

**São Paulo, 10 de agosto de 2011** – A CPFL Energia S.A. (BM&FBOVESPA: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 2T11**. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas em bases consolidadas e de acordo com a legislação aplicável. Os demonstrativos financeiros são apresentados conforme o novo padrão contábil brasileiro, integralmente adaptado a todos os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) aplicáveis às operações das empresas do Grupo CPFL, os quais estão consistentes com as práticas contábeis internacionais - IFRS. As comparações referem-se ao 2T10, salvo indicação contrária.

## CPFL ENERGIA ANUNCIA LUCRO LÍQUIDO DE R\$ 294 MILHÕES NO 2T11

	2T11	2T10	Var.	1S11	1S10	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	13.404	13.051	2,7%	26.885	25.513	5,4%
Mercado Cativo	9.680	9.761	-0,8%	19.663	19.602	0,3%
TUSD	3.724	3.290	13,2%	7.223	5.911	22,2%
Vendas de Comercialização e Geração - GWh	2.882	2.953	-2,4%	5.873	6.015	-2,3%
Receita Operacional Bruta	4.515	4.220	7,0%	9.025	8.471	6,5%
Receita Operacional Líquida	3.045	2.868	6,2%	6.068	6.068	0,0%
EBITDA (IFRS) <sup>(1)</sup>	815	791	2,9%	1.834	1.773	3,5%
EBITDA (IFRS+ Ativos e Passivos Regulatórios - Não-Recorrentes) <sup>(2)</sup>	877	755	16,2%	NA	NA	NA
Lucro Líquido (IFRS)	294	360	-18,3%	760	848	-10,3%
Lucro Líquido (IFRS+ Ativos e Passivos Regulatórios - Não-Recorrentes) <sup>(3)</sup>	335	335	0,2%	NA	NA	NA
Investimentos	325	433	-24,9%	737	722	2,1%

**Notas:**

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização e entidade de previdência privada;

(2) O EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-Recorrentes) considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;

(3) O Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-Recorrentes) considera os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes.

NA = Não se aplica.

### DESTAQUES 2T11

- Crescimento de 2,7% nas vendas na área de concessão;
- Reajuste Tarifário Anual (econômico) para a CPFL Paulista (6,11%), vigente a partir de 8 de abril de 2011, e para a RGE (8,58%) a partir de 19 de junho de 2011;
- Anúncio de 2 novos projetos de biomassa – por sociedade controlada pela Ersa – UTE Alvorada (50 MW) e UTE Coopcana (50 MW), com investimentos previstos de R\$ 311 milhões;
- Aprovação da associação com a Ersa e criação da CPFL Renováveis pela Aneel, BNDES, Cade e instituições financeiras, concluída em julho de 2011;
- Distribuição de R\$ 748 milhões em dividendos relativos ao 1S11. *Dividend yield* de 6,0% nos últimos 12 meses;
- Captações de R\$ 3,8 bilhões para alongamento da dívida e novos projetos;
- Conclusão do grupamento-desdobramento das ações em 29/jun na BM&FBOVESPA e 06/jul na NYSE;
- Reconhecimento da CPFL Brasil, pela Revista *Exame Melhores e Maiores*, como a melhor empresa de energia do Brasil, pelo seu desempenho econômico-financeiro em 2010;
- Prêmio IBEF de Sustentabilidade 2011 em Governança Corporativa (CPFL Energia);
- Valorização de 10,6% das ações da CPFL Energia na BM&FBOVESPA, superando o Ibovespa (-10,0%) e o IEE (10,4%) no 1S11.

#### Teleconferência em Português com Tradução Simultânea para o Inglês (Q&A Bilíngüe)

- Quinta-feira, 11 de agosto de 2011 – 11h00 (Brasília), 10h00 (EST)

☎ Português: 55-11-4688-6361 (Brasil)

☎ Inglês: 1-888-700-0802 (EUA) e 1-786-924-6977 (Outros Países)

- *Webcast*: [www.cpf.com.br/ri](http://www.cpf.com.br/ri)

#### Área de Relações com Investidores

55-19-3756-6083

[ri@cpf.com.br](mailto:ri@cpf.com.br)

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

## ÍNDICE

1) VENDAS DE ENERGIA .....	3
1.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras .....	3
1.1.1) Vendas no Mercado Cativo .....	3
1.1.2) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão .....	4
1.1.3) TUSD por Distribuidora .....	4
1.2) Vendas de Comercialização e Geração – Exclusive Partes Relacionadas .....	4
2) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO .....	5
2.1) Receita Operacional .....	5
2.2) Custo com Energia Elétrica .....	5
2.3) Custos e Despesas Operacionais .....	6
2.4) Ativos e Passivos Regulatórios .....	8
2.5) EBITDA .....	8
2.6) Resultado Financeiro .....	8
2.7) Lucro Líquido .....	9
3) ENDIVIDAMENTO .....	9
3.1) Dívida Financeira (Incluindo <i>Hedge</i> ) .....	9
3.2) Dívida Total (Dívida Financeira + <i>Hedge</i> + Dívida com Entidade de Previdência Privada) .....	11
3.3) Dívida Líquida Ajustada .....	12
3.4) Novas Captações .....	12
4) INVESTIMENTOS .....	12
5) FLUXO DE CAIXA .....	13
6) DIVIDENDOS .....	14
7) MERCADO DE CAPITALIS .....	15
7.1) Desempenho das Ações .....	15
7.3) <i>Ratings</i> .....	16
8) GOVERNANÇA CORPORATIVA .....	17
9) ESTRUTURA SOCIETÁRIA – 30/06/2011 .....	18
9.1) Grupamento/Desdobramento e Alteração da Relação de Troca dos ADRs .....	18
9.2) Associação da CPFL com a ERSa e Criação da CPFL Energias Renováveis .....	19
10) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO .....	20
10.1) Segmento de Distribuição .....	20
10.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	20
10.1.2) Reajuste Tarifário .....	23
10.2) Segmento de Comercialização e Serviços .....	25
10.3) Segmento de Geração .....	25
10.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	25
10.3.2) Status dos Projetos de Geração .....	27
10.3.3) ERSa – Dois Novos Projetos de Geração à Biomassa .....	28
11) ANEXOS .....	29
11.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia .....	29
11.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia .....	30
11.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia .....	31
11.4) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Consolidado .....	32
11.5) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição Consolidado .....	33
11.6) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora .....	34
11.7) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh) .....	36

## 1) VENDAS DE ENERGIA

### 1.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras

No 2T11, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 13.404 GWh, um aumento de 2,7%.

Vendas na Área de Concessão - GWh						
	2T11	2T10	Var.	1S11	1S10	Var.
Mercado Cativo	9.680	9.761	-0,8%	19.663	19.602	0,3%
TUSD	3.724	3.290	13,2%	7.223	5.911	22,2%
<b>Total</b>	<b>13.404</b>	<b>13.051</b>	<b>2,7%</b>	<b>26.885</b>	<b>25.513</b>	<b>5,4%</b>

As vendas para o mercado cativo totalizaram 9.680 GWh, uma redução de 0,8%.

A quantidade de energia, em GWh, correspondente ao consumo dos clientes livres na área de atuação das distribuidoras do grupo, faturadas por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), atingiu 3.724 GWh, um aumento de 13,2%, reflexo da migração de clientes para o mercado livre.

#### 1.1.1) Vendas no Mercado Cativo

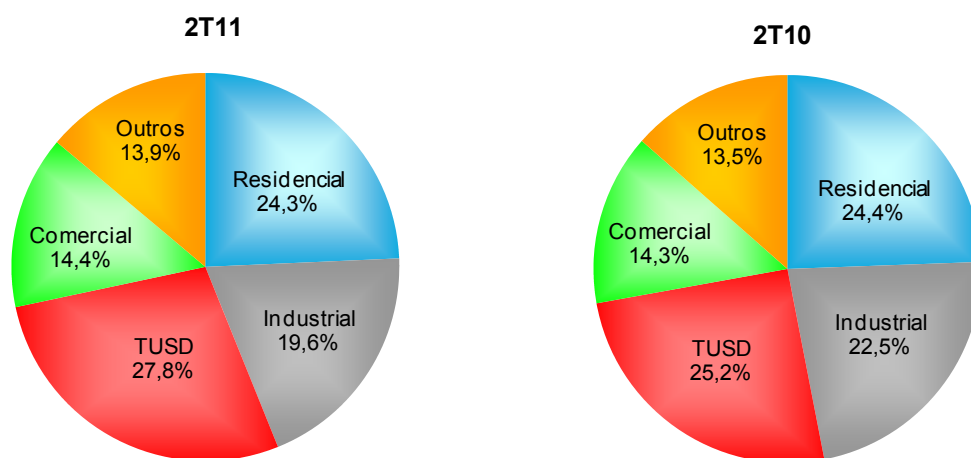
Mercado Cativo - GWh						
	2T11	2T10	Var.	1S11	1S10	Var.
Residencial	3.256	3.187	2,2%	6.716	6.471	3,8%
Industrial	2.627	2.941	-10,7%	5.193	5.772	-10,0%
Comercial	1.935	1.868	3,6%	4.034	3.858	4,6%
Outros	1.861	1.765	5,4%	3.721	3.501	6,3%
<b>Total</b>	<b>9.680</b>	<b>9.761</b>	<b>-0,8%</b>	<b>19.663</b>	<b>19.602</b>	<b>0,3%</b>

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 11.7.

