 94 GWh a mais no ACL e, conseqüentemente, a redução do mesmo volume no ACR.

Para o ano de 2010 há expectativa de migração de 30 unidades para o ACL (310 GWh de consumo anualizado). Em janeiro de 2011, deverá ocorrer a saída do primeiro cliente livre para a rede básica, que representa 1,1% da carga total da AES Eletropaulo ou 620 GWh. Quando o cliente livre migra para a rede básica, deixa de usar as linhas de distribuição da Companhia e, portanto, deixa de pagar a Tarifa de Uso de Sistema de Distribuição (TUSD).

Clientes Livres	Período ⁴	número de unidades	GWh Faturado	Período ³	número de unidades	GWh Faturado no ano
Total de unidades	1T10	223	1.813	2T09	213	6.924
Migração para ACL ¹	2T10	17	35	últimos 12 meses	32	159
Retorno para o ACR ²	2T10	1	1	últimos 12 meses	6	65
Total de unidades	2T10	239	2.010	2T10	239	7.363

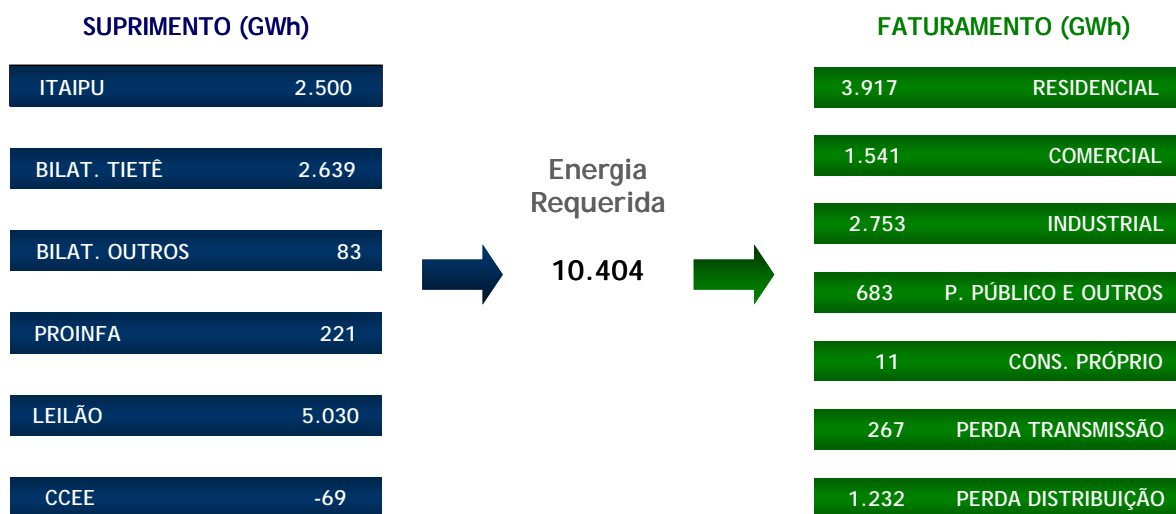
1 - ACL = Ambiente de Contratação Livre

2 - ACR = Ambiente de Contratação Regulado

3 - Último mês do período

¹ Dados referentes a abril-maio. Última informação disponibilizada pelo IBGE.

BALANÇO ENERGÉTICO - 2T10

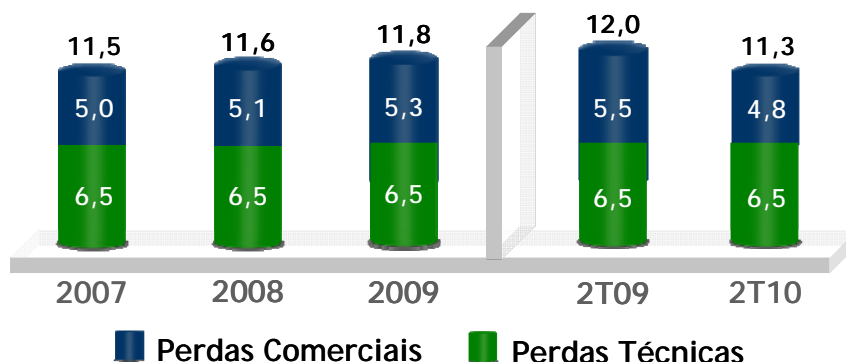


O resultado dos contratos de compra firmados e da energia requerida pelo consumo dos clientes cativos define o nível de contratação da Companhia. A previsão para o ano de 2010 é de que a AES Eletropaulo encerre o ano a um nível de contratação de 98,05%. Apesar desta subcontratação, o reconhecimento das exposições involuntárias está estimado em 166 MW médios (3,39% da energia requerida para 2010), suficiente para mitigar o risco de penalidade no ano. As compras frustradas no 6º e 7º leilões de energia existente, bem como a não realização dos leilões de ajuste de 2010 até o momento, explicam estas exposições involuntárias.

No segundo trimestre de 2010, a AES Eletropaulo teve sobra de 69 GWh a qual vendeu na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) a um preço de liquidação de diferenças (PLD) médio de R\$ 54,96 / MWh.

INDICADORES DE PERFORMANCE

Perdas (%) - (últimos 12 meses)



Obs - Perdas técnicas atuais utilizadas retroativamente como referência

O percentual de perdas é a taxa obtida por meio do volume faturado dividido pelo total do suprimento de energia medido na fronteira nos últimos 12 meses (48.338 GWh). Deduzem-se desse montante as energias retroativas faturadas relativas à recuperação de fraudes. Com base nessa

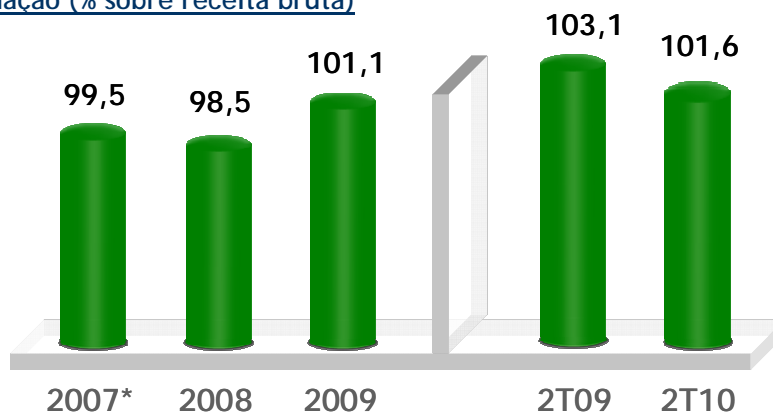
metodologia, a perda física apurada nos últimos 12 meses foi de 11,3%, sendo dividida em perdas técnicas (6,5%) e comerciais (4,8%).

A AES Eletropaulo alterou, desde janeiro de 2010, a metodologia do cálculo de perdas com o objetivo de eliminar as variações provenientes da escala de faturamento e, conseqüentemente, do descasamento entre a compra e a venda de energia. Para efeito de comparação, essa alteração foi feita retroativamente para 2009. Desta forma, a parcela de energia vendida aos clientes cativos passou a considerar a energia faturada e também a não faturada, como ocorre em outros demonstrativos financeiros. Esta alteração torna a energia de fronteira mais comparável à energia consumida no período, fornecendo assim um indicador mais estável e que reflete com maior precisão o nível de perdas de energia.

No 2º trimestre de 2010, a Companhia apresentou uma redução 0,7 ponto percentual nas perdas totais em comparação com o mesmo trimestre de 2009. Essa queda deve-se as iniciativas do plano de redução de perdas adotado durante o ano de 2009, conforme destaques abaixo:

- (i) intensificação do programa de recuperação de instalações cortadas: no 2T10 foram recuperadas 10,1 mil instalações, enquanto no 2T09 e no 1T10 foram recuperadas 2,1 mil e 7,3 mil, respectivamente. Essa iniciativa objetiva recuperar as instalações de clientes cortados por inadimplência, que deveriam ter quitado os débitos para solicitar a religação e que ao não efetuarem a referida quitação passam a consumir energia de forma irregular;
- (ii) inspeções de fraude: no 2T10 foram realizadas 83,3 mil inspeções de fraude e detectadas 12,4 mil irregularidades. No 2T09 foram detectadas 9,9 mil irregularidades em 89,0 mil inspeções e no 1T10 as irregularidades totalizaram 8,4 mil e 55,5 mil inspeções. Essas inspeções foram direcionadas para segmentos de elevado histórico de irregularidades e maior impacto no volume de energia agregada, além da maior taxa de assertividade nas inspeções realizadas entre os períodos comparados;
- (iii) substituição de medidores obsoletos: visa a troca de medidores de vida útil superada por medidores modernos de maior precisão de calibração e leitura, dirimindo as perdas de faturamento por baixa eficiência de leitura. Para 2010, a Companhia planeja substituir 120 mil medidores, crescimento de 66,7% em relação aos 72 mil substituídos em 2009. No 2T10 foram trocados 32,5 mil medidores obsoletos, enquanto no 2T09 foram substituídos 11,8 mil medidores obsoletos e 35,2 mil no 1T10; e
- (iv) regularização de ligações informais (clandestinas): no 2T10 foram regularizadas 14,8 mil ligações informais, enquanto no 2T09 e 1T10 foram regularizadas 20,2 mil e 15,6 mil ligações informais, respectivamente. Para 2010 a Companhia espera regularizar 45 mil ligações informais, até o 2T10 já foram regularizadas 30 mil instalações.

Taxa de Arrecadação (% sobre receita bruta)



* Antiga metodologia de cálculo que considerava apenas o fornecimento de energia

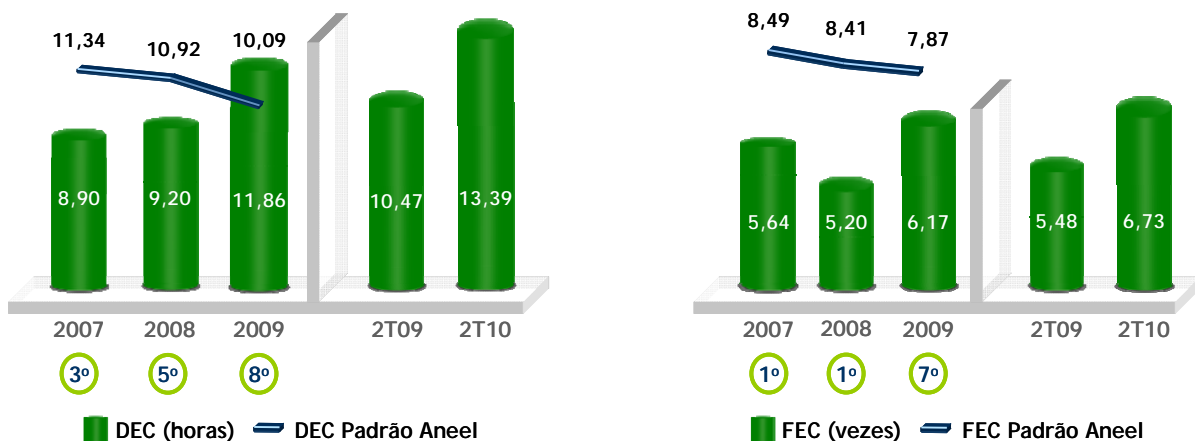
O cálculo da taxa de arrecadação considera a arrecadação total do período, dividida pela soma da receita de fornecimento, encargos e receitas de serviços constantes da fatura do consumidor ajustado pelo consumo “não-faturado”.

No 2T10, a taxa de arrecadação continuou acima de 100,0%, sendo de 103,1% no 2T09 e 101,6% no 2T10. Esse fenômeno é explicado pelos seguintes fatores:

- (i) arrecadação do subsídio da baixa renda em ambos os trimestres, sendo que o montante do subsídio recebido no 2T09 estava represado desde abril 2007;
- (ii) recebimento de acordos referentes à renegociação de títulos vencidos no tanto no 2T09 quanto no 2T10, valor de R\$ 53,6 milhões e R\$ 48,4 milhões respectivamente; e
- (iii) aprimoramento do processo de corte e negativação de clientes desde meados de 2009, que além de aumentar a adimplência das faturas emitidas no mês, gerou a recuperação de faturas não pagas em meses anteriores. A média mensal de cortes no 2T10 foi de 96,7 mil, comparada a 83,9 mil no 2T09. O número médio mensal de religações atingiu 88,2 mil no 2T10, ante 55,5 mil no 2T09, como reflexo do aumento do número de cortes.

É importante mencionar que a melhoria no volume e no montante envolvido na execução dos cortes ocorreu, principalmente, pelos ajustes nos critérios de seleção e estratégia de execução do serviço, que prioriza o corte dos inadimplentes de maior valor faturado.

DEC e FEC - (últimos 12 meses)



► DEC Padrão ANEEL para 2010: 9,32 horas

► FEC Padrão ANEEL para 2010: 7,39 vezes

○ Posição no ranking ABRADDE entre as 28 distribuidoras com mais de 500 mil consumidores

Os critérios de cálculo de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), definidos pela Aneel consideram as interrupções acima de 3 minutos e são expurgados os dias com volume atípico de ocorrências.

No 2º trimestre de 2010, os índices DEC e FEC da AES Eletropaulo foram de 13,39 horas e 6,73 vezes, respectivamente, representando um aumento em relação ao ano anterior e uma pequena melhora quando comparados aos indicadores do 1T10, que foram de 13,50 horas e 6,74 vezes. O índice pluviométrico do período foi de 208 milímetros, 22% superior ao registrado no 2T09, enquanto as descargas atmosféricas foram de 361 descargas, 83% inferiores entre os períodos comparados.

Os indicadores DEC e FEC consideram as ocorrências dos últimos 12 meses e, portanto, permanecem impactados pelas ocorrências dos trimestres anteriores, especialmente do 1º trimestre, quando o

índice pluviométrico e descargas atmosféricas foram de 958 milímetros e 45,0 mil descargas, respectivamente.

Visando o aprimoramento da qualidade do serviço e redução destes índices, a Companhia vem intensificando várias ações, dentre elas:

- (i) criação de 92 novas turmas de poda, com o objetivo de diminuir a principal causa de desligamentos que ocorrem por queda de árvores ou galhos. Conseqüentemente a Companhia passou a contar com um total de 117 turmas de podas. Até o 2T10 foram podadas 115 mil árvores, dos quais 74 mil no 2T10, comparadas a 34 mil no 2T09 e 41 mil no 1T10. Para 2010, a Companhia planeja a poda de 330 mil árvores, um crescimento de 105% em relação a 2009;
- (ii) acréscimo no número de turmas para atendimento de emergência. A Companhia possui atualmente 202 turmas e planeja aumentar esse número para 414 até o final de agosto de 2010, com o objetivo de reduzir o tempo de atendimento; e
- (iii) ampliação do horário de *call back*, até as 23h30 (anteriormente até as 22h), para redução do número de deslocamentos improdutivos. No 2T10, o percentual de deslocamentos improdutivos foi de 21% ante 27% no 2T09. No trimestre ocorreram 60,8 mil ocorrências e 13,0 mil deslocamentos improdutivos, enquanto no 2T09 foram 67,1 mil ocorrências e 18,4 mil deslocamentos improdutivos.

Adicionalmente, vale ressaltar que desde o início de 2010, não há mais penalidade por transgressão dos limites de DEC e FEC. As eventuais transgressões serão pagas por intermédio dos indicadores DIC, FIC e DMIC, ou seja, o ressarcimento será realizado diretamente ao consumidor. As metas para estes indicadores são individuais e levam em consideração tanto a característica da instalação do consumidor (alta, média ou baixa tensão) como a localização geográfica da instalação. Esses indicadores são estabelecidos com base na meta de DEC e FEC definidas pelo regulador (Aneel) para a distribuidora. Desta forma, a Companhia continua a divulgar o resultado dos indicadores DEC e FEC que, por sua vez, continuarão a ser utilizados tanto pelo regulador (Aneel) como pela ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica na divulgação do ranking anual do desempenho das concessionárias de distribuição de energia.

No 2T10, as penalidades pagas pela Companhia ao consumidor por eventuais transgressões dos indicadores DIC, FIC e DMIC totalizaram R\$ 10,9 milhões, em comparação a R\$ 8,2 milhões no 1T10. O aumento das penalidades pagas entre os trimestres explica-se pelo fato das transgressões serem pagas aos consumidores 60 dias após a apuração pela Companhia. Portanto, no 2T10 foram pagas as transgressões do início do ano, período com maior número de ocorrências.

REGULATÓRIO - 2010

REAJUSTE TARIFÁRIO DE 2010

No dia 29 de Junho de 2010, a Aneel autorizou reajuste tarifário médio de 8,00% à AES Eletropaulo, aplicado em sua tarifa desde 4 de Julho de 2010, conforme publicações da Resolução Homologatória nº 1.025/2010 e Nota Técnica nº 212/2010. Este reajuste consistiu em Reajuste Base e efeitos financeiros de acordo com a composição na tabela abaixo:

Reajuste Tarifário 2010		
Parcela A	Encargos Setoriais	3,31%
	Energia Comprada	2,08%
	Encargos de Transmissão	-0,28%
	Parcela A	5,11%
Parcela B		0,87%
Reajuste Base		5,97%
CVA Total		0,63%
Custos financeiros da Parcela A		-0,13%
Subsídios Tarifários		1,53%
Reajuste Total		8,00%

O aumento aplicado nas diversas classes de consumo apresentou os seguintes impactos percebidos pelos clientes:

Classe de Consumo	Índice
Alta Tensão Cativos	1,11%
Baixa Tensão Cativos	0,80%
Consumidores Livres	14,06%
Média Total	1,62%

Parcela A

A Parcela A foi corrigida em 7,12%, representando 5,11% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

(i) Encargos Setoriais - R\$ 1.595 milhões. Aumento de 24,80%. Com destaque para a elevação de 117% na Conta de Consumo de Combustível - CCC, que totalizou R\$ 597 milhões, devido às alterações na sistemática de reembolso dos custos de geração do Sistema Isolado introduzidas pela Medida Provisória 466/09, convertida pela Lei 12.111/09. Somente a variação desse encargo representou 3,37% do aumento tarifário deste ano, que compensado pela redução de outros encargos, explica o efeito de 3,31% referente aos encargos setoriais no reajuste tarifário de 2010, de 8%.

(ii) Energia Comprada - R\$ 4.714 milhões. O aumento de 4,40% decorre principalmente do incremento de 12% no preço médio ponderado dos leilões de energia contratada para os próximos 12 meses. O incremento foi compensado pela redução da taxa do dólar considerado no Reajuste Tarifário de 2010 - R\$ 1,8125 - diante do considerado no reajuste tarifário de 2009 - R\$ 1,9301.

(iii) Encargos de Transmissão - R\$ 1.042 milhões. A redução de 2,49% reflete sobretudo o resultado da 2ª revisão tarifária das transmissoras finalizada em junho de 2010 com efeitos retroativos a julho de 2009.

Parcela B

O índice de ajuste da Parcela B foi de 3,06%, que representa uma participação positiva de 0,87% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

1. IGP-M de 5,17%, no período de 12 meses findos em 29 de junho de 2010, e
2. Fator X equivalente a 2,11%, composto por:
 - Xa de 0,003%, calculado conforme a metodologia da Aneel e impactado principalmente pela diferença positiva entre o IGP-M (5,167%) e o IPCA (5,156%) no período tarifário; e
 - Xe de 2,00%, definido na 2ª Revisão Tarifária da AES Eletropaulo.

Componentes Financeiros

Os componentes financeiros aplicados a este Reajuste Tarifário totalizam R\$ 205 milhões, entre os quais destacamos: (i) R\$ 155 milhões de subsídios tarifários; (ii) R\$ 64 milhões de CVA; e (iii) efeito negativo de R\$ 16 milhões da neutralidade dos Encargos Setoriais de fevereiro à junho de 2010.

OFICIO DE ENCERRAMENTO N° 2.409/2007

No art. 37 do ofício de encerramento n°2.409/2007, publicado no dia 14 de novembro de 2007, a Aneel estabeleceu que o passivo financeiro das Transmissoras decorrente do diferimento do resultado da 1ª Revisão Tarifária deveria ser devolvido aos consumidores no próximo reajuste/revisão tarifária das concessionárias de distribuição, via passivo financeiro ao consumidor, pelo fato destes custos já terem sido repassados pelas distribuidoras via custo de Parcela A. No caso da Companhia, a Aneel estabeleceu um período de 24 meses contados a partir de 4 de julho de 2007. Esse impacto foi sentido no resultado operacional da AES Eletropaulo até junho de 2009.

RTE - Recomposição Tarifária Extraordinária

A RTE foi instituída para a distribuidora equacionar a parcela dos impactos financeiros incidentes sobre distribuidores e geradores do Sistema Interligado Nacional (SIN) em função do programa de racionamento de energia ocorrido em 2001. O prazo estipulado para a realização dos novos ativos regulatórios relacionados à RTE (para recompor perdas das distribuidoras) e Energia Livre (para recompor perdas das geradoras) foi de 70 meses para a AES Eletropaulo, a partir de 1º de janeiro de 2002. O prazo máximo para a recuperação foi definido em 6 anos.

Após análise econômico-financeira realizada pela Aneel, verificou-se um possível desequilíbrio entre a parcela recebida pelas distribuidoras e pelas geradoras. Isto motivou a necessidade de um ajuste final nos repasses financeiros da RTE.

Na Resolução Normativa 387, de 15 de dezembro de 2009, ficou estipulado que os repasses de energia livre pela Companhia deverão ser recalculados de forma retroativa desde fevereiro de 2002. O impacto negativo no resultado da AES Eletropaulo em virtude do equacionamento realizado foi de R\$ 4,2 milhões, reconhecidos no resultado do 2T10, dos quais R\$ 3,6 milhões correspondem a energia livre de uma geradora que não sofreu correção referente ao período de janeiro de 2004 até março de 2010, em virtude de liminar relacionada a discussão entre a referida geradora e o órgão regulador, Aneel.

ASSINATURA DO ADITIVO CONTRATUAL - EFEITO NEUTRALIDADE DA PARCELA A

Em 2009 houve uma discussão pública envolvendo o Regulador, as distribuidoras e a sociedade com o propósito de alterar os procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários, que resultou na “neutralidade” dos encargos setoriais da “Parcela A” a partir de fevereiro de 2010, ou seja, captura dos efeitos econômico-financeiros decorrentes das variações de mercado da concessionária sobre os encargos setoriais. A fórmula do reajuste tarifário faz parte do contrato de concessão assinado por todas as 64 distribuidoras no Brasil. Sendo assim, qualquer alteração na fórmula deveria ser feita sob a forma de aditivo contratual ao contrato de concessão, ou seja, de maneira bilateral entre Regulador e distribuidora.

Em 05/02/2010 foi publicado no Diário Oficial, modelo padrão do aditivo contratual aprovado pela Aneel, com as modificações na fórmula de cálculo dos reajustes tarifários anuais visando à neutralidade dos encargos setoriais da “Parcela A”.