No mercado cativo, destacam-se os crescimentos das classes residencial e comercial que, juntas, representam 53,6% do total consumido pelos clientes cativos das distribuidoras do grupo:

- **Classes residencial e comercial:** aumentos de 2,2% e 3,6%, respectivamente, impactados negativamente pelo menor número de dias de faturamento (em média 2,4 e 2,1 dias a menos, respectivamente) e temperaturas mais baixas no trimestre (especialmente em junho de 2011). Expurgando esses fatores, o crescimento dessas classes teria sido de 6,6% e 7,3%, respectivamente, favorecido pelos efeitos acumulados do crescimento econômico (aumento da renda, do poder de compra do consumidor e das concessões de crédito) verificado nos últimos anos.
- **Classe industrial:** redução de 10,7%, reflexo da migração de clientes para o mercado livre.

### 1.1.2) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão



### 1.1.3) TUSD por Distribuidora

TUSD por Distribuidora - GWh						
	2T11	2T10	Var.	1S11	1S10	Var.
CPFL Paulista	1.849	1.619	14,2%	3.591	2.844	26,3%
CPFL Piratininga	1.457	1.370	6,4%	2.806	2.501	12,2%
RGE	366	259	41,5%	722	497	45,3%
CPFL Santa Cruz	5	5	-0,1%	9	8	7,1%
CPFL Jaguarí	11	20	-45,6%	27	33	-18,7%
CPFL Mococa	-	-	0,0%	-	-	0,0%
CPFL Leste Paulista	11	-	0,0%	21	-	0,0%
CPFL Sul Paulista	25	18	36,7%	47	28	70,6%
<b>Total</b>	<b>3.724</b>	<b>3.290</b>	<b>13,2%</b>	<b>7.223</b>	<b>5.911</b>	<b>22,2%</b>

### 1.2) Vendas de Comercialização e Geração – Exclusive Partes Relacionadas

Vendas de Comercialização e Geração - GWh						
	2T11	2T10	Var.	1S11	1S10	Var.
Total	2.882	2.953	-2,4%	5.873	6.015	-2,3%

Nota: Exclui vendas para partes relacionadas e na CCEE. Considera Furnas (Semesa) e demais vendas da geração para fora do grupo, exceto as vendas da Epasa (contrato de disponibilidade).

No 2T11, as vendas de comercialização e geração totalizaram 2.882 GWh, uma redução de 2,4%, devido principalmente à redução das vendas por meio de contratos bilaterais de curto prazo da comercialização, vigentes em 2010. Já as vendas para clientes livres tiveram alta, decorrente do aumento do número de clientes em carteira neste ano (de 98 para 130).

## 2) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (R\$ Mil)						
	2T11	2T10	Var.	1S11	1S10	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>4.515.489</b>	<b>4.220.035</b>	<b>7,0%</b>	<b>9.025.253</b>	<b>8.470.817</b>	<b>6,5%</b>
Receita Operacional Líquida	3.044.857	2.867.559	6,2%	6.067.641	5.746.284	5,6%
Custo com Energia Elétrica	(1.524.451)	(1.509.474)	1,0%	(2.943.113)	(2.916.782)	0,9%
Custos e Despesas Operacionais	(883.515)	(713.953)	23,7%	(1.633.482)	(1.343.719)	21,6%
Resultado do Serviço	636.891	644.132	-1,1%	1.491.046	1.485.783	0,4%
<b>EBITDA</b>	<b>814.571</b>	<b>791.320</b>	<b>2,9%</b>	<b>1.834.484</b>	<b>1.772.976</b>	<b>3,5%</b>
Resultado Financeiro	(182.050)	(84.124)	116,4%	(313.156)	(166.131)	88,5%
Lucro Antes da Tributação	454.841	560.008	-18,8%	1.177.891	1.319.652	-10,7%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>294.083</b>	<b>359.770</b>	<b>-18,3%</b>	<b>759.958</b>	<b>847.633</b>	<b>-10,3%</b>

### 2.1) Receita Operacional

A receita operacional bruta no 2T11 atingiu R\$ 4.515 milhões, representando um aumento de 7,0% (R\$ 295 milhões). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente, no mesmo valor), a receita operacional bruta seria de R\$ 4.265 milhões, um crescimento de 7,5% (R\$ 298 milhões).

As deduções da receita operacional foram de R\$ 1.471 milhões, representando um aumento de 8,7% (R\$ 118 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores: (i) aumento dos impostos incidentes sobre a receita (R\$ 60 milhões); (ii) aumento dos encargos setoriais de CCC e CDE (R\$ 54 milhões); e (iii) aumento no valor referente ao programa de P&D e eficiência energética (R\$ 13 milhões). O aumento nas deduções da receita operacional foi parcialmente compensado pela redução: (i) dos valores referentes ao Proinfra (R\$ 5 milhões) e (ii) da RGR (R\$ 4 milhões).

A receita operacional líquida atingiu R\$ 3.045 milhões no 2T11, representando um aumento de 6,2% (R\$ 177 milhões). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional líquida seria de R\$ 2.794 milhões, um crescimento de 6,9% (R\$ 180 milhões).

O aumento da receita operacional foi causado principalmente pelos seguintes fatores:

- Reajustes tarifários das distribuidoras;
- Aumento de 24,0% (R\$ 63 milhões) na receita bruta de TUSD de clientes livres, devido principalmente à migração de clientes cativos para o mercado livre;
- Receita adicional líquida, no valor de R\$ 66 milhões: (i) da Chapecoense, por conta do início das operações da UHE Foz do Chapecó em outubro de 2010; (ii) da CPFL Bioenergia, devido ao início das operações em agosto de 2010; e (iii) da conclusão da Epasa em janeiro de 2011.

O aumento da receita operacional foi parcialmente compensado pela redução de 0,8% no volume de vendas para o mercado cativo.

### 2.2) Custo com Energia Elétrica

O custo com energia elétrica, composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 1.524 milhões no 2T11, representando um aumento de 1,0% (R\$ 15 milhões):

- O custo da energia comprada para revenda no 2T11 foi de R\$ 1.216 milhões, o que representa uma redução de 0,1% (R\$ 1,4 milhão), devido aos seguintes efeitos:

- (i) Redução no custo de energia de Itaipu (R\$ 25,4 milhões), decorrente da redução de 12,7% no preço médio de compra, devido a menores taxas de câmbio, parcialmente compensada pelo aumento de 3,1% (81 GWh) na quantidade de energia comprada;
- (ii) Redução no custo com energia adquirida por meio de contratos bilaterais (R\$ 13,8 milhões), devido à redução de 9,4% (878 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensada pelo aumento de 8,9% no preço médio de compra;
- (iii) Redução no custo com PROINFA (R\$ 2,8 milhões), devido à redução de 51,0% (135 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensada pelo aumento de 91,5% no preço médio de compra.

Parcialmente compensando:

- (i) Aumento no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 38,4 milhões), devido ao aumento no preço médio de compra e de 131,6% (630 GWh) na quantidade de energia comprada;
- (ii) Redução dos créditos de Pis e Cofins (R\$ 2,2 milhões), gerados a partir da compra de energia.

A redução líquida de 302 GWh na quantidade de energia comprada é decorrente do aumento das compras dentro do Grupo CPFL.

- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição atingiram R\$ 309 milhões no 2T11, aumento de 5,6% (R\$ 16 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Aumento nos encargos da rede básica (R\$ 18 milhões), devido, entre outros fatores, aos valores devidos pela Epasa, referentes a 2010 – **item não recorrente** (R\$ 6 milhões);
  - (ii) Aumento nos encargos de conexão (R\$ 5 milhões);
  - (iii) Aumento nos encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 3 milhões);
  - (iv) Aumento nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 1 milhão);
  - (v) Redução dos créditos de Pis e Cofins (R\$ 3 milhões), gerados a partir dos encargos do sistema de transmissão e distribuição.

Parcialmente compensando:

- (i) Redução nos encargos de energia de reserva (R\$ 13 milhões);
- (ii) Redução nos encargos de Itaipu (R\$ 1 milhão).

## 2.3) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 884 milhões no 2T11, registrando um aumento de 23,8% (R\$ 170 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- PMSO, item que atingiu R\$ 455 milhões no 2T11, registrando um aumento de 45,2% (R\$ 142 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação com o 2T10):
  - (i) Aumento **não-recorrente** nas despesas com Pessoal devido ao PAI - Programa de Aposentadoria Incentivada (R\$ 48 milhões);
    - ✓ 445 adesões, sendo 130 com desligamento imediato e 315 até o final de 2011;
    - ✓ Custos com desligamento: R\$ 47,5 milhões (sendo R\$ 10,2 milhões realizados e R\$ 37,3 milhões provisionados);

✓ Benefícios: redução permanente da massa salarial dessa população em 43%, através da revisão de processos e critérios de reposição;

✓ Pay back geral: 2,5 anos.

- (ii) Aumento nas despesas legais, judiciais e indenizações da CPFL Paulista, devido à **redução não-recorrente no 2T10** decorrente do estorno de provisão relacionado ao passivo dos créditos de Pis/Cofins sobre encargos setoriais (R\$ 40 milhões);
- (iii) Efeito **não-recorrente** referente à provisão para contingência de ISS da controlada em conjunto Enercan (R\$ 10 milhões);
- (iv) Gastos com inventário físico de ativos, em atendimento à Resolução Aneel nº 367/09 (R\$ 11 milhões), nas controladas CPFL Paulista (R\$ 5,1 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 2,9 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 1,4 milhão), CPFL Sul Paulista (R\$ 0,6 milhão), CPFL Leste Paulista (R\$ 0,4 milhão), CPFL Mococa (R\$ 0,6 milhão) e CPFL Jaguari (R\$ 0,3 milhão);
- (v) Entrada em operação da UHE Foz do Chapecó, da UTE Baldin e das UTEs Termonordeste e Termoparaíba – Epasa (R\$ 10 milhões).