A assinatura do referido aditivo (o segundo da AES Eletropaulo) foi aprovada pela Companhia e por seu acionista controlador, nas reuniões dos respectivos conselhos em 16 de abril de 2010, e gerou um impacto de R\$ 14,0 milhões no 2T10 e de R\$ 1,9 milhão no 1T10.

Para o cálculo do novo reajuste tarifário da Companhia, vigente desde 4 de julho de 2010, a Aneel já utilizou a nova metodologia de cálculo constante no segundo aditivo contratual visando a neutralidade da parcela A.

RECEITA OPERACIONAL BRUTA

A AES Eletropaulo registrou, no 2º trimestre de 2010, receita operacional bruta de R\$ 3.417,9 milhões, montante 16,1% (R\$ 473,5 milhões) superior à receita do 2T09. Esta variação é explicada principalmente pelo aumento de 14,0% (R\$ 394,3 milhões) na receita total de fornecimento e de 66,8% (R\$ 79,2 milhões) na rubrica Outras Receitas.

As principais razões do crescimento de 14,0% na receita de fornecimento foram:

- (i) maior consumo cativo (+4,7%) entre períodos. Todas as classes de consumo apresentaram desempenho positivo, com destaque para o aumento da classe industrial (+5,2%) devido à recuperação da economia.
- (ii) reajuste tarifário médio de +14,88% gerando um efeito médio percebido pelo consumidor de 13,03% a partir de 4 de julho de 2009; e
- (iii) efeito negativo do término da amortização do saldo da Parcela A referente à Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE. No 2T09, último trimestre com o referido efeito, houve uma adição de R\$ 56,3 milhões na receita bruta.

O aumento em Outras Receitas no período é reflexo da combinação de:

- (i) aumento de R\$ 64,3 milhões na receita da TUSD: reajuste tarifário de 2009 e recuperação do consumo faturado dos clientes livres;
- (ii) receita não recorrente no 2T09 no montante de R\$ 50,2 milhões referente a revisão tarifária de 2007;
- (iii) venda da sobra de energia por intermédio da CCEE (mercado spot) ocorrida no 2T09 no valor de R\$ 25,4 milhões; e
- (iv) impacto negativo de R\$ 14,0 milhões no 2T10 referente ao processo de neutralização dos encargos setoriais da Parcela A, retroativo a fevereiro de 2010, maiores detalhes na página 10.

Já em relação ao 1T10, a receita operacional bruta do 2T10 aumentou 4,4% (ou R\$ 143,8 milhões), consequência de:

- (i) acréscimo de 5,3% no mercado total em função do comportamento sazonal do consumo;
- (ii) aumento de R\$ 47,8 milhões na receita operacional bruta, devido ao menor diferimento de Encargos de Serviços do Sistema - ESS. Até o primeiro trimestre estávamos constituindo uma CVA passiva para o referido encargo. Porém no 2T10 houve aumento na cota do ESS em função do maior despacho do ONS - como consequência do início do período seco - e ao acionamento de térmicas devido ao procedimento operativo de curto prazo que visa à segurança energética.
- (iii) redução de R\$ 95,6 milhões em receitas não-faturadas, decorrente das variações nas escalas de faturamento entre os períodos considerados; e
- (iv) impacto negativo de R\$ 12,1 milhões, no 2T10, referente ao processo de neutralização dos encargos setoriais da Parcela A, retroativo a fevereiro de 2010.

DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL

As deduções da receita operacional no 2T10 totalizaram R\$ 1.209,8 milhões, aumento de 15,1% (R\$ 158,6 milhões) em relação ao 2T09 quando somaram R\$ 1.051,2 milhões.

A variação é composta por: (i) proporcionalidade dos encargos tributários incidentes na receita de fornecimento (ICMS, PIS, COFINS, ISS) em função da variação dos dias de faturamento entre os períodos; e (ii) redução dos encargos de CCC a partir de 4 de julho de 2009 diminuindo as deduções do 2T10.

Na comparação com o 1º trimestre de 2010, quando as deduções da receita operacional representaram R\$ 1.143,1 milhões, houve acréscimo de 5,8% (R\$ 66,7 milhões) em virtude do ligeiro aumento nos encargos de fornecimento.

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

A receita operacional líquida da AES Eletropaulo foi de R\$ 2.208,1 milhões no 2T10, valor 16,6% (ou R\$ 314,9 milhões) superior à obtida no mesmo período do ano anterior. O desempenho deve-se, principalmente, ao reajuste tarifário aplicado a partir de julho de 2009, com efeito médio de 13,03% para o consumidor e ao crescimento no mercado cativo de 4,7% entre os períodos.

Na comparação do 2T10 com o 1T10, a receita operacional líquida apresentou aumento de 3,6%, devido a sazonalidade inerente à receita da Companhia, que no 2º trimestre do ano é consistentemente mais forte do que o 1º trimestres do ano.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

A Companhia registrou no 2º trimestre de 2010 despesas operacionais no valor de R\$ 1.726,1 milhões, 12,0% superior (R\$ 184,9 milhões) ao montante registrado no mesmo período de 2009. Já em relação ao 1T10, apresentou redução de 1,2%.

As principais variações estão detalhadas a seguir:

Despesas Operacionais - em R\$ milhões*	2T09	1T10	2T10	Var (%) 2T10 x 2T09	Var (%) 2T10 x 1T10
Parcela A	1.174,5	1.406,2	1.400,0	19,2%	-0,4%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	910,7	1.109,5	1.076,0	18,1%	-3,0%
Transmissão	263,8	296,7	324,1	22,8%	9,2%
PMSO	366,6	340,8	326,1	-11,1%	-4,3%
Pessoal + Entidade de Previdência Privada	190,3	147,4	147,0	-22,8%	-0,3%
Serviços de Terceiros	78,5	81,4	90,5	15,2%	11,1%
Materiais	7,2	7,1	8,6	18,9%	21,5%
Outros	90,6	105,0	80,1	-11,5%	-23,7%
Total	1.541,2	1.747,0	1.726,1	12,0%	-1,2%

* Não inclui depreciação

Parcela A

De acordo com a metodologia de revisão tarifária da Aneel, as despesas classificadas como “parcela A” são repassadas para a tarifa.

Despesa de Energia Elétrica Comprada para Revenda

No 2T10, a despesa com compra de energia elétrica foi de R\$ 1.076,0 milhões, 18,1% acima do montante registrado no 2T09.

As variações podem ser explicadas principalmente pela combinação dos seguintes fatores:

- (i) volume de compra de energia 3,4% superior: 10.404 GWh no 2T10 ante 10.059 GWh no 2T09, para suprir o aumento de carga entre os períodos. Cabe ressaltar que o acréscimo no mercado de consumo entre os períodos foi maior que o volume de compra, devido ao excedente de energia no 2T09.
- (ii) preço médio dos contratos de suprimento 0,8% maior: de R\$ 105,5/MWh no 2T09 para R\$ 106,4/MWh no 2T10. Essa variação é resultante dos aumentos de preços médios de leilões de energia e do preço da energia comprada em contratos bilaterais;
- (iii) aumento de 67,8% (R\$ 18,9 milhões) na energia comprada do PROINFA;
- (iv) incremento de R\$ 117,7 milhões na conta de CVA entre os períodos.

Ao compararmos com o 1T10, a despesa com energia elétrica para revenda foi inferior em 3,0%, com destaque para:

- (i) redução de 10.616 GWh no 1T10 para 10.404 GWh no 2T10 (-2%) nos patamares de carga e volume de energia comprada entre o 1T10 e o 2T10;
- (ii) menor volume de energia comprada por meio do contrato bilateral com a AES Tietê de 3.015 GWh no 1T10 para 2.639 GWh no 2T10, de forma a atender o nível de contratação da Companhia para o ano, já que houve aumento de 7,9% do volume comprado nos contratos de CCEAR de energia existente.

Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte - (R\$/MWh)	2T09	1T10	2T10	%2T09	%1T10	%2T10
AES TIETÊ	149,7	152,0	152,0	26,8%	29,8%	26,2%
ITAIPU	97,6	96,6	94,6	25,4%	25,1%	25,1%
LEILÃO	83,7	85,6	86,6	46,9%	45,1%	47,9%
OUTROS CONTRATOS BILATERAIS	154,7	142,5	163,4	0,8%	0,0%	0,8%
Tarifa (R\$/MWh)	105,5	108,2	106,4	100,0%	100,0%	100,0%

Despesa com Encargos do Uso da Rede Elétrica e Transmissão

A AES Eletropaulo apurou R\$ 324,1 milhões em despesas com encargos no 2º trimestre de 2010, montante 22,8% superior ao mesmo período de 2009. Este acréscimo refere-se ao aumento de R\$ 38,4 milhões em Encargos do Serviço do Sistema (ESS) decorrente dos novos valores homologados pela Aneel desde o reajuste tarifário de julho de 2009 com aumento de 127,3% na cota anual.

Ao compararmos com o 1T10, as despesas com encargos cresceram 9,2% devido, principalmente, à variação positiva de R\$ 29,4 milhões em CVA entre os períodos.

PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros)

No 2º trimestre de 2010, as despesas de PMSO atingiram R\$ 326,1 milhões, redução de 11,1% em relação às despesas de R\$ 366,6 milhões no 2T09. Entre os principais efeitos nas despesas com PMSO, destacam-se:

- (i) redução de R\$ 43,4 milhões nas despesas com pessoal e entidade de previdência privada, devido à ocorrência de uma despesa não-recorrente com acordos e condenações trabalhistas no 2T09, ligeiramente compensada pelo aumento de despesas com pessoal e encargos;
- (ii) crescimento de R\$ 13,3 milhões nas despesas com materiais e serviços de terceiros, em função do aumento com gastos de inventário físico de ativos, honorários advocatícios e serviço de leitura e entrega de contas; e
- (iii) redução de R\$ 10,5 milhões em outras despesas devido principalmente à redução na constituição de PCLD e Baixas.

Na comparação com o 1T10, as despesas de PMSO apresentaram redução de 4,3%, decorrente, sobretudo, da redução de R\$ 21,6 milhões com provisão, condenações e acordos judiciais no período.

Pessoal

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

Pessoal - em R\$ milhões	2T09	1T10	2T10	Var (%) 2T10 x 2T09	Var (%) 2T10 x 1T10
Pessoal e Encargos	74,9	78,1	86,2	15,1%	10,4%
Entidade de Previdência	45,2	41,0	41,0	-9,3%	0,0%
Acordos e Condenações Trabalhistas	70,3	28,3	19,8	-71,8%	-30,0%
Total	190,3	147,4	147,0	-22,8%	-0,3%

No 2º trimestre de 2010, a Companhia registrou R\$ 147,0 milhões em despesas com pessoal e entidade de previdência privada, decréscimo de 22,8% em relação ao mesmo período de 2009. Essa variação entre os períodos é resultado, principalmente, da redução de acordos e condenações trabalhistas, ligeiramente compensadas pelo aumento de despesas com pessoal e encargos. Na comparação com o 1T10, as despesas com pessoal apresentaram uma pequena redução de 0,3%, queda explicada pela redução de 30,0% nos acordos e condenações trabalhistas, compensada pelo aumento de 10,4% com despesas com pessoal e encargos.

- *Despesa com Pessoal e Encargos*

As despesas com pessoal e encargos no 2º trimestre de 2010 apresentaram crescimento de 15,1% em comparação ao mesmo período de 2009, totalizando R\$ 86,2 milhões. Os fatores que explicam esse aumento são: (i) o reajuste de salários e benefícios, de 6,35%, referente ao acordo coletivo de junho de 2009; (ii) aumento de 8% no quadro de funcionários; (iii) acréscimo de R\$ 9,2 milhões com o fim do rateio das despesas da administração central determinado pela Aneel, em consonância com a aplicação a partir de fevereiro de 2010, do pronunciamento técnico CPC 27 do comitê de pronunciamento contábil (que define o tratamento para os ativos imobilizados incluindo a capitalização de gastos com pessoal); e (iv) elevação na alíquota referente ao seguro de acidente de trabalho (SAT) determinado pelo Ministério da Previdência, que passou de 2% em 2009 para 3,8% em 2010, correspondente ao incremento de R\$ 3,1 milhões.