Desconsiderando os efeitos mencionados, o PMSO do 2T11 seria de R\$ 377 milhões e o PMSO do 2T10 seria de R\$ 353 milhões, um aumento de 6,7% (R\$ 24 milhões), em comparação ao IGP-M de 8,6% (últimos 12 meses).

Seguem os principais fatores que explicam a variação do PMSO, após os expurgos dos efeitos mencionados:

- (i) Gastos com pessoal, que registraram aumento de 7,1% (R\$ 10 milhões), devido principalmente: (i) aos acordos coletivos de 2010 (afetando abril e maio) e de 2011 (afetando junho) (R\$ 8 milhões); e (ii) à expansão das atividades da CPFL Atende (R\$ 2 milhões).
- (ii) Gastos com material, que registraram aumento de 12,1% (R\$ 2 milhões);
- (iii) Gastos com serviços de terceiros, que registraram aumento de 11,6% (R\$ 13 milhões), devido principalmente ao aumento dos gastos com auditoria e consultoria (R\$ 12 milhões).

O aumento do PMSO foi parcialmente compensado pela redução de 2,3% dos outros custos/despesas operacionais (R\$ 1 milhão).

- Depreciação e Amortização, que apresentou um aumento líquido de 18,4% (R\$ 31 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Aumento na CPFL Geração (R\$ 27 milhões), devido principalmente: (i) aos ajustes contábeis **não-recorrentes** nas usinas (R\$ 7 milhões); e (ii) à entrada em operação da UHE Foz do Chapecó (R\$ 14 milhões) e das UTEs Termonordeste e Termoparaíba – Epasa (R\$ 4 milhões);
  - (ii) Aumento na CPFL Paulista (R\$ 6 milhões), devido principalmente à amortização do novo sistema de faturamento.

O aumento dos custos e despesas operacionais foi parcialmente compensado pela redução de 1,0% (R\$ 3 milhões) no custo com construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido à receita correspondente, no mesmo valor). Esse item, que atingiu R\$ 250 milhões no 2T11, tem sua contrapartida na “receita operacional”.



## 2.4) Ativos e Passivos Regulatórios

Os ativos e passivos regulatórios, que não são mais contabilizados de acordo com os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e práticas internacionais (IFRS), representaram uma receita de R\$ 3 milhões no 2T10 (líquido dos efeitos não-recorrentes do recálculo do IRT 2009 da RGE) e um custo de R\$ 0,6 milhão no 2T11 (valores líquidos). Os valores relativos ao diferimento de ativos e passivos regulatórios serão incluídos nas tarifas no próximo reajuste tarifário, através de componentes financeiros. Os valores relativos à amortização dos mesmos estão refletidos na tarifa dos períodos.

## 2.5) EBITDA

Com base nos fatores expostos, o **EBITDA (IFRS)** do 2T11 foi de R\$ 815 milhões, registrando um aumento de 2,9% (R\$ 23 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrentes)** seria de R\$ 755 milhões no 2T10 e de R\$ 877 milhões no 2T11, um aumento de 16,2% (R\$ 122 milhões).

## 2.6) Resultado Financeiro

No 2T11, a despesa financeira líquida foi de R\$ 182 milhões, um aumento de 116,4% (R\$ 98 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 84 milhões registrada no 2T10.

Os itens que explicam essa variação são:

- Receitas Financeiras: aumento de 23,2% (R\$ 24 milhões), passando de R\$ 102 milhões no 2T10 para R\$ 126 milhões no 2T11, devido principalmente ao aumento nos seguintes itens: (i) renda de aplicações financeiras (R\$ 14 milhões), reflexo do aumento do estoque de aplicações e do aumento do CDI; (ii) acréscimos e multas moratórias (R\$ 7 milhões); e (iii) atualizações monetárias e cambiais (R\$ 6 milhões).
- Despesas Financeiras: aumento de 65,4% (R\$ 122 milhões), passando de R\$ 186 milhões no 2T10 para R\$ 308 milhões no 2T11, devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Aumento dos encargos de dívidas (R\$ 62 milhões), devido ao aumento do saldo do endividamento e ao aumento do CDI, de 2,2% no 2T10 para 2,8% no 2T11 (R\$ 42 milhões);
  - (ii) Despesa financeira decorrente da entrada em operação da UHE Foz do Chapecó, das UTEs Termonordeste e Termoparaíba – Epasa e da UTE Baldin (CPFL Bioenergia) (R\$ 26 milhões);
  - (iii) Atualização financeira do Uso do Bem Público (UBP) (R\$ 26 milhões), incluindo os ajustes contábeis **não-recorrentes** referentes ao recálculo de UBP das usinas (R\$ 13 milhões);
  - (iv) Aumento na despesa financeira devido à redução **não-recorrente** nas atualizações monetárias e variações cambiais do **2T10** (R\$ 4 milhões), decorrente da atualização monetária do passivo referente aos créditos de Pis/Cofins sobre encargos setoriais, sendo R\$ 16 milhões de reversão de provisão na CPFL Paulista, parcialmente compensados por R\$ 12 milhões de atualização na CPFL Piratininga.



## 2.7) Lucro Líquido

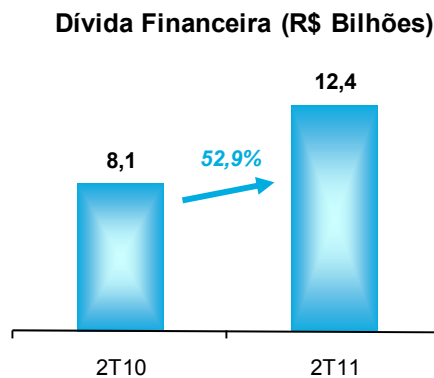
No 2T11, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 294 milhões, redução de 18,3% (R\$ 66 milhões).

Excluindo a participação dos acionistas não-controladores, o lucro líquido (IFRS) do 2T11 seria de R\$ 288 milhões, redução de 18,9% (R\$ 67 milhões), em comparação ao lucro líquido de R\$ 355 milhões do 2T10.

Considerando os ativos e passivos regulatórios, inclusive efeitos no resultado financeiro (líquidos de impostos) e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **lucro líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrentes)** seria de R\$ 335 milhões no 2T10 e no 2T11, apresentando um aumento de 0,2% (R\$ 0,7 milhão).

## 3) ENDIVIDAMENTO

### 3.1) Dívida Financeira (Incluindo *Hedge*)



A dívida financeira (incluindo *hedge*) da CPFL Energia atingiu R\$ 12.386 milhões no 2T11, aumento de 52,9%. Os principais fatores que contribuíram para a variação do saldo da dívida financeira foram:

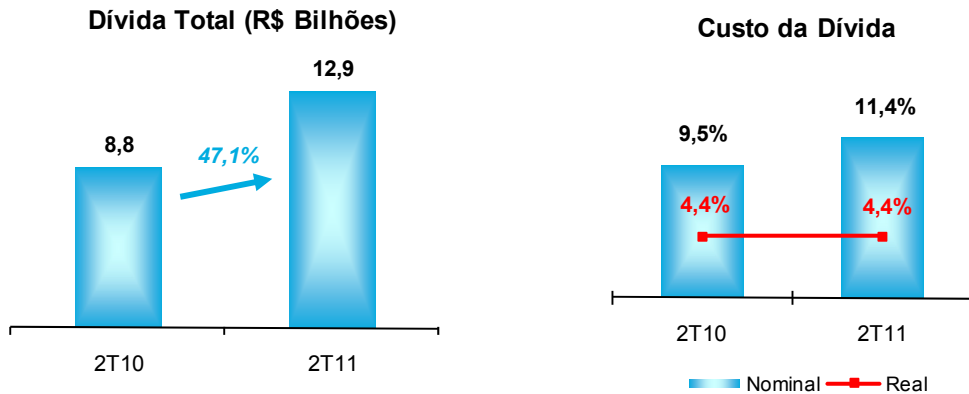
- CPFL Brasil, CPFL Geração e Projetos de Geração: captações líquidas de amortizações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 2.312 milhões, com destaque para:
  - + Emissões de debêntures pela CPFL Brasil (2ª Emissão de R\$ 1.320 milhões), CPFL Geração (4ª Emissão de R\$ 680 milhões), Epasa (2ª Emissão de R\$ 204 milhões), Enercan (R\$ 53 milhões) e Baesa (R\$ 9 milhões), para rolagem de dívidas, financiamento dos investimentos e aquisição do *equity* da Jantus;
  - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Brasil (R\$ 197 milhões), CPFL Geração (R\$ 80 milhões), Foz do Chapecó (R\$ 35 milhões), CPFL Bioenergia (R\$ 18 milhões) e CPFL Sul Centrais Elétricas (R\$ 7 milhões);
  - + Captação de financiamento junto ao BNB pela Epasa (R\$ 97 milhões);
  - + Captação de linha de capital de giro por Foz do Chapecó (R\$ 25 milhões);
  - Amortizações de principal das debêntures da Epasa (1ª Emissão de R\$ 230 milhões) e da Baesa (R\$ 8 milhões);
  - Amortização de empréstimo com o BID pela Enercan (R\$ 52 milhões);
  - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela Ceran (R\$ 54 milhões), Enercan (R\$ 35 milhões), Baesa (R\$ 19 milhões) e CPFL Geração (R\$ 18 milhões).