Em comparação ao 1T10, as despesas com pessoal e encargos cresceram 10,4%, como resultado do fim do rateio das despesas da administração central de R\$ 7,8 milhões.

- *Despesa com o Fundo de Pensão*

De acordo com a revisão dos cálculos atuariais realizados no final de 2009, a despesa de 2010 com entidade de previdência privada será de R\$ 163,9 milhões, montante inferior ao registrado em 2009 e constante na nota explicativa nº. 16 das informações trimestrais financeiras da Companhia.

As despesas com o fundo de pensão no 2º trimestre de 2010 totalizaram R\$ 41,0 milhões, queda de 9,3% em relação ao mesmo período de 2009. Essa redução deve-se ao resultado do laudo atuarial do plano de previdência privada, determinando que as despesas para o ano de 2010 sejam inferiores a aquelas do ano anterior. Essa despesa é dada preponderantemente pela diferença entre os juros sobre a obrigação atuarial e o rendimento esperado dos ativos do plano. Comparadas ao 1T10 as despesas com Fundo de Pensão mantiveram-se estáveis.

- *Despesa com acordos e condenações trabalhistas*

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

As despesas com acordos e condenações trabalhistas do 2T10 somaram R\$ 19,8 milhões ante R\$ 70,3 milhões no 2T09, quando ocorreu a baixa de depósitos judiciais no montante de R\$ 49,5 milhões referentes a processos já concluídos. Excluindo o efeito do 2T09, as despesas com acordos e condenações trabalhistas teriam sido de R\$ 20,8 milhões, redução de R\$ 1,0 milhão entre os períodos.

Na comparação com o 1T10, as despesas com acordos e condenações trabalhistas apresentaram um decréscimo de 30,0%, devido à greve do poder judiciário de São Paulo. Desta forma, no 2T10 o número de condenações regrediu 51,5%, mesmo com a realização de 207 acordos durante a semana de conciliação ocorrida no final do mês de junho, com efeito de R\$ 4,9 milhões no trimestre.

Despesa com materiais e serviços de terceiros

As despesas com materiais e serviços de terceiros somaram R\$ 99,0 milhões, incremento de 15,5% quando comparadas ao mesmo período de 2009. A variação foi consequência do aumento nos gastos com sistema de inventário físico de ativos, honorários advocatícios, serviço de leitura e entrega de contas.

Em relação ao 1T10, o incremento no montante gasto com materiais e serviços de terceiros foi de 12,0%. Este crescimento é explicado, principalmente, pelos maiores gastos com honorários advocatícios, conforme mencionado, além de despesas com o serviço de corte e religa e podas.

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 demais despesas, conforme detalhado no quadro abaixo.

Outras Despesas Operacionais - em R\$ milhões	2T09	1T10	2T10	Var (%) 2T10 x 2T09	Var (%) 2T10 x 1T10
PCLD e Baixas	39,8	37,5	33,6	-15,6%	-10,5%
Provisão (Reversão) para contingências	12,7	33,8	4,9	-61,3%	-85,4%
Condenações e Acordos Judiciais	4,5	4,5	11,8	159,0%	162,2%
Demais *	33,5	29,1	29,8	-10,9%	2,3%
Total	90,6	105,0	80,1	-11,5%	-23,7%

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

As outras despesas operacionais totalizaram R\$ 80,1 milhões no 2T10, decréscimo de 11,5% em relação ao 2T09. Esse desempenho deve-se, principalmente, pela redução de R\$ 6,2 milhões na constituição de PCLD e Baixas no 2T10, reflexo basicamente do impacto negativo de R\$ 13,0 milhões referentes à perda de liminares do Plano Cruzado no 2T09. Excluindo esse efeito não recorrente no 2T09, as outras receitas e despesas operacionais teriam totalizado R\$ 77,6 milhões. Conseqüentemente se comparada a este montante, as despesas do 2T10 apresentaram crescimento de 3,3%, que por sua vez é explicado pelo efeito combinado do aumento de R\$ 6,8 milhões de PCLD e Baixas, em função do maior consumo e da ligeira redução na taxa de arrecadação entre os períodos, além da redução de R\$ 3,7 milhões com demais despesas.

As outras despesas operacionais do 2T10 foram 23,7% inferiores ao 1T10, impactadas pela redução de R\$ 21,6 milhões com provisão para contingências, condenações e acordos judiciais, sobretudo nas provisões trabalhistas devido à greve do poder judiciário de São Paulo e pela diminuição de R\$ 3,9 milhões na constituição de PCLD e Baixas.

OUTRAS RECEITAS E DESPESAS

Em cumprimento ao disposto na Medida Provisória 449 de dezembro de 2008, as Receitas e Despesas, antes classificadas como Não Operacionais, passaram a ser classificadas como Outras Receitas e Despesas e a fazer parte do Ebitda da Companhia. Desta forma, desde 2009 não há mais receitas e despesas classificadas como não operacionais, e a reclassificação foi feita retroativamente para itens como baixa de ativos, sobra de inventário e outros.

No 2º trimestre de 2010, a conta de outras receitas e despesas apresentou receita líquida de R\$ 250,2 milhões, comparada à despesa líquida de R\$ 10,3 milhões e R\$ 14,4 milhões no 2T09 e 1T10, respectivamente. O resultado do 2T10 foi impactado positivamente em R\$ 265,4 milhões referentes à liquidação financeira relativa a operação de transferência das quotas da Eletropaulo Telecomunicações Ltda para a Companhia Brasileira, conforme descrito no capítulo a seguir.

Excluindo os efeitos não-recorrentes do período a conta outras receitas e despesas no 2T10 teria registrado uma despesa líquida de R\$ 15,2 milhões, crescimento de R\$ 4,9 milhões em relação ao 2T09, explicados pela maior perda na desativação de ativos entre os períodos.

Itens não-recorrentes

Liquidação financeira Eletropaulo Telecomunicações

Em 02 de Junho de 2010, foi aprovada a liquidação financeira e o termo de quitação referentes à aquisição, pela Brasileira, de 39.609.942 quotas da Eletropaulo Telecomunicações Ltda (AES EP Telecom) detidas pela AES Eletropaulo, correspondentes a 99,99% do capital social AES EP Telecom, conforme Contrato de Compra e Venda de Quotas, celebrado em 15 de setembro de 2005.

O contrato foi celebrado em atendimento às disposições da Lei nº 10.848/04 e às exigências da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, que vedaram às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica o direito de deter participação societária em sociedade cujo objeto social fosse diverso do objeto do contrato de concessão de energia elétrica.

A liquidação financeira prevista no contrato referente à aquisição seria realizada em data futura, e que o preço de aquisição seria ajustado de acordo com o valor econômico da AES EP Telecom, apurado com base no critério do fluxo de caixa descontado, conforme laudo de avaliação elaborado por avaliador independente, nos termos previstos no contrato. Os efeitos na demonstração de 2010 da Companhia estão refletidos na tabela ao final da sessão.

Acordo com o Banco Santos S.A.

Em 29 de janeiro de 2009, a Companhia havia firmado acordo judicial com a massa falida do Banco Santos S.A. referente às operações de swap contratadas antes do decreto de falência do Banco. Em 31 de dezembro de 2008, o saldo a pagar existente no balanço da Companhia era de aproximadamente R\$ 245 milhões e, nos termos do acordo, foi realizado pela Companhia pagamento no valor de R\$ 151 milhões para quitar integralmente referido saldo. Em razão de ter havido recurso do falido contra a decisão judicial que homologou o acordo, a Companhia não registrou reversão do passivo remanescente na época do acordo no valor de R\$ 94 milhões no resultado financeiro, que corrigidos até a data do efetivo pagamento corresponderam à R\$ 106,3 milhões.

Com a desistência do recurso especial no processo judicial contra a Companhia, pondo fim a disputa judicial, a Companhia reverteu o montante do passivo remanescente.

A tabela abaixo demonstra o efeito dos dois itens não-recorrentes na demonstração de resultados da Companhia, no 2T10:

Em R\$ milhões	EP Telecom	Banco Santos	Total
Outras Receitas e Despesas	265,4	-	265,4
EBITDA	265,4	-	265,4
Receitas Financeiras	-	-	-
Despesas Financeiras	-	106,3	106,3
Var. Cambial/Mont. (Liq.)	-	-	-
Resultado Financeiro	-	106,3	106,3
Resultado antes da Tributação	265,4	106,3	371,6
Imposto de Renda e Contribuição Social	(90,2)	(36,1)	(126,4)
Lucro (prejuízo) Líquido	175,1	70,1	245,3

EBITDA

No 2T10, a Companhia registrou Ebitda de R\$ 732,1 milhões, superior em R\$ 390,4 milhões (+114,2%) em relação ao 2T09. A principal influência foi o impacto positivo e não recorrente da liquidação financeira, pela Cia Brasileira, das quotas da AES EP Telecom detidas pela AES Eletropaulo com efeito de R\$ 265,4 milhões no Ebitda. Excluindo este efeito, o Ebitda no período teria sido de R\$ 466,7 milhões, superior em 36,6% sobre o 2T09 e explicado principalmente:

- pelo crescimento de 4,7% no consumo do mercado cativo;
- pelo reajuste tarifário médio de +14,88% a partir de 4 de julho de 2009, com efeito médio de 13,03% para o consumidor; e
- pela redução de R\$ 43,4 milhões nas despesas com Pessoal e Entidade de Previdência Privada.

Já ao compararmos com o primeiro trimestre de 2010, o Ebitda apresentou crescimento de 98,0%. Excluído o item não recorrente acima mencionado a variação corresponde a alta de 26,2%, devido:

- acréscimo de 4,1% no mercado cativo em função da sazonalidade; e
- redução de R\$ 21,6 milhões com provisão, condenações e acordos judiciais, especialmente pelo menor patamar de provisões trabalhistas no período.

EBITDA Ajustado

O Ebitda da Companhia foi ajustado pelas despesas referentes ao passivo com a Fundação CESP.

R\$ milhões	2T09	1T10	2T10	Var (%) 2T10 x 2T09	Var (%) 2T10 x 1T10
Ebitda	341,7	369,7	732,1	114,2%	98,0%
Ajustes					
Desp. Passivo - FCESP	43,9	39,5	39,5	-10,1%	-0,1%
Ebitda Ajustado	385,6	409,2	771,6	100,1%	88,6%

Ajustes do Ebitda:

• **Despesa com Passivo - FCESP** – A administração ajusta no Ebitda as despesas referentes ao passivo com Fundação CESP (Confissão Dívida IIa, Reserva Matemática e Custo atuarial) para melhor refletir sua geração de caixa operacional.

O Ebitda ajustado foi de R\$ 771,6 milhões no 2T10, aumento de 100,1% e 88,6%, respectivamente, em relação ao 2T09 e 1T10. Estas variações são explicadas basicamente pelas variações do Ebitda entre os períodos.

RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido da Companhia no segundo trimestre de 2010 foi uma receita de R\$ 70,7 milhões, ante uma despesa de R\$ 9,9 milhões em igual período do ano anterior. O resultado financeiro apresentou esse incremento devido aos seguintes fatores:

- (i) Efeito positivo de R\$106,3 milhões não recorrente, no 2T10, devido ao final da discussão sobre o acordo com o Banco Santos, comentado anteriormente;
- (ii) aumento de R\$ 8,1 milhões nas receitas com aplicações financeiras, principalmente, em função do maior saldo médio de caixa;
- (iii) acréscimo no saldo de dívidas, em função das novas emissões da Companhia (CCB e novas debêntures), no valor de R\$ 27,2 milhões; e
- (iv) redução nas despesas financeiras incidentes sob contingências de PIS/PASEP e Cofins, de R\$ 11,0 milhões.