- CPFL Energia e Distribuidoras do Grupo: captações líquidas de amortizações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 1.775 milhões, com destaque para:
  - + Emissões de debêntures pela CPFL Paulista (5ª Emissão de R\$ 484 milhões), CPFL Piratininga (4ª Emissão de R\$ 280 milhões e 5ª Emissão de R\$ 160 milhões), RGE (5ª Emissão de R\$ 70 milhões) e CPFL Santa Cruz (1ª Emissão de R\$ 65 milhões), para rolagem de dívidas e financiamento dos investimentos;
  - + Captações de financiamentos pela RGE (R\$ 288 milhões), CPFL Paulista (R\$ 347 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 37 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 23 milhões), CPFL Leste Paulista (R\$ 34 milhões), CPFL Sul Paulista (R\$ 19 milhões), CPFL Mococa (R\$ 11 milhões) e CPFL Jaguarí (R\$ 8 milhões);
  - + Captações líquidas de amortizações de financiamentos junto ao BNDES pelas Distribuidoras do Grupo, totalizando R\$ 282 milhões;
  - Amortizações de principal das debêntures da CPFL Piratininga (1ª Emissão de R\$ 200 milhões), CPFL Paulista (4ª Emissão de R\$ 65 milhões) e RGE (2ª Emissão de R\$ 29 milhões).
- Provisão de juros no período líquidos dos pagamentos, no montante de R\$ 210 milhões.

Dívida Financeira - 2T11 (R\$ Mil)								
	Encargos		Principal		Total			
	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Total	
<b>Moeda Nacional</b>								
BNDES - Repotenciação	40	-	3.733	6.647	3.773	6.647	10.420	
BNDES - Investimento	13.124	-	396.462	3.072.962	409.586	3.072.962	3.482.548	
BNDES - Outros	447	-	49.633	53.452	50.080	53.452	103.532	
BNDES - Capital de Giro	426	-	56.181	42.051	56.607	42.051	98.658	
Instituições Financeiras	22.625	56.495	58.388	1.594.732	81.013	1.651.227	1.732.240	
Outros	593	-	14.607	30.786	15.200	30.786	45.986	
<b>Sub-Total</b>	<b>37.255</b>	<b>56.495</b>	<b>579.004</b>	<b>4.800.630</b>	<b>616.259</b>	<b>4.857.125</b>	<b>5.473.384</b>	
<b>Moeda Estrangeira</b>								
Instituições Financeiras	11.692	-	397.000	36.422	408.692	36.422	445.114	
<b>Sub-Total</b>	<b>11.692</b>	<b>-</b>	<b>397.000</b>	<b>36.422</b>	<b>408.692</b>	<b>36.422</b>	<b>445.114</b>	
<b>Debêntures</b>								
CPFL Energia	16.923	-	-	450.000	16.923	450.000	466.923	
CPFL Paulista	17.609	-	323.279	908.833	340.888	908.833	1.249.721	
CPFL Piratininga	11.097	-	-	696.687	11.097	696.687	707.785	
RGE	25.791	-	311.665	322.984	337.456	322.984	660.440	
CPFL Santa Cruz	465	-	-	64.670	465	64.670	65.135	
CPFL Leste Paulista	1.475	-	24.000	-	25.475	-	25.475	
CPFL Sul Paulista	975	-	16.000	-	16.975	-	16.975	
CPFL Jaguarí	614	-	10.000	-	10.614	-	10.614	
CPFL Brasil	23.493	-	164.960	1.315.301	188.453	1.315.301	1.503.754	
CPFL Geração	40.339	-	424.882	940.606	465.221	940.606	1.405.827	
EPASA	13.978	-	101.999	101.285	115.977	101.285	217.262	
BAESA	657	-	5.734	24.371	6.391	24.371	30.762	
ENERCAN	292	-	2.708	49.726	3.000	49.726	52.726	
<b>Sub-Total</b>	<b>153.708</b>	<b>-</b>	<b>1.385.227</b>	<b>4.874.463</b>	<b>1.538.935</b>	<b>4.874.463</b>	<b>6.413.398</b>	
<b>Dívida Financeira</b>	<b>202.655</b>	<b>56.495</b>	<b>2.361.231</b>	<b>9.711.515</b>	<b>2.563.886</b>	<b>9.768.010</b>	<b>12.331.897</b>	
<b>Hedge</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>53.489</b>	<b>415</b>	<b>53.904</b>	
<b>Dívida Financeira Incluindo Hedge</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.617.375</b>	<b>9.768.425</b>	<b>12.385.801</b>	
Participação sobre o total (%)	-	-	-	-	21,1%	78,9%	100%	

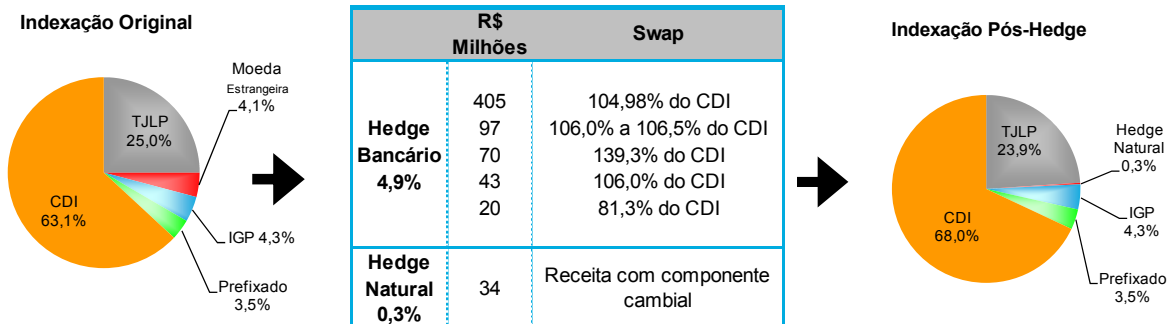
Ainda em relação à dívida financeira, é importante destacar que R\$ 9.768 milhões (78,9% do total) são considerados de longo prazo, e que R\$ 2.617 milhões (21,1% do total) são considerados de curto prazo.

### 3.2) Dívida Total (Dívida Financeira + *Hedge* + Dívida com Entidade de Previdência Privada)



A dívida total, que corresponde à soma da dívida financeira, *hedge* (ativo/passivo) e dívida com entidade de previdência privada, atingiu R\$ 12.911 milhões no 2T11, aumento de 47,1%. O seu custo médio nominal passou de 9,5% a.a., no 2T10, para 11,4% a.a., no 2T11, em função do aumento do CDI (de 8,8% para 11,0%) e do IGP-M (de 5,2% para 8,6%) (taxas acumuladas nos últimos 12 meses). Já o seu custo médio real ficou estável.

#### Perfil da Dívida – 2T11



Como consequência das operações de captação e das amortizações realizadas, podemos observar um crescimento da participação de dívidas atreladas ao CDI (de 60,0%, no 2T10, para 68,0%, no 2T11) e prefixadas (de 1,0%, no 2T10, para 3,5%, no 2T11), e uma diminuição da participação de dívidas atreladas à TJLP (de 32,5%, no 2T10, para 23,9%, no 2T11) e ao IGP-M/IGP-DI (de 5,3%, no 2T10, para 4,3%, no 2T11).

As participações de dívidas atreladas à moeda estrangeira e à TJLP seriam de 4,1% e 25,0%, respectivamente, se não fossem consideradas as operações de *hedge* bancário. Como consideramos as operações de Swap contratadas, que convertem a indexação das dívidas em moeda estrangeira e TJLP para CDI, a participação de dívidas atreladas à moeda estrangeira e à TJLP são de 0,3% (parcela esta que possui *hedge* natural) e 23,9%, respectivamente.

### 3.3) Dívida Líquida Ajustada

R\$ Mil	2T11	2T10	Var.
Dívida Total	(12.910.793)	(8.778.944)	47,1%
(+) Disponibilidades	4.402.948	1.377.449	219,6%
(+) Depósito Judicial <sup>(1)</sup>	569.624	465.306	22,4%
<b>(=) Dívida Líquida Ajustada</b>	<b>(7.938.221)</b>	<b>(6.936.189)</b>	<b>14,4%</b>

Nota: (1) Referente ao imposto de renda da CPFL Paulista.

No 2T11, a dívida líquida ajustada atingiu R\$ 7.938 milhões, um aumento de 14,4% (R\$ 1.002 milhões).

A Companhia encerrou o 2T11 com uma relação Dívida Líquida / EBITDA de 2,33x. Se expurgarmos os saldos de dívidas da CPFL Bio Formosa (UTE Bio Formosa), CPFL Bio Buriti (UTE Bio Buriti), CPFL Bio Pedra (UTE Bio Pedra) e Parque Eólico Santa Clara, que encontram-se em fase de construção e ainda não geraram EBITDA para o grupo, a relação Dívida Líquida / EBITDA seria de 2,13x.

### 3.4) Novas Captações

Em junho de 2011, foram aprovadas as contratações de financiamentos para as sociedades controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Geração, CPFL Sul Paulista, CPFL Leste Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguarí, com prestação de garantia pela CPFL Energia.