O resultado financeiro deste trimestre foi R\$ 104,7 milhões superior ao resultado do 1T10. No 2T10 ocorreu o efeito positivo não recorrente de R\$ 106,3 milhões referente ao final da discussão sobre o acordo com o Banco Santos, conforme detalhado anteriormente. Desconsiderando esse efeito não recorrente, as despesas do 2T10 representaram aumento de 4,9% entre os períodos, que é explicado pela combinação dos seguintes efeitos: (i) pela maior despesa financeira com os empréstimos, acréscimo R\$ 12,6 milhões devido a contração de novas dívidas pela Companhia; e (ii) efeito positivo da maior rentabilidade das aplicações financeiras que aumentaram R\$ 11,1 milhões, consequência tanto do aumento do saldo médio de caixa quanto da elevação na taxa Selic no período (saldo de caixa de R\$ 1.240,0 milhões no 1T10 e R\$ 1.705,3 milhões no 2T10).

Receitas Financeiras

A receita financeira totalizou R\$ 74,9 milhões no 2T10, acréscimo de 7,7% em relação a auferida no mesmo período de 2009. Esta variação é justificada principalmente pelo aumento das receitas com aplicações financeiras, no valor de R\$ 8,1 milhões, devido ao maior saldo médio em caixa parcialmente compensado pela menor rentabilidade entre os períodos: R\$ 1.082,8 milhões remunerados a 102,8% do CDI no 2T09 versus R\$ 1.705,3 milhões remunerados a 101,4% do CDI no 2T10.

Quando comparada com a receita financeira de R\$ 63,1 milhões do 1T10, o aumento de R\$ 11,8 milhões é explicado essencialmente pelo incremento nas receitas sobre aplicações financeiras no período. Tais receitas aumentaram R\$ 11,1 milhões, devido principalmente ao maior saldo médio de caixa e pela ligeira melhora na rentabilidade entre os períodos: R\$ 1.240,0 milhões remunerados a 101,2% do CDI no 1T10 e R\$ 1.705,3 milhões remunerados a 101,4% do CDI no 2T10.

Despesas Financeiras

A Companhia registrou reversão de despesas financeiras (receita) de R\$ 1,8 milhão, no 2T10, resultado R\$ 91,4 milhões superior comparado as despesas no 2T09, que totalizaram R\$ 89,6 milhões. Os principais motivos que explicam tal desempenho foram:

- (i) efeito positivo, de R\$ 106,3 milhões, referente ao final da discussão com o Banco Santos no 2T10, comentado anteriormente;
- (ii) redução de despesas com contingências de PIS/PASEP e Cofins no valor de R\$ 11,0 milhões;
- (iii) aumento das indenizações técnicas (DIC, FIC, DMIC) devido a nova metodologia de cálculo implantada em janeiro de 2010, já mencionada. No 2T10 as indenizações totalizaram R\$ 10,9 milhões e R\$ 1,7 milhão no 2T09, gerando uma variação de R\$ 9,3 milhões no período; e
- (iv) maiores encargos de dívida decorrente do maior saldo de dívidas contratadas pela Companhia (CCB e novas debêntures), no valor de R\$ 27,2 milhões.

No 1T10 foi verificada uma despesa financeira de R\$ 98,2 milhões, o que levou a variação positiva para a Companhia de R\$ 100,0 milhões ao comparar com o 2T10. O melhor desempenho é explicado principalmente em função da combinação de:

- (i) efeito positivo, de R\$ 106,3 milhões, referente ao final da discussão com o Banco Santos no 2T10;
- (ii) redução de R\$ 9,5 milhões nas despesas de comissão de fiança, principalmente pela devolução de carta de fiança em função da adesão ao Refis e ao reconhecimento no 1T10 da semestralidade da comissão sobre a renovação da linha de crédito para emissão da carta de fiança existente para apresentação de garantias no caso Eletrobrás;
- (iii) aumento nos encargos de dívida decorrentes das novas debêntures emitidas pela Companhia, no valor de R\$ 11,5 milhões;
- (iv) aumento de despesa financeira com pagamento de penalidades por transgressão dos indicadores DIC, FIC e DMIC, no valor de R\$ 2,7 milhões, devido a mudança na metodologia de cálculo iniciada em janeiro de 2010. Ver a página 7 para detalhes destes indicadores.

Variação Monetária e Cambial Líquida

A conta de variação monetária e cambial líquida apresentou despesa de R\$ 6,0 milhões no 2T10, R\$ 16,2 milhões inferior ao 2T09, quando foi registrada uma receita de R\$ 10,2 milhões. Esta variação foi consequência dos seguintes itens:

- (i) redução de R\$ 9,1 milhões na contabilização de CVAs em variação monetária;
- (ii) fim da correção pela taxa Selic aplicada sobre o Finsocial, de R\$ 2,3 milhões, devido a utilização dos créditos no final de 2009; e
- (iii) efeito negativo do reconhecimento no 2T10 do ajuste retroativo da variação monetária sobre a energia livre, de R\$ 4,2 milhões. Destes, R\$ 3,6 milhões correspondem a energia livre de uma geradora que não sofreu correção referente ao período de janeiro de 2004 até março de 2010, em virtude de liminar relacionada a discussão entre a referida geradora e o órgão regulador, Aneel.

A variação monetária do 2T10 foi uma despesa de R\$ 6,0 milhões ante uma receita de R\$ 1,1 milhão no 1T10. Esse resultado negativo é explicado pelo reconhecimento contábil no 2T10 do ajuste retroativo da variação monetária sobre a energia livre, de R\$ 4,2 milhões, conforme mencionado acima, além da maior despesa de variação cambial sobre CVA de Itaipu, no valor de R\$ 3,3 milhões. Para maiores detalhes a respeito da variação monetária sobre energia livre, ver página 9.

LUCRO LÍQUIDO

A Companhia auferiu um lucro líquido de R\$ 465,8 milhões no 2T10, 200,6% superior ao mesmo período de 2009. Esse acréscimo é explicado:

- (i) pelo reajuste tarifário de 2009, com efeito médio de 13,03% para o consumidor;
- (ii) pelo crescimento do mercado cativo de 4,7%;
- (iii) pela redução nas despesas com Pessoal e Entidade de Previdência Privada; e
- (iv) pelo efeito positivo de itens não recorrentes relacionados ao Banco Santos (R\$ 70,1 milhões) e a liquidação da AES EP Telecom (R\$ 175,1 milhões), conforme mencionado anteriormente.

Na comparação com o primeiro trimestre de 2010, o lucro líquido cresceu 197,3% (ou R\$ 309,1 milhões) devido ao menor valor com provisões, condenações e acordos judiciais, além dos efeitos positivos dos itens não recorrentes do Banco Santos e da liquidação financeira da AES EP Telecom.

Excluindo os impactos dos itens não recorrentes, o Lucro Líquido seria de R\$ 220,5 milhões, superior em 42,3% e 40,7%, respectivamente, sobre o 2T09 e 1T10.

ENDIVIDAMENTO

Atendendo 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. Tais valores passaram a ser incluídos na rubrica “empréstimos e financiamentos” do passivo nas Demonstrações Financeiras a partir do exercício de 2008. No 2T10, tais contratos representaram R\$ 16,3 milhões do saldo do endividamento da Companhia, superior ao montante de R\$ 2,4 milhões do 2T09. Para efeito de análise, tais valores não são considerados no saldo total da dívida.

A dívida bruta da Companhia, ao final do 2T10, somava R\$ 4.667,7 milhões, 17,6% superior se compararmos com a posição de 30 de junho de 2009 (R\$ 3.970,0 milhões) e 5,4% acima da posição final do 1T10 (R\$ 4.429,4 milhões).

O crescimento em relação a posição de 30 de junho de 2009, é decorrente: (i) da captação ocorrida no 4T09, no valor de R\$ 600 milhões para a adesão ao Refis; (ii) das 2 emissões de debêntures realizadas em abril e maio de 2010 que totalizaram R\$ 800 milhões para a amortização dos Bonds denominados em reais no valor de R\$ 474 milhões e para financiamento de parte dos investimentos da Companhia para esse ano.

Em 30 de junho de 2010, a dívida líquida era de R\$ 2.882,1 milhões, montante 3,3% inferior ao registrado no encerramento do 2T09 e 2,6% inferior à posição final do 1T10. O menor endividamento líquido, na comparação com o segundo trimestre de 2009, é explicado pelo aumento das disponibilidades parcialmente compensado pela variação da dívida bruta acima mencionada.

Ao final do 2T10, as disponibilidades somavam R\$ 1.785,6 milhões, R\$ 796,5 milhões superior ao mesmo período de 2009 e R\$ 315,5 milhões acima do 1T10. O aumento das disponibilidades reflete principalmente as emissões realizadas no segundo trimestre de 2010 e a liquidação financeira da venda da AES EP Telecom. Considerando o Ebitda ajustado dos 12 meses findos em março de 2010, a Companhia apresentava um indicador Dívida Líquida / Ebitda Ajustado de 1,3 vezes. Os ajustes do Ebitda são referentes às despesas junto à Fundação CESP, uma vez que essa obrigação é considerada para o cálculo do saldo da dívida.

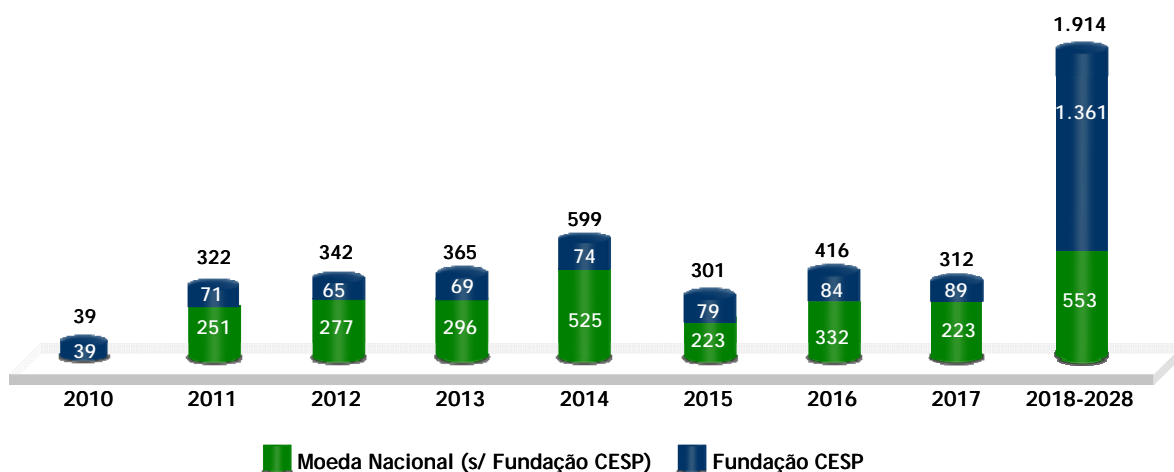
Destaques

- **Custo médio:** O custo médio da dívida total da Eletropaulo passou de CDI + 1,20% a.a., em 30 de junho de 2009, para CDI+0,74% a.a. em igual período de 2010. Essa queda é explicada pela liquidação dos Bonds em Reais, ocorrida em 28/06/2010, no valor de R\$ 474 milhões e custo de 19,125% a.a. parcialmente compensado pelo maior IGP-DI no período (-0,32% em 30/06/2009 e 0,34% em 30/06/2010). O IGP-DI corrige o saldo da dívida com a fundação CESP.
- **Prazo médio:** O prazo médio da dívida passou de 6,9 anos em 30 de junho de 2009, para 7,1 anos em 30 de junho de 2010, devido à liquidação dos Bonds em Reais e a captação da 12ª e 13ª emissão de debêntures.