Os financiamentos foram contratados por meio da Lei 4.131/62, no montante total de até R\$ 1.210 milhões, por um período entre 3 e 5 anos (com amortização única no vencimento e pagamento de juros semestral). Os montantes por empresa são os seguintes: (i) CPFL Paulista: até R\$ 740 milhões; (ii) CPFL Piratininga: até R\$ 340 milhões; (iii) CPFL Geração: até R\$ 100 milhões; (iv) CPFL Sul Paulista: até R\$ 8 milhões; (v) CPFL Leste Paulista: até R\$ 8 milhões; (vi) CPFL Mococa: até R\$ 7 milhões; e (vii) CPFL Jaguarí: até R\$ 7 milhões.

Em julho de 2011, ocorreram liberações para a CPFL Paulista e CPFL Piratininga, nos montantes de R\$ 740 milhões e R\$ 243 milhões, respectivamente, com custo médio de 100% do CDI.

## 4) INVESTIMENTOS

No 2T11, foram realizados investimentos de R\$ 325 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 217 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 104 milhões à geração e R\$ 4 milhões à comercialização e serviços de valor agregado (SVA). Com esses montantes, a CPFL Energia totaliza R\$ 737 milhões de investimentos no 1S11.

Entre os investimentos da CPFL Energia no 2T11 podemos destacar os realizados nos seguintes segmentos:

- (i) Distribuição: foram feitos investimentos na ampliação e no reforço do sistema elétrico para atender ao crescimento de mercado, tanto nas vendas de energia quanto no número de clientes. Também foram feitos investimentos em melhorias e na manutenção do sistema elétrico, em infra-estrutura operacional, na modernização dos sistemas de suporte à gestão e operação, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros;

- (ii) **Geração:** foram destinados principalmente à UHE Foz do Chapecó e EPASA (UTES Termonordeste e Termoparaíba), empreendimentos que já entraram em operação comercial, e UTES Bio Formosa, Bio Buriti, Bio Ipê e Bio Pedra, e Parques Eólicos Santa Clara e Campo dos Ventos II, empreendimentos em construção.

## 5) FLUXO DE CAIXA

<b>Fluxo de Caixa Consolidado (R\$ mil)</b>		
	<b>2T11</b>	<b>Últ. 12M</b>
<b>Saldo Inicial do Caixa</b>	<b>1.967.201</b>	<b>1.377.449</b>
Lucro Líquido Incluindo CSLL e IRPJ	454.841	2.243.611
Depreciação e Amortização	199.971	745.690
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	249.480	790.645
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(118.967)	(690.820)
Encargos de Dívidas Pagos	(224.474)	(693.470)
Outros	(103.298)	(346.546)
	2.712	(194.501)
<b>Total de Atividades Operacionais</b>	<b>457.553</b>	<b>2.049.110</b>
<b>Atividades de Investimentos</b>		
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(325.115)	(1.815.855)
Outros	12.978	6.673
<b>Total de Atividades de Investimentos</b>	<b>(312.137)</b>	<b>(1.809.182)</b>
<b>Atividades de Financiamento</b>		
Captação de Empréstimos e Debêntures	3.029.960	5.181.691
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures	(249.351)	(1.112.547)
Dividendos Pagos	(490.278)	(1.281.281)
Outros	-	(2.292)
<b>Total de Atividades de Financiamento</b>	<b>2.290.331</b>	<b>2.785.571</b>
<b>Geração de Caixa</b>	<b>2.435.747</b>	<b>3.025.499</b>
<b>Saldo Final do Caixa - 30/06/2011</b>	<b>4.402.948</b>	<b>4.402.948</b>

O saldo final do caixa no 2T11 atingiu R\$ 4.403 milhões, representando um aumento de 123,8% (R\$ 2.436 milhões) em relação ao saldo inicial de caixa. Destacamos a seguir os principais fatores que contribuíram para a variação do saldo do caixa:

- Aumento do saldo do caixa:
  - (i) O caixa gerado pelas atividades operacionais, no montante de R\$ 458 milhões;
  - (ii) Captações de empréstimos e debêntures, que superou em R\$ 2.781 milhões as amortizações.
- Redução do saldo do caixa:
  - (i) Investimentos (soma das contas “Aquisições de Imobilizado” e “Adições de Intangível”), no montante de R\$ 325 milhões (detalhados no item 4, “Investimentos”);
  - (ii) Pagamento de dividendos referentes ao 2S10, no montante de R\$ 490 milhões.

## 6) DIVIDENDOS

A CPFL Energia declarou a distribuição de dividendos intermediários, referentes ao 1S11, no montante de R\$ 748 milhões, equivalentes a R\$ 0,777023176 por ação e correspondentes a 100% do lucro líquido atribuído aos acionistas controladores no período.

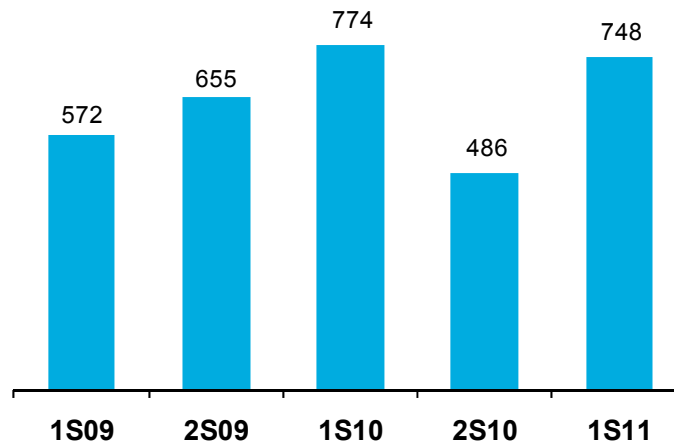
Terão direito aos dividendos os acionistas detentores de ações em 17 de agosto de 2011, e a partir de 18 de agosto de 2011 as ações serão negociadas ex-dividendo, tanto na BM&FBovespa S.A. Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros (BM&FBOVESPA), como na Bolsa de Valores de Nova York (NYSE).

<b>Dividend Yield - CPFL Energia</b>					
	<b>1S09</b>	<b>2S09</b>	<b>1S10</b>	<b>2S10</b>	<b>1S11</b>
<i>Dividend Yield</i> - últimos 12 meses <sup>(1)</sup>	7,6%	7,9%	8,6%	6,9%	6,0%

Nota: (1) Calculado pela média das cotações de fechamento em cada semestre.

O *dividend yield* referente ao 1S11, calculado a partir da média das cotações de fechamento do período (R\$ 22,05 por ação) é de 3,5% (6,0% nos últimos 12 meses).

**Distribuição de Dividendos – R\$ Milhões**



Os montantes declarados respeitam a “política de dividendos” da CPFL Energia, que estabelece que seja distribuído como proventos, na forma de dividendos e/ou juros sobre capital próprio (JCP), o mínimo de 50% do lucro líquido ajustado em bases semestrais.



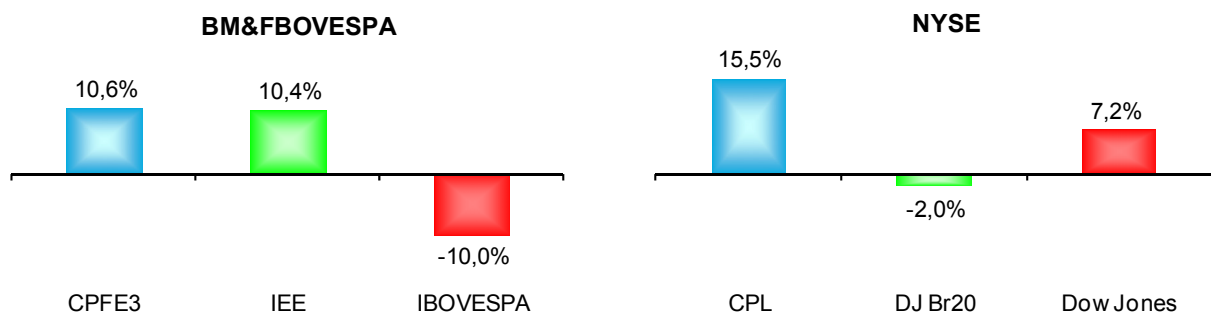
## 7) MERCADO DE CAPITAIS

### 7.1) Desempenho das Ações

A CPFL Energia, atualmente com 30,7% de *free float*, tem suas ações negociadas na BM&FBOVESPA (Novo Mercado) e na NYSE (ADR Nível III), segmentos com os mais elevados níveis de governança corporativa.

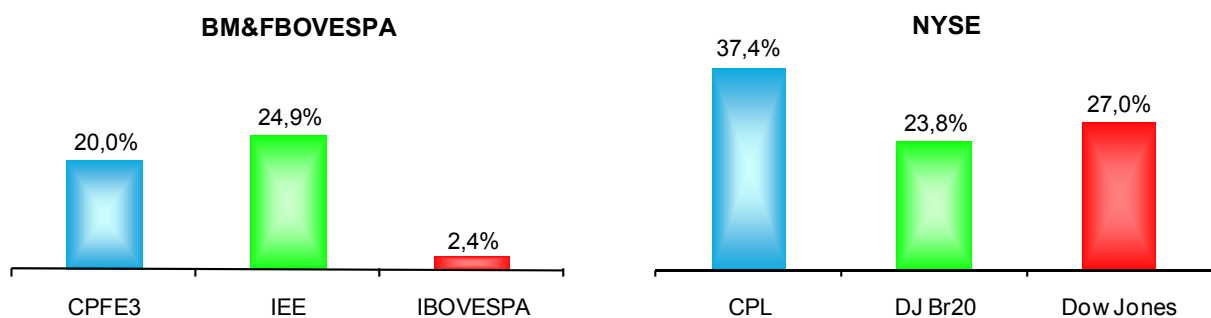
As ações encerraram o semestre cotadas a R\$ 22,30 por ação e US\$ 28,97 por ADR, respectivamente (cotações de fechamento em 30/06/2011).

#### Desempenho das Ações – 1S11 (com proventos)



No 1S11, as ações da CPFL Energia apresentaram valorização de 10,6% na BM&FBOVESPA e de 15,5% na NYSE, superando os principais índices de mercado.

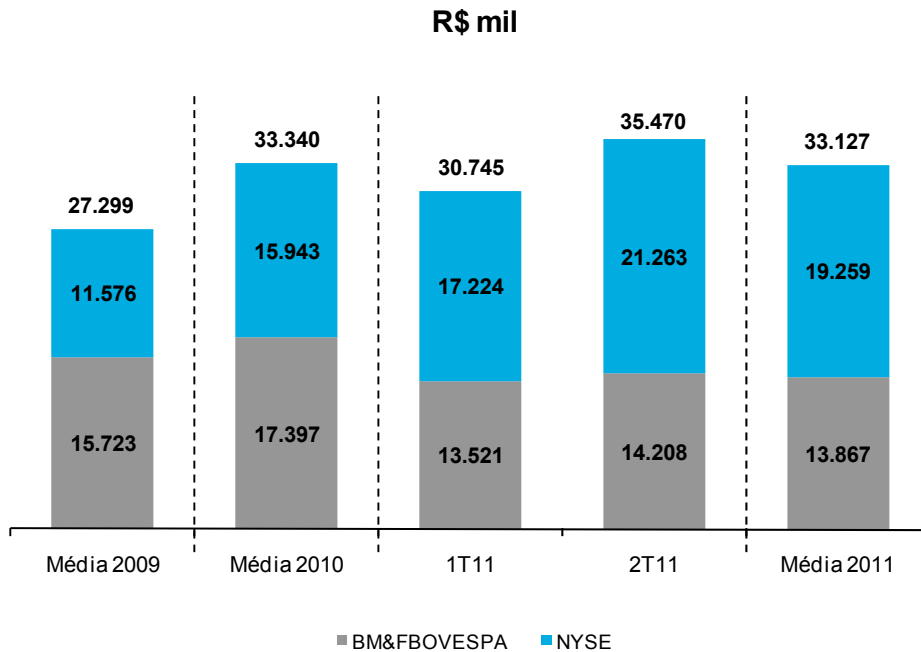
#### Desempenho das Ações – Últ. 12M (com proventos)



Nos últimos 12 meses, as ações da CPFL Energia apresentaram valorização de 20,0% na BM&FBOVESPA e de 37,4% na NYSE, também superando os principais índices de mercado.

## 7.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 1S11 foi de R\$ 33,1 milhões, sendo R\$ 13,9 milhões na BM&FBOVESPA e R\$ 19,3 milhões na NYSE, representando uma redução de 0,6% em relação a 2010. O número de negócios realizados na BM&FBOVESPA, por sua vez, reduziu 6,3%, passando de uma média diária de 1.406 negócios, em 2010, para 1.317 negócios, no 1S11.



Nota: Considera a somatória do volume médio diário na BM&FBOVESPA e na NYSE.

## 7.3) Ratings

Manutenção do *rating* de crédito da CPFL Energia, pela Standard and Poor's e pela Fitch Ratings, após as operações de aquisição da Jantus e de associação com a ERSA.

A tabela a seguir demonstra a evolução dos *ratings* corporativos da CPFL Energia:

Ratings CPFL Energia - Escala Nacional							
Agência		2010	2009	2008	2007	2006	2005
Standard & Poor's	Rating	brAA+	brAA+	brAA+	brAA-	brA+	brA
	Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Positiva	Positiva
Fitch Ratings	Rating	AA+ (bra)	AA (bra)	AA (bra)	AA (bra)	A+ (bra)	A- (bra)
	Perspectiva	Estável	Positiva	Positiva	Estável	Estável	Estável

Nota: Considera a posição ao final do período.

## 8) GOVERNANÇA CORPORATIVA

O modelo de Governança Corporativa da CPFL Energia se baseia em quatro princípios – transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa – e é aplicado a todas as empresas do grupo CPFL.

A CPFL Energia é listada no Novo Mercado da BM&FBOVESPA e possui ADRs Nível III na NYSE, sendo vinculada à arbitragem na Câmara de Arbitragem do Mercado da BM&FBOVESPA. Seu capital social é composto exclusivamente por ações ordinárias, e assegura *Tag Along* de 100% do valor pago aos controladores, no caso de alienação de controle.

O Conselho de Administração da Companhia tem como objetivo fixar a orientação geral dos negócios e eleger a Diretoria Executiva, dentre outras competências que lhe são atribuídas pela lei e pelo Estatuto Social. Suas regras de funcionamento estão definidas em Regimento Interno. O órgão é composto por um conselheiro independente e seis conselheiros indicados pelos acionistas controladores, com prazo de mandato de um ano, sendo permitida a reeleição. O Conselho se reúne ordinariamente uma vez por mês e, extraordinariamente, sempre que necessário, elegendo, dentre seus membros, um Presidente e um Vice-Presidente. Nenhum conselheiro integra a Diretoria Executiva da Companhia.

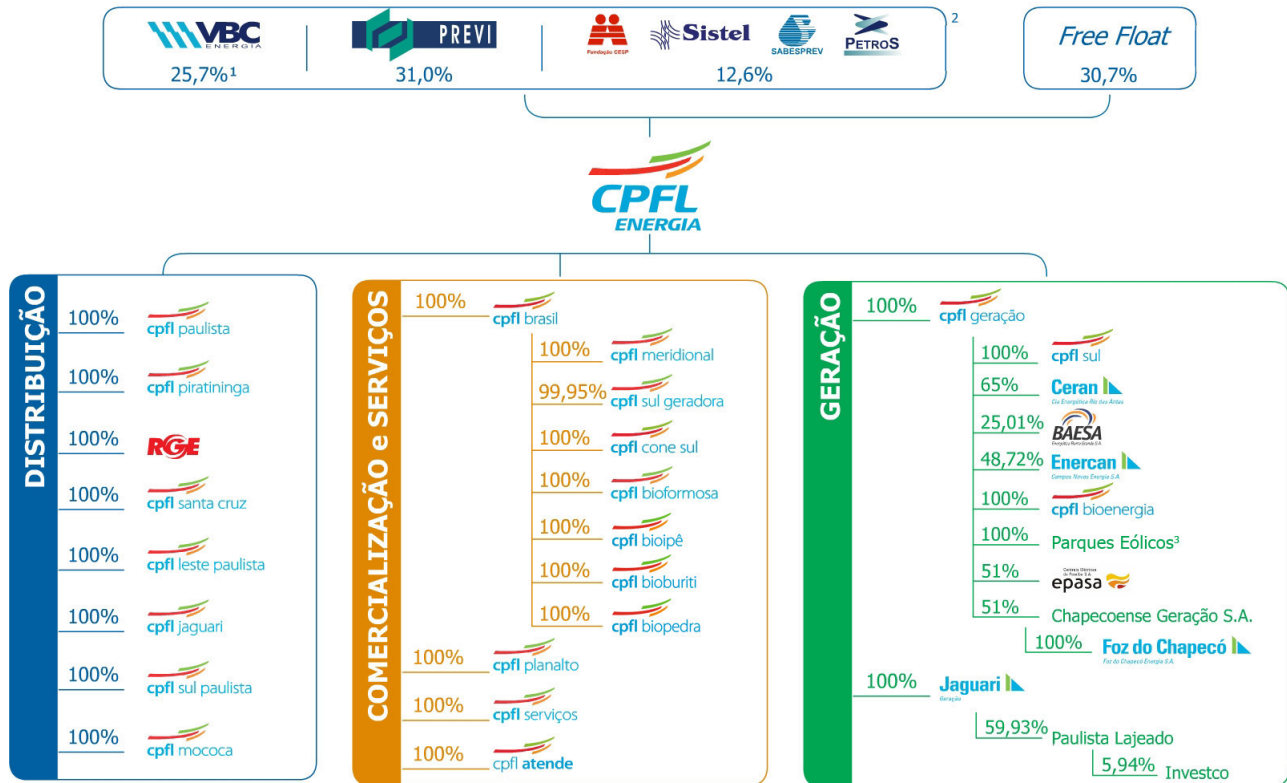
O Conselho de Administração constituiu três comitês e definiu suas competências em um único Regimento Interno. São eles: Comitê de Gestão de Pessoas, Comitê de Partes Relacionadas e Comitê de Processos de Gestão. Sempre que necessário, são formadas Comissões *ad hoc* que assessoram o Conselho de Administração em relação a temas como: governança corporativa, estratégia, orçamento, compra de energia, novos negócios e políticas financeiras.

A CPFL Energia possui um Conselho Fiscal em permanente funcionamento, formado por cinco membros que exercem também as atribuições de Comitê de Auditoria previstas nas regras da *Securities and Exchange Commission* (SEC). As regras de atuação do Conselho Fiscal são previstas em Regimento Interno e no Guia do Conselho Fiscal.