Com base no pronunciamento contábil CPC 08 a Companhia contabilizou em contas redutoras do passivo os custos incorridos na captação do CCB em novembro/2009, na 12ª e na 13ª emissões de debêntures, ocorridas em abril/2010 e maio/2010, respectivamente (IOF, comissão bancária, etc). Dessa forma, o saldo referente a cada uma das operações mencionadas acima, registrado na conta de empréstimos e financiamentos em 30 de junho de 2010, correspondia, respectivamente, a R\$ 593 milhões, R\$ 407 milhões e R\$ 398 milhões.

CRONOGRAMA DE AMORTIZAÇÃO - R\$ milhões (Principal)

Abaixo o cronograma de amortização da dívida:



R\$ milhões

Dívida	4.684,0
Disponibilidades*	1.785,6
Dívida Líquida	2.898,4
Leasing	16,3
Dívida Líquida sem Leasing	2.882,1

* Caixa + Títulos e Valores Mobiliários

INVESTIMENTOS

Os investimentos da Companhia registraram no 2º trimestre de 2010 um crescimento de 17,2% em comparação ao mesmo período de 2009, totalizando R\$ 130,7 milhões. Os projetos financiados por consumidores neste trimestre somaram R\$ 6,1 milhões, enquanto os investimentos com recursos próprios totalizaram R\$ 124,6 milhões.

Investimentos - R\$ milhões	2T09	1T10	2T10	Var (%) 2T10x2T09	Var (%) 2T10x1T10
Serviço ao Consumidor e Expansão do Sistema	56,0	46,1	71,4	27,6%	54,8%
Manutenção	25,5	23,1	26,3	3,1%	13,8%
Recuperação de Perdas	15,5	14,7	17,8	14,6%	20,5%
Tecnologia da Informação	2,9	1,8	4,2	45,9%	129,5%
Outros	3,1	2,3	4,9	59,5%	113,6%
Total (c/ recursos próprios)	102,9	88,1	124,6	21,0%	41,4%
Financiado pelo cliente	8,6	10,1	6,1	-28,9%	-39,3%
Total	111,6	98,2	130,7	17,2%	33,1%

Principais Investimentos - 2T10

Expansão do Sistema e Serviços ao Consumidor - Atender ao crescimento do mercado e reduzir o risco de interrupção no fornecimento regular e em condições de emergência.

- R\$ 35,2 milhões em serviços ao consumidor, destinados à adição de 48,5 mil novos clientes no 2º trimestre de 2010.
- R\$ 36,2 milhões em obras de expansão, com destaque para as obras em andamento de Linha de Transmissão Subterrânea (LTS) Anhanguera - Casa Verde e Linha de Distribuição Subterrânea (LDS) Parque Ibirapuera - PMSP, objetivando a melhoria na qualidade de fornecimento de energia, atendendo aproximadamente 1,2 milhão de habitantes.

Manutenção - Melhorar os indicadores de qualidade, proporcionar a continuidade do fornecimento e evitar acidentes com a população.

- Foram investidos R\$ 26,3 milhões em projetos de manutenção preventiva e corretiva, realizados em 933 km de redes de distribuição, automação do sistema elétrico e modernização da subtransmissão e subterrâneo.

Recuperação de Perdas - Diminuir as ligações ilegais, prover a recuperação de receita e diminuir o risco para os clientes regulares da distribuidora.

- Os investimentos na recuperação de perdas no 2T10 totalizaram R\$ 17,8 milhões. Foram realizadas 14,8 mil regularizações de ligações ilegais e inspecionadas 83,3 mil instalações visando o combate a fraude e anomalias, a partir das quais foram encontradas e corrigidas 12,4 mil irregularidades e substituídos 32,5 mil medidores obsoletos.

FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

FLUXO DE CAIXA - R\$ Milhões	2T09	3T09	4T09	2009	1T10	2T10
SALDO DE CAIXA INICIAL	1.258	989	1.143	1.536	1.249	1.470
Geração de caixa operacional	426	779	165	1.639	572	584
Investimentos	(113)	(116)	(148)	(482)	(135)	(115)
Despesa Financeira Líquida	(23)	(79)	(16)	(198)	(81)	(85)
Amortizações Líquidas	(54)	(35)	553	280	(14)	265
Despesas com Fundo de Pensão	(56)	(53)	(57)	(224)	(48)	(43)
Imposto de Renda	(83)	(45)	(61)	(309)	(73)	(109)
Recebimento venda EP Telecom	-	-	-	-	-	308
CAIXA LIVRE	97	452	436	706	221	804
Dividendos	(366)	(297)	(330)	(993)	-	(489)
SALDO DE CAIXA FINAL	989	1.143	1.249	1.249	1.470	1.786

O fluxo de caixa gerencial é um instrumento de gestão de caixa e apresentará algumas diferenças em relação aos procedimentos contábeis que adotam regime de competência para fins de reconhecimento de resultados.

Além da distinção entre os regimes de caixa e competência, a não inclusão de impactos contábeis tais como amortizações e diferimentos de CVA na geração de caixa operacional explicam a diferença entre a geração de caixa operacional e o Ebitda Ajustado da Companhia.

A Companhia, a partir do 1T10, reclassifica a conta de juros, antes incluída na linha geração de caixa operacional passando a compor a linha despesa financeira líquida, para efeito de comparação essa alteração foi feita retroativamente a 2009.

Destaques do Fluxo de Caixa do 2T10:

- A maior geração de caixa operacional do período é explicada principalmente por:
 - reajuste tarifário de 14,88%, gerando um efeito positivo para o cliente de 13,03% aplicado a partir de 4 de Julho de 2009. Efeito parcialmente impactado pelo fim da Recomposição Tarifaria Extraordinária incluída na tarifa dos clientes até maio de 2009;
 - crescimento de 6,8% no mercado total em relação ao 2T09;
 - menor pagamento de condenações e efetivação de bloqueios judiciais no 2T10 devido a greve do judiciário gerando uma economia de R\$ 77,5 milhões e R\$ 45,2 milhões respectivamente;
 - menor despesa com energia comprada de Itaipu devido à redução do dólar médio para o período de R\$ 1,77 no 2T10 ante a R\$ 2,07 no 2T09 gerando um impacto financeiro de R\$ 40,8 milhões; e
 - maior desembolso com ICMS devido ao aumento na receita operacional e ao ICMS substituição tributária cobrado dos clientes livres de R\$ 146,0 milhões na comparação do 2T10 com mesmo período do ano passado;
- Aumento, no 2T10, nas despesas financeiras líquidas devido ao pagamento de juros incidentes sobre os Bonds, no valor de R\$ 51,5 milhões, além de R\$ 5,4 milhões referentes ao pagamento de comissão sobre as emissões de debêntures.
- Variação positiva nas amortizações líquidas devido as 12ª e 13ª emissões de debêntures no valor de R\$ 800,0 milhões, liquidadas em 1º de abril de 2010 e 14 de maio de 2010, respectivamente, parcialmente compensadas pelo pagamento dos Bonds em Reais de R\$ 474,0 milhões, amortização de R\$ 50,0 milhões em CCBs.

- Aumento nas despesas com imposto de renda e contribuição social devido ao maior resultado tributável em 2010.
- Recebimento da liquidação financeira da venda da AES EP Telecom para Cia Brasileira R\$ 308,4 milhões.
- Distribuição em maio de 2010 da primeira parcela dos dividendos do segundo semestre de 2009, bem como dos juros sobre capital próprio de 2009, que foram aprovados em Assembléia Geral Ordinária (AGO) no dia 30 de abril de 2010.

A Companhia mantém suas aplicações em títulos públicos e CDBs com rentabilidade média no 2T10 de 101,4% do CDI, enquanto no 2T09 a rentabilidade média era de 102,3% do CDI.

Destaques do Fluxo de Caixa do 2T10 x 1T10:

- Quando analisamos as variações entre o 2T10 e 1T10 verificamos uma maior geração de caixa pelos seguintes motivos:
 - (i) crescimento do mercado cativo de 4,1% entre os períodos;
 - (ii) menor pagamento de condenações e efetivação de bloqueios judiciais no 2T10 devido a greve do judiciário gerando, economia de R\$ 34,2 milhões; e
 - (iii) maior gasto com compra de energia no segundo trimestre de 2010, no montante de R\$ 68,8 milhões.
- Variação positiva nas amortizações liquidas devido as 12° e 13° emissões de debêntures, parcialmente compensadas pelo pagamento das dívidas, conforme mencionado acima.
- Liquidação financeira da venda da AES EP Telecom para a Cia Brasileira no valor de R\$ 308,4 milhões.
- Pagamento em maio de 2010 da primeira parcela dos dividendos relativos ao segundo semestre de 2009.

MERCADO DE CAPITAIS

As ações da AES Eletropaulo estão listadas no Nível II de governança corporativa da BM&FBovespa sob os códigos ELPL4 (ordinárias) e ELPL5 e ELPL6 (preferenciais). Além disso, a Companhia também possui ADRs negociadas no mercado de balcão norte-americano sob as regras 144a e RegS sob os códigos EPUMY e ELPSY (preferenciais).

As ações preferenciais (ELPL6) da AES Eletropaulo integram o Ibovespa, índice que retrata o comportamento dos principais papéis negociados na BM&FBovespa, e também o Itag, que mede o desempenho de uma carteira teórica composta por ações de empresas, que ofereçam melhores condições aos acionistas minoritários no caso de alienação do controle. Além disso, a Companhia integra também o Índice de Energia Elétrica (IEE), que tem como objetivo medir o desempenho do setor elétrico, e o Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&FBovespa (ISE), que reúne empresas com reconhecido comprometimento com a responsabilidade social e a sustentabilidade empresarial.

DESEMPENHO DAS AÇÕES

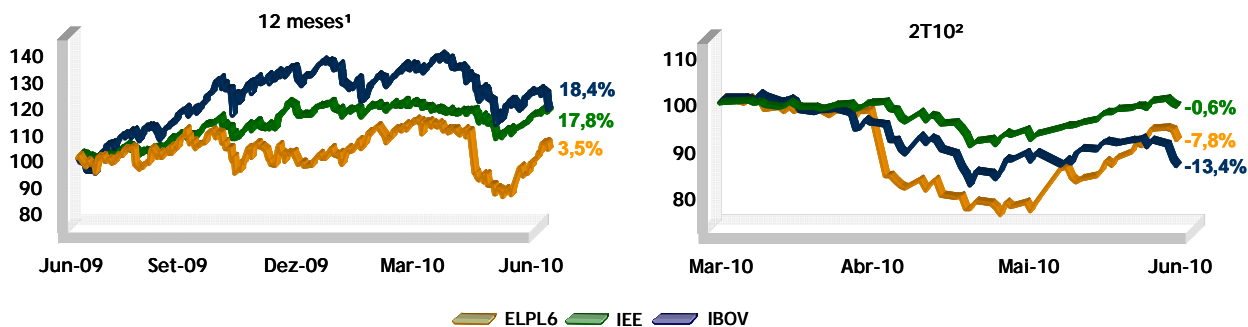
As ações preferenciais classe B (ELPL6) encerraram o mês de junho cotadas a R\$ 35,96, desvalorização de 7,8% no 2º trimestre de 2010, decorrente dos dividendos declarados no início de maio. No mesmo período as ações preferenciais classe A (ELPL5) registraram desvalorização de 5,1%. No segundo trimestre de 2010, o Ibovespa (Índice da Bolsa de Valores de São Paulo) apresentou

desempenho inferior ao das ações da Companhia registrando queda de 13,4%, enquanto que o IEE (Índice de Energia Elétrica), obteve queda de apenas 0,6%.

Durante o trimestre, a ação ELPL6 foi negociada em todos os pregões da BM&FBovespa. Os dados de liquidez mostram a realização de 126.667 negócios, envolvendo cerca de 46,3 milhões de ações preferenciais e com volume médio diário de R\$ 25,8 milhões no mercado à vista no 2T10.

AES Eletropaulo x Ibovespa x IEE

Base 100



1 - Índice - 30/06/2009 = 100

2 - Índice - 31/03/2010 = 100

BASE ACIONÁRIA

Acionista	ON	%	PNA	%	PNB	%	Total	%
AES ELPA	51.825.798	77,8%	0	0,0%	0	0,0%	51.825.798	31,0%
União Federal	13.342.384	20,0%	258	0,0%	0	0,0%	13.342.642	8,0%
Cia Brasileira de Energia	0	0,0%	0	0,0%	7.434.389	7,6%	7.434.389	4,4%
BNDES	1	0,0%	0	0,0%	734.576	0,7%	734.577	0,4%
Outros (Free Float)	1.436.634	2,2%	2.369.091	100,0%	90.200.756	91,7%	94.006.481	56,2%
Total	66.604.817	100,0%	2.369.349	100,0%	98.369.721	100,0%	167.343.887	100,0%

Em 30/06/2010

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

Gerente de RI	e-mail	Telefone
Carolina Freitas	carolina.freitas@aes.com	(11) 2195-2030
Analistas de RI	e-mail	Telefone
André Amorim	andre.amorim@aes.com	(11) 2195-2428
José Eduardo Szuster	jose.szuster@aes.com	(11) 2195-7691
Paulo Souza de Oliveira Junior	paulos.deoliveira@aes.com	(11) 2195-2289

www.aeseletropaulo.com.br/ri

ri.aeseletropaulo@aes.com

A AES ELETROPAULO CONVIDA PARA:

Teleconferência / Webcast

APRESENTAÇÃO:

Britaldo Soares - Diretor-Presidente

Rinaldo Pecchio - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

DATA: segunda-feira, 09 de agosto de 2010

HORÁRIO: 10:00h (BR) / 09:00h (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: 47047

DISPONIBILIDADE: 09/08/10 até 15/08/10

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

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

ANEXOS

Consumo Cativos - GWh	2T09	1T10	2T10	Var (%) 2T10 x 2T09	Var (%) 2T10 x 1T10
RESIDENCIAL	3.742,3	3.646,5	3.917,2	4,7%	7,4%
INDUSTRIAL	1.464,8	1.448,6	1.540,9	5,2%	6,4%
COMERCIAL	2.625,4	2.803,6	2.752,6	4,8%	-1,8%
DEMAIS	660,2	645,2	682,8	3,4%	5,8%
TOTAL DE CONSUMO FATURADO	8.492,7	8.543,9	8.893,5	4,7%	4,1%
CONSUMO PRÓPRIO	11,4	11,5	11,5	1,3%	0,0%
Total	8.504,0	8.555,4	8.905,0	4,7%	4,1%
Faturamento - R\$ Milhões					
RESIDENCIAL	1.067,9	1.119,2	1.202,4	12,6%	7,4%
INDUSTRIAL	376,8	385,6	422,5	12,1%	9,6%
COMERCIAL	700,0	802,5	805,2	15,0%	0,3%
DEMAIS	144,3	149,6	163,0	13,0%	8,9%
Total	2.289,0	2.457,0	2.593,1	13,3%	5,5%

Consumo Clientes Livres - GWh	2T09	1T10	2T10	Var (%) 2T10 x 2T09	Var (%) 2T10 x 1T10
INDUSTRIAL	1.210,8	1.271,9	1.448,4	19,6%	13,9%
COMERCIAL	204,1	238,6	246,1	20,5%	3,1%
DEMAIS	304,6	302,4	315,9	3,7%	4,4%
Total	1.719,6	1.812,9	2.010,4	16,9%	10,9%

Consumo Total (Incluindo Clientes Livres) - GWh *	2T09	1T10	2T10	Var (%) 2T10 x 2T09	Var (%) 2T10 x 1T10
RESIDENCIAL	3.742,3	3.646,5	3.917,2	4,7%	7,4%
INDUSTRIAL	2.675,5	2.720,5	2.989,3	11,7%	9,9%
COMERCIAL	2.829,6	3.042,2	2.998,7	6,0%	-1,4%
DEMAIS	964,8	947,6	998,6	3,5%	5,4%
Total	10.212,2	10.356,8	10.903,9	6,8%	5,3%

* não inclui consumo próprio

TUSD	2T09	1T10	2T10	Var (%) 2T10 x 2T09	Var (%) 2T10 x 1T10
Receita Líquida - R\$ Milhões	119,4	143,9	211,9	77,5%	47,3%
GWh	1.719,6	1.812,9	2.010,4	16,9%	10,9%
Tarifa (R\$/GWh)	69,4	79,4	105,4	51,8%	32,8%

TARIFA MÉDIA - R\$/MWh	2T09	1T10	2T10	Var (%) 2T10 x 2T09	Var (%) 2T10 x 1T10
RESIDENCIAL	285,4	306,9	307,0	7,6%	0,0%
INDUSTRIAL	257,2	266,2	274,2	6,6%	3,0%
COMERCIAL	266,6	286,2	292,5	9,7%	2,2%
DEMAIS	218,6	231,9	238,7	9,2%	2,9%
TOTAL	269,5	287,6	291,6	8,2%	1,4%

Demonstração dos Resultados	2T09	1T10	2T10	Var (%) 2T10 x 2T09	Var (%) 2T10 x 1T10
Receita Bruta	2.944,4	3.274,1	3.417,9	16,1%	4,4%
Deduções à Receita Operacional	(1.051,2)	(1.143,1)	(1.209,8)	15,1%	5,8%
Receita Líquida	1.893,2	2.131,1	2.208,1	16,6%	3,6%
Despesas Operacionais	(1.541,2)	(1.747,0)	(1.726,1)	12,0%	-1,2%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(910,7)	(1.109,5)	(1.076,0)	18,1%	-3,0%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(263,8)	(296,7)	(324,1)	22,8%	9,2%
Pessoal + Entidade de Previdência Privada	(190,3)	(147,4)	(147,0)	-22,8%	-0,3%
Materiais	(7,2)	(7,1)	(8,6)	18,9%	21,5%
Serviços de Terceiros	(78,5)	(81,4)	(90,5)	15,2%	11,1%
Outros	(90,6)	(105,0)	(80,1)	-11,5%	-23,7%
Outras Receitas e Despesas	(10,3)	(14,4)	250,2	N.D.	N.D.
EBITDA	341,7	369,7	732,1	114,2%	98,0%
Ajustes					
Desp. Passivo - FCESP	43,9	39,5	39,5	-10,1%	-0,1%
EBITDA Ajustado	385,6	409,2	771,6	100,1%	88,6%
Depreciação e Amortização	(93,9)	(98,4)	(99,5)	6,0%	1,2%
Receitas Financeiras	69,5	63,1	74,9	7,7%	18,6%
Despesas Financeiras	(89,6)	(98,2)	1,8	N.D.	N.D.
Var. Cambial/Mont. (Liq.)	10,2	1,1	(6,0)	N.D.	N.D.
Resultado Financeiro	(9,9)	(34,0)	70,7	N.D.	N.D.
Resultado antes da Tributação	237,9	237,4	703,2	195,7%	196,3%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(82,9)	(80,7)	(237,5)	186,4%	194,1%
Reversão dos Juros sobre Capital Próprio - TJLP	-	-	-	N.D.	N.D.
Lucro (prejuízo) Líquido	154,9	156,6	465,8	200,6%	197,4%

Receita Operacional Bruta - R\$ milhões	2T09	1T10	2T10	Var (%) 2T10 x 2T09	Var (%) 2T10 x 1T10
Residencial	1.350,7	1.420,1	1.536,4	13,7%	8,2%
Comercial	853,1	977,7	980,9	15,0%	0,3%
Industrial	456,4	470,1	515,1	12,9%	9,6%
Rural	2,2	0,3	0,4	-81,6%	20,8%
Poder Público	88,9	90,5	102,2	14,9%	12,9%
Iluminação Pública	38,9	43,9	44,0	13,2%	0,3%
Serviço Público	35,6	37,9	41,1	15,5%	8,6%
Total de Fornecimento	2.825,9	3.040,5	3.220,2	14,0%	5,9%
Outros					
Transmissoras (Ofício de Encerramento nº. 2.409/2007)	13,6	(0,2)	(0,2)	N.D.	0,0%
Rev. Tarifária - Amortização	(2,7)	12,6	12,6	N.D.	0,0%
Energia no Curto Prazo	29,5	1,6	4,1	-86,1%	162,5%
Não Faturado	(32,7)	73,7	(21,9)	-33,0%	N.D.
Dif. de alíquota - PIS/Cofins - Não Faturado	27,6	(1,7)	10,3	-62,7%	N.D.
Rec. Disponibilidade da Rede Elétrica (TUSD)	118,9	180,7	183,2	54,0%	1,4%
Fornecimento - CVA - Despacho 2.877 - ANEEL	(11,8)	(56,5)	(15,0)	26,9%	-73,4%
Fornecimento - Ajustes Financeiros	3,8	(1,0)	(1,0)	N.D.	0,0%
Fornecimento - Revisão tarifária	(50,2)	-	-	-100,0%	N.D.
Outros	22,6	24,4	25,7	13,6%	5,0%
Total Outros	118,5	233,6	197,7	66,8%	-15,4%
Total Receita Bruta	2.944,4	3.274,1	3.417,9	16,1%	4,4%
Deduções do Resultado Bruto					
ICMS por classe					
Residencial	(282,8)	(300,8)	(334,0)	18,1%	11,0%
Comercial	(153,1)	(175,2)	(175,7)	14,7%	0,3%
Industrial	(79,6)	(84,5)	(92,6)	16,4%	9,6%
Rural	(0,0)	(0,0)	(0,0)	18,9%	-6,9%
Poder Público	(8,5)	(8,9)	(10,1)	18,3%	13,4%
Iluminação Pública	(7,0)	(7,9)	(7,9)	13,2%	0,3%
Serviço Público	(5,8)	(6,2)	(6,7)	15,9%	8,1%
Outros	(24,7)	(29,1)	(30,9)	24,9%	6,3%
Total ICMS por classe	(561,6)	(612,6)	(657,9)	17,2%	7,4%
Outras					
Encargos do Consumidor - ECE	(0,0)	(0,0)	0,0	N.D.	N.D.
Encargos do Consumidor - RGR	(16,3)	(14,7)	(17,6)	8,4%	19,8%
Encargos do Consumidor - PROINFA	(4,5)	(9,3)	(11,2)	150,1%	20,2%
Encargos Consumidor - Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	(19,4)	(21,6)	(22,2)	14,6%	3,1%
Encargos Consumidor - CCC	(74,1)	(66,5)	(66,5)	-10,4%	0,0%
Encargos Consumidor - CCC - CVA	(25,4)	(14,1)	(15,2)	-40,1%	7,8%
Encargos Consumidor - CDE	(83,1)	(101,4)	(101,7)	22,5%	0,4%
Encargos Consumidor - CDE - CVA	(5,3)	0,9	0,9	N.D.	0,0%
Fornecimento - CVA - Despacho 2.877 - ANEEL	11,5	(1,0)	(1,0)	N.D.	0,0%
Outros (PIS, Cofins e ISS)	(273,2)	(302,9)	(317,4)	16,2%	4,8%
Total Outras	(489,6)	(530,5)	(551,9)	12,7%	4,0%
Receita Líquida	1.893,2	2.131,1	2.208,1	16,6%	3,6%