A Diretoria Executiva é formada por sete diretores, com prazo de mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Compete à Diretoria Executiva representar a Companhia e gerir os negócios, de acordo com as diretrizes traçadas pelo Conselho de Administração. Ao Diretor Presidente cabe a indicação dos nomes dos demais diretores estatutários.

## 9) ESTRUTURA SOCIETÁRIA – 30/06/2011

A CPFL Energia é uma *holding* de participações societárias, cujo resultado depende diretamente do resultado de suas controladas.



Nota: (1) Inclui 0,1% de ações da empresa Camargo Corrêa S.A.;

(2) Acionistas controladores;

(3) Compreende 13 empresas: Santa Clara I, II, III, IV, V e VI, Eurus VI, Campo dos Ventos I, II, III, IV e V e Eurus V;

### 9.1) Grupamento/Desdobramento e Alteração da Relação de Troca dos ADRs

O grupamento das ações ordinárias da CPFL Energia, na proporção de 10 (dez) para 1 (uma) e, simultaneamente, o desdobramento das ações grupadas, na proporção de 1 (uma) para 20 (vinte), foram aprovados em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 28 de abril de 2011. A alteração da relação de troca, de 1 (um) ADR equivalente a 3 (três) ações ordinárias para 1 (um) ADR equivalente a 2 (duas) ações ordinárias, já havia sido aprovada pelo Conselho de Administração da CPFL Energia, na reunião realizada em 23 de fevereiro de 2011.

- **Benefícios:** (i) provável aumento da liquidez das ações ordinárias e dos ADRs, (ii) maior acesso do investidor individual às negociações (menor cotação da ação), (iii) aumento da base de acionistas ativos, e (iv) otimização da gestão de base acionária;
- **29 de junho de 2011:** Início da negociação (na nova cotação) das ações ordinárias grupadas e desdobradas;
- **06 de julho de 2011:** Início da negociação (na nova cotação) dos ADRs, considerando a nova relação de troca, de 1 (um) ADR equivalente a 2 (duas) ações ordinárias;
- **Agosto de 2011:** Pagamento das frações de ações ordinárias.

## 9.2) Associação da CPFL com a ERSa e Criação da CPFL Energias Renováveis

A Companhia celebrou, em conjunto com suas controladas CPFL Geração e CPFL Brasil, um Acordo de Associação com os atuais acionistas da Ersa – Energias Renováveis S.A., por meio do qual restaram estabelecidos os termos e condições por meio dos quais se pretende unir ativos e projetos de energia renovável detidos por CPFL e ERSa no Brasil, assim considerados Parques Eólicos, Pequenas Centrais Hidrelétricas e Usinas Termelétricas a Biomassa.

Conforme já previamente noticiado no fato relevante de 19 de abril de 2011, o Acordo de Associação formalizado entre as partes condiciona a efetiva implementação da associação entre a Companhia e a ERSa ao cumprimento de determinadas condições, incluindo autorizações de órgãos regulatórios, reorganizações societárias de sociedades controladas pela Companhia, bem como a preparação dos documentos e avaliações necessários a implementar as etapas destacadas no referido fato relevante.

A Companhia concluiu, no mês de julho de 2011, a obtenção das autorizações prévias da ANEEL, do CADE, do BNDES e de outras instituições financeiras, necessárias para a implementação da associação e conforme previstas no referido Acordo. Atualmente está em processo de preparação dos documentos e avaliações necessários para consumir a referida associação, que se dará através da incorporação de sua controlada Smita Empreendimentos e Participações S.A. (Nova CPFL) pela ERSa.

Neste quesito, a Companhia espera que a efetiva implementação da associação ocorra na segunda quinzena de agosto de 2011.

## 10) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

### 10.1) Segmento de Distribuição

#### 10.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (R\$ Mil)						
	2T11	2T10	Var.	1S11	1S10	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>4.089.376</b>	<b>3.829.959</b>	<b>6,8%</b>	<b>8.152.021</b>	<b>7.706.427</b>	<b>5,8%</b>
Receita Operacional Líquida	2.660.724	2.512.761	5,9%	5.279.568	5.048.497	4,6%
Custo com Energia Elétrica	(1.533.781)	(1.468.940)	4,4%	(2.967.791)	(2.870.318)	3,4%
Custos e Despesas Operacionais	(685.239)	(571.205)	20,0%	(1.285.258)	(1.070.269)	20,1%
Resultado do Serviço	441.705	472.616	-6,5%	1.026.519	1.107.910	-7,3%
<b>EBITDA</b>	<b>510.818</b>	<b>537.113</b>	<b>-4,9%</b>	<b>1.165.233</b>	<b>1.233.241</b>	<b>-5,5%</b>
Resultado Financeiro	(43.819)	(10.708)	309,2%	(74.594)	(29.353)	154,1%
Lucro antes da Tributação	397.885	461.908	-13,9%	951.925	1.078.557	-11,7%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>285.830</b>	<b>327.884</b>	<b>-12,8%</b>	<b>650.831</b>	<b>735.079</b>	<b>-11,5%</b>

Nota: as tabelas de desempenho econômico-financeiro por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 11.6.

### Receita Operacional

A receita operacional bruta no 2T11 atingiu R\$ 4.089 milhões, representando um aumento de 6,8% (R\$ 259 milhões). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente, no mesmo valor), a receita operacional bruta seria de R\$ 3.839 milhões, um crescimento de 7,3% (R\$ 262 milhões).

As deduções da receita operacional foram de R\$ 1.429 milhões, representando um aumento de 8,5% (R\$ 111 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores: (i) aumento dos impostos incidentes sobre a receita (R\$ 53 milhões); (ii) aumento dos encargos setoriais de CCC e CDE (R\$ 54 milhões); e (iii) aumento no valor referente ao programa de P&D e eficiência energética (R\$ 42 milhões). O aumento nas deduções da receita operacional foi parcialmente compensado pela redução: (i) dos valores referentes ao Proinfra (R\$ 34 milhões) e (ii) da RGR (R\$ 3 milhões).

A receita operacional líquida atingiu R\$ 2.661 milhões no 2T11, representando um aumento de 5,9% (R\$ 148 milhões). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional líquida seria de R\$ 2.410 milhões, um crescimento de 6,7% (R\$ 151 milhões).

O aumento da receita operacional foi causado principalmente pelos seguintes fatores:

- Reajustes tarifários das distribuidoras;
- Aumento de 23,5% (R\$ 62 milhões) na receita bruta de TUSD de clientes livres, devido principalmente à migração de clientes cativos para o mercado livre.

O aumento da receita operacional foi parcialmente compensado pela redução de 0,8% no volume de vendas para o mercado cativo.

### Custo com Energia Elétrica

O custo com energia elétrica, composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 1.534 milhões no 2T11, representando um aumento de 4,4% (R\$ 65 milhões):

- O custo da energia comprada para revenda no 2T11 foi de R\$ 1.245 milhões, o que representa



um aumento de 5,1% (R\$ 60 milhões), devido aos seguintes efeitos:

- (i) Aumento no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 39,4 milhões), devido ao aumento no preço médio de compra e de 149,5% (577 GWh) na quantidade de energia comprada;
- (ii) Aumento no custo com energia adquirida por meio de contratos bilaterais (R\$ 52,1 milhões), devido ao aumento de 11,9% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 6,0% (481 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensando:

- (i) Redução no custo de energia de Itaipu (R\$ 25,4 milhões), decorrente da redução de 12,7% no preço médio de compra, devido a menores taxas de câmbio, parcialmente compensada pelo aumento de 3,1% (81 GWh) na quantidade de energia comprada;
  - (ii) Redução no custo com PROINFA (R\$ 2,8 milhões), devido à redução de 51,0% (135 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensada pelo aumento de 91,5% no preço médio de compra;
  - (iii) Aumento dos créditos de Pis e Cofins (R\$ 2,9 milhões), gerados a partir da compra de energia.
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição atingiram R\$ 288 milhões no 2T11, aumento de 1,6% (R\$ 4 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
    - (i) Aumento nos encargos da rede básica (R\$ 7 milhões);
    - (ii) Aumento nos encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 7 milhões);
    - (iii) Aumento nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 2 milhões);
    - (iv) Redução dos créditos de Pis e Cofins (R\$ 3 milhões), gerados a partir dos encargos do sistema de transmissão e distribuição.

Parcialmente compensando:

- (i) Redução nos encargos de energia de reserva (R\$ 13 milhões);
- (ii) Redução nos encargos de conexão (R\$ 1 milhão);
- (iii) Redução nos encargos de Itaipu (R\$ 1 milhão).

## Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 685 milhões no 2T11, registrando um aumento de 20,0% (R\$ 114 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- PMSO, item que atingiu R\$ 366 milhões no 2T11, registrando um aumento de 44,2% (R\$ 112 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação com o 2T10):
  - (i) Aumento **não-recorrente** nas despesas com Pessoal devido ao PAI - Programa de Aposentadoria Incentivada (R\$ 45 milhões);
  - (ii) Aumento nas despesas legais, judiciais e indenizações da CPFL Paulista, devido à **redução não-recorrente no 2T10** decorrente do estorno de provisão relacionado ao passivo dos créditos de Pis/Cofins sobre encargos setoriais (R\$ 40 milhões);
  - (iii) Gastos com inventário físico de ativos, em atendimento à Resolução Aneel nº 367/09 (R\$ 11 milhões), nas controladas CPFL Paulista (R\$ 5,1 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 2,9 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 1,4 milhão), CPFL Sul Paulista (R\$ 0,6 milhão), CPFL Leste Paulista (R\$ 0,4 milhão), CPFL Mococa (R\$ 0,6 milhão) e CPFL

Jaguari (R\$ 0,3 milhão).

Desconsiderando os efeitos mencionados, o PMSO do 2T11 seria de R\$ 310 milhões e o PMSO do 2T10 seria de R\$ 293 milhões, um aumento de 5,7% (R\$ 17 milhões).

Seguem os principais fatores que explicam a variação do PMSO, após os expurgos dos efeitos mencionados:

- (i) Gastos com pessoal, que registraram aumento de 2,4% (R\$ 3 milhões), devido principalmente aos acordos coletivos de 2010 (afetando abril e maio) e de 2011 (afetando junho) (R\$ 7 milhões), parcialmente compensados por reduções de provisões (R\$ 4 milhões) no trimestre;
- (ii) Gastos com material, que registraram aumento de 5,0% (R\$ 1 milhão);
- (iii) Gastos com serviços de terceiros, que registraram aumento de 15,6% (R\$ 14 milhões), devido, principalmente, ao aumento dos gastos com: (i) auditoria e consultoria; (ii) manutenção de ativos; e (iii) entrega e cobrança de contas de energia.

O aumento do PMSO foi parcialmente compensado pela redução de 8,8% nos outros custos/despesas operacionais (R\$ 1 milhão).

- Depreciação e Amortização, que apresentou um aumento líquido de 5,6% (R\$ 5 milhões), devido principalmente ao aumento na CPFL Paulista (R\$ 6 milhões), decorrente da amortização do novo sistema de faturamento.

O aumento dos custos e despesas operacionais foi parcialmente compensado pela redução de 1,0% (R\$ 3 milhões) no custo com construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido à receita correspondente, no mesmo valor). Esse item, que atingiu R\$ 250 milhões no 2T11, tem sua contrapartida na “receita operacional”.

## Ativos e passivos regulatórios

Os ativos e passivos regulatórios, que não são mais contabilizados de acordo com os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e práticas internacionais (IFRS), representaram uma receita de R\$ 3 milhões no 2T10 (líquido dos efeitos não-recorrentes do recálculo do IRT 2009 da RGE) e um custo de R\$ 0,6 milhão no 2T11 (valores líquidos). Os valores relativos ao diferimento de ativos e passivos regulatórios serão incluídos nas tarifas no próximo reajuste tarifário, através de componentes financeiros. Os valores relativos à amortização dos mesmos estão refletidos na tarifa dos períodos.

## EBITDA

Com base nos fatores expostos, o **EBITDA (IFRS)** do 2T11 foi de R\$ 511 milhões, registrando uma redução de 4,9% (R\$ 26 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrentes)** seria de R\$ 501 milhões no 2T10 e de R\$ 555 milhões no 2T11, um aumento de 10,8% (R\$ 54 milhões).

## Resultado Financeiro

No 2T11, a despesa financeira líquida foi de R\$ 44 milhões, um aumento de 309,2% (R\$ 33 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 11 milhões registrada no 2T10.

Os itens que explicam essa variação são:

- Receitas Financeiras: aumento de 24,1% (R\$ 18 milhões), passando de R\$ 77 milhões no 2T10 para R\$ 95 milhões no 2T11, devido principalmente ao aumento na renda de aplicações financeiras (R\$ 18 milhões), reflexo do aumento do estoque de aplicações e do aumento do CDI.
- Despesas Financeiras: aumento de 58,9% (R\$ 52 milhões), passando de R\$ 88 milhões no 2T10 para R\$ 139 milhões no 2T11, devido principalmente aos seguintes fatores:
  - ✓ Aumento dos encargos de dívidas (R\$ 42 milhões), devido ao aumento do saldo do endividamento e ao aumento do CDI, de 2,2% no 2T10 para 2,8% no 2T11 (R\$ 22 milhões);
  - ✓ Aumento na despesa financeira devido à redução **não-recorrente** nas atualizações monetárias e variações cambiais do **2T10** (R\$ 4 milhões), decorrente da atualização monetária do passivo referente aos créditos de Pis/Cofins sobre encargos setoriais, sendo R\$ 16 milhões de reversão de provisão na CPFL Paulista, parcialmente compensados por R\$ 12 milhões de atualização na CPFL Piratininga.

## Lucro Líquido

No 2T11, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 286 milhões, redução de 12,8% (R\$ 42 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios, inclusive efeitos no resultado financeiro (líquidos de impostos), e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **lucro líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrentes)** seria de R\$ 303 milhões no 2T10 e de R\$ 301 milhões no 2T11, uma redução de 0,5% (R\$ 2 milhões).

### 10.1.2) Reajuste Tarifário

Datas dos Reajustes Tarifários	
Distribuidora	Data
CPFL Piratininga	23 de outubro
CPFL Santa Cruz	3 de fevereiro
CPFL Leste Paulista	3 de fevereiro
CPFL Jaguari	3 de fevereiro
CPFL Sul Paulista	3 de fevereiro
CPFL Mococa	3 de fevereiro
CPFL Paulista	8 de abril
RGE	19 de junho

#### 10.1.2.1) CPFL Piratininga

Em 19 de outubro de 2010, por meio da Resolução Homologatória nº 1.075, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Piratininga em 10,11%, sendo 8,59% relativos ao Reajuste Tarifário e 1,52% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário Anual, correspondendo a um efeito médio de +5,66% a ser percebido pelos consumidores. As novas tarifas entraram em vigor em 23 de outubro de 2010.

### 10.1.2.2) CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa

Em 3 de fevereiro de 2011, a Aneel publicou, no Diário Oficial da União, os Índices dos Reajustes Tarifários Anuais de 2011 das distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa, com vigência a partir da mesma data, conforme demonstrado na tabela localizada ao final do item “10.1.2.5”.

### 10.1.2.3) CPFL Paulista

Em 5 de abril de 2011, por meio da Resolução Homologatória nº 1.130, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Paulista em 7,38%, sendo 6,11% relativos ao Reajuste Tarifário e 1,26% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário Anual, correspondendo a um efeito médio de 7,23% a ser percebido pelos consumidores cativos. As novas tarifas entraram em vigor em 8 de abril de 2011 e vigorarão até 7 de abril de 2012.

#### Reajuste anterior:

Em 6 de abril de 2010, por meio da Resolução Homologatória nº 961, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Paulista em 2,70%, sendo 1,55% relativos ao Reajuste Tarifário e 1,15% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário Anual, correspondendo a um efeito médio de -5,69% a ser percebido pelos consumidores cativos. As novas tarifas entraram em vigor em 8 de abril de 2010 e vigorarão até 7 de abril de 2011.

### 10.1.2.4) RGE

Em 14 de junho de 2011, por meio da Resolução Homologatória nº 1.153, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em 17,21%, sendo 8,58% relativos ao Reajuste Tarifário e 8,63% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário Anual, correspondendo a um efeito médio de 6,74% a ser percebido pelos consumidores cativos. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2011 e vigorarão até 18 de junho de 2012.

#### Reajuste anterior:

Em 15 de junho de 2010, por meio da Resolução Homologatória nº 1.009, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em 12,37%, sendo 1,72% relativos ao Reajuste Tarifário e 10,65% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário Anual, correspondendo a um efeito médio de 3,96% a ser percebido pelos consumidores cativos. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2010 e vigorarão até 18 de junho de 2011.

### 10.1.2.5) Tabela com Reajustes

Os reajustes são demonstrados, por distribuidora, na tabela a seguir:

Índice de Reajuste Tarifário (IRT)	CPFL Piratininga	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa	CPFL Paulista	RGE
Vigência >>>>>	23/10/2010	03/02/2011	03/02/2011	03/02/2011	03/02/2011	03/02/2011	08/04/2011	19/06/2011
IRT Econômico	8,59%	8,01%	6,42%	5,22%	6,57%	6,84%	6,11%	8,58%
Componentes Financeiros	1,52%	15,61%	1,34%	0,25%	1,45%	2,66%	1,26%	8,63%
IRT Total	10,11%	23,61%	7,76%	5,47%	8,02%	9,50%	7,38%	17,21%

## 10.2) Segmento de Comercialização e Serviços

DRE Consolidado - Comercialização e Serviços (R\$ Mil)						
	2T11	2T10	Var.	1S11	1S10	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>465.975</b>	<b>477.060</b>	<b>-2,3%</b>	<b>896.237</b>	<b>881.087</b>	<b>1,7%</b>
Receita Operacional Líquida	410.531	425.932	-3,6%	790.767	786.744	0,5%
<b>EBITDA</b>	<b>51.949</b>	<b>66.499</b>	<b>-21,9%</b>	<b>143.923</b>	<b>162.143</b>	<b>-11,2%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>30.397</b>	<b>44.613</b>	<b>-31,9%</b>	<b>90.857</b>	<b>108.330</b>	<b>-16,1%</b>

### Receita Operacional

No 2T11, a receita operacional bruta atingiu R\$ 466 milhões, representando uma redução de 2,3% (R\$ 11 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 411 milhões, representando uma redução de 3,6% (R\$ 15 milhões).

### EBITDA

No 2T11, o EBITDA atingiu R\$ 52 milhões, redução de 21,9% (R\$ 15 milhões), devido principalmente à redução da quantidade de energia vendida.

### Lucro Líquido

No 2T11, o lucro líquido foi de R\$ 30 milhões, redução de 31,9% (R\$ 14 milhões), decorrente principalmente do aumento da despesa financeira