Energia Elétrica Comprada para Revenda - R\$ Milhões		2T09	1T10	2T10	Var (%) 2T10 x 2T09	Var (%) 2T10 x 1T10
AES Tietê Contrato Bilateral		411,3	458,2	401,1	-2,5%	-12,5%
ITAIPU		256,7	245,4	238,7	-7,0%	-2,8%
	Amortização de Parcela A	18,1	-	-	-100,0%	N.D.
Bilaterais		12,9	0,9	13,1	1,7%	1332,5%
Curto Prazo / Disponibilidade		(47,6)	12,7	24,5	N.D.	92,4%
	CVA - Despacho 2.877 - ANEEL	4,0	-	-	-100,0%	N.D.
CVA Energia		(99,8)	100,7	63,4	N.D.	-37,0%
	CVA - Despacho 2.877 - ANEEL	20,0	(36,0)	(25,5)	N.D.	-29,2%
Leilão - CCEAR		399,2	390,5	417,3	4,5%	6,9%
	CVA - Despacho 2.877 - ANEEL	4,0	-	-	-100,0%	N.D.
PROINFA		27,9	45,7	46,8	67,8%	2,4%
	CVA - Despacho 2.877 - ANEEL	(3,0)	-	-	-100,0%	N.D.
(-) Créditos - PIS/COFINS		(90,2)	(108,6)	(103,3)	14,5%	-4,9%
Total		910,7	1.109,5	1.076,0	18,1%	-3,0%

Encargos Uso Sistema de Transmissão e Distribuição - R\$ Milhões		2T09	1T10	2T10	Var (%) 2T10 x 2T09	Var (%) 2T10 x 1T10
Rede Básica e ONS		219,8	223,3	223,0	1,5%	-0,1%
	CVA - Despacho 2.877 - ANEEL	0,0	(6,6)	9,8	347121,3%	N.D.
	Rede Básica CVA	(3,7)	12,1	(6,3)	70,0%	N.D.
Encargos do Serviço do Sistema - ESS		39,1	76,2	77,4	98,1%	1,6%
	CVA - Despacho 2.877 - ANEEL	(1,1)	(21,5)	9,9	N.D.	N.D.
Transporte Itaipu / Outros		18,5	19,0	19,0	2,8%	0,1%
CUSD		5,2	5,5	5,4	3,8%	-0,6%
Conexão		11,9	18,5	18,2	53,4%	-1,7%
(-) Créditos - PIS/COFINS		(25,8)	(29,6)	(32,4)	25,4%	9,3%
Total		263,8	296,7	324,1	22,8%	9,2%

Pessoal - em R\$ milhões		2T09	1T10	2T10	Var (%) 2T10 x 2T09	Var (%) 2T10 x 1T10
Pessoal e Encargos		74,9	78,1	86,2	15,1%	10,4%
Entidade de Previdência		45,2	41,0	41,0	-9,3%	0,0%
Acordos e Condenações Trabalhistas		70,3	28,3	19,8	-71,8%	-30,0%
Total		190,3	147,4	147,0	-22,8%	-0,3%

Outras Despesas Operacionais - em R\$ milhões		2T09	1T10	2T10	Var (%) 2T10 x 2T09	Var (%) 2T10 x 1T10
PCLD e Baixas		39,8	37,5	33,6	-15,6%	-10,5%
Provisão (Reversão) para contingências		12,7	33,8	4,9	-61,3%	-85,4%
Condenações e Acordos Judiciais		4,5	4,5	11,8	159,0%	162,2%
Demais *		33,5	29,1	29,8	-10,9%	2,3%
Total		90,6	105,0	80,1	-11,5%	-23,7%

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

Resultado Financeiro - R\$ milhões	2T09	1T10	2T10	Var (%) 2T10 x 2T09	Var (%) 2T10 x 1T10
Receitas financeiras:					
Renda de aplicações financeiras	24,5	21,5	32,6	33,1%	51,7%
Selic - Parcela A/CVA	12,7	8,7	5,8	-54,4%	-33,8%
Selic - FINSOCIAL	2,3	-	-	-100,0%	N.D.
Acréscimo moratório - consumidores	16,7	18,7	19,5	16,8%	4,0%
Multas	2,6	2,8	3,3	27,7%	21,6%
Renda de Títulos e Valores Mobiliários Alienados - LFT	1,8	3,1	5,5	202,0%	76,1%
Benefícios da Lei 11.941 - REFIS	-	-	-	N.D.	N.D.
Outras	8,9	8,3	8,1	-8,7%	-1,9%
Subtotal	69,5	63,1	74,9	7,7%	18,6%
Despesas financeiras:					
Encargo de dívidas - Empréstimos moeda nacional	(61,8)	(75,6)	(88,2)	42,6%	16,6%
Encargo de dívidas - Empréstimos moeda estrangeira	(0,0)	0,1	0,0	N.D.	-28,8%
(-) Transferido para o custo das imobilizações em curso	4,1	5,6	5,8	42,6%	4,7%
Operações de swap	(5,1)	-	-	-100,0%	N.D.
Juros e Multa sobre Pis/Pasep e Cofins	(11,3)	(0,6)	(0,3)	-97,4%	-49,0%
CPMF	-	(0,5)	-	N.D.	-100,0%
Multas Moratórias, Compensatórias e Sancionatórias	(0,8)	(0,5)	(0,2)	-77,9%	-68,2%
Juros sobre Capital Próprio - TJLP	-	-	-	N.D.	N.D.
Outras	(14,6)	(26,6)	84,6	N.D.	N.D.
Subtotal	(89,6)	(98,2)	1,8	N.D.	N.D.
Variação monetária e cambial líquida:					
Moeda Nacional	3,0	2,6	(1,2)	N.D.	N.D.
Moeda Estrangeira	9,7	0,2	(7,6)	N.D.	N.D.
Impacto CVA - Despacho 2.877 - ANEEL	(6,4)	(1,7)	2,8	N.D.	N.D.
(-) Transferido para o custo das imobilizações em curso	3,9	(0,0)	(0,0)	N.D.	-90,5%
Subtotal	10,2	1,1	(6,0)	N.D.	N.D.
Total Despesa Financeira	(79,4)	(97,1)	(4,2)	-94,7%	-95,7%
Total Resultado Financeiro	(9,9)	(34,0)	70,7	N.D.	N.D.

BALANÇO

ATIVO (R\$ milhões)	30/06/2009	30/06/2010	Var (%) 2T10 x 2T09	Var (%) 2T10 x 1T10
CIRCULANTE	3.696,6	4.380,1	18,5%	10,9%
Disponibilidades	989,1	1.785,6	80,5%	21,5%
Contas a Receber	1.391,0	1.641,4	18,0%	1,5%
Provisão para Devedores Duvidosos	(230,1)	(338,5)	47,1%	0,7%
Tributos e Contribuições Sociais	819,7	749,8	-8,5%	21,7%
Estoques	47,6	58,1	22,2%	-4,1%
Diferimento de custos tarifários	532,7	287,7	-46,0%	-9,6%
Outros Créditos	146,6	196,1	33,7%	-3,3%
NÃO-CIRCULANTE	8.394,8	8.109,6	-3,4%	-0,8%
Tributos e Contribuições Sociais	959,0	787,5	-17,9%	-1,7%
Contas a Receber	116,8	247,3	111,8%	-2,2%
Provisão para Devedores Duvidosos	(64,9)	(208,7)	221,5%	-1,4%
Diferimento de custos tarifários	89,5	28,7	-67,9%	-50,4%
Outros Créditos	670,0	543,1	-18,9%	-5,9%
Investimentos	11,0	9,5	-13,9%	0,0%
Imobilizado	6.427,2	6.541,9	1,8%	0,4%
Intangível	186,3	160,3	-14,0%	-6,0%
TOTAL DO ATIVO	12.091,5	12.489,8	3,3%	3,0%

PASSIVO (R\$ milhões)	30/06/2009	30/06/2010	Var (%) 2T10 x 2T09	Var (%) 2T10 x 1T10
CIRCULANTE	3.519,5	3.020,6	-14,2%	-21,2%
Fornecedores	767,8	836,1	8,9%	0,0%
Empréstimos, Financiamentos e Debentures				
Moeda Nacional	528,9	57,5	-89,1%	-89,2%
Moeda Estrangeira	11,5	0,0	-99,8%	1,2%
Fundação CESP	314,6	79,3	-74,8%	4,9%
Impostos, Taxas e Contribuições	662,6	801,8	21,0%	41,8%
Folha de Pagamento	2,7	1,2	-57,2%	-87,1%
Provisões	140,3	290,7	107,3%	-4,4%
Dividendos e JSCP Declarados	317,5	273,1	-14,0%	-64,1%
Outros	773,6	681,0	-12,0%	-9,5%
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO	4.971,0	5.566,6	12,0%	14,8%
Impostos, Taxas e Contribuições	505,2	461,4	-8,7%	-1,3%
Empréstimos, Financiamentos e Debentures				
Moeda Nacional	1.301,1	2.638,7	102,8%	39,2%
Moeda Estrangeira	0,1	0,1	-34,1%	1,2%
Fundação CESP	1.728,2	1.851,2	7,1%	-1,2%
Provisões	1.345,3	387,9	-71,2%	4,9%
Outros	91,1	227,4	149,5%	-6,0%
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.600,9	3.902,5	8,4%	12,9%
Capital Social Realizado	1.057,6	1.057,6	0,0%	0,0%
Reservas de Reavaliação	2.104,9	2.031,3	-3,5%	-1,0%
Reserva legal	98,3	155,1	57,8%	0,0%
Lucro do exercício	340,0	658,4	93,6%	278,4%
TOTAL DO PASSIVO	12.091,5	12.489,8	3,3%	3,0%

Endividamento			
Moeda Estrangeira - R\$ milhões	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
Lei 7976/89	0,0	0,0	0,0
Resolução 96/93 (Bib's)	0,0	0,1	0,1
Subtotal	0,0	0,1	0,1
Moeda Local - R\$ milhões	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
RELUZ	0,7	3,0	3,8
CCB - Citibank	53,7	200,0	253,7
CCB - Bradesco	6,8	586,3	593,0
DEBÊNTURES - 9ª Emissão	9,5	250,0	259,5
DEBÊNTURES - 10ª Emissão	17,6	600,0	617,6
DEBÊNTURES - 11ª Emissão	3,7	200,0	203,7
DEBÊNTURES - 12ª Emissão	10,1	397,3	407,4
DEBÊNTURES - 13ª Emissão	5,7	392,5	398,2
Leasing	6,7	9,6	16,3
Outros	0,3	0,0	0,3
Subtotal	114,7	2.638,7	2.753,4
Total sem Fundação CESP	114,8	2.638,8	2.753,5
Fundação Cesp - Confissão de Dívida	9,7	351,3	361,0
Fundação Cesp - Ajuste de Reserva Matemática	48,1	1.499,9	1.548,0
Fundação Cesp - Custo Atuarial	21,5	0,0	21,5
Total com Fundação CESP	172,6	4.490,0	4.684,0

R\$ milhões

Dívida	4.684,0
Disponibilidades*	1.785,6
Dívida Líquida	2.898,4
Leasing	16,3
Dívida Líquida sem Leasing	2.882,1

* Caixa + Títulos e Valores Mobiliários

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.

EAEE - 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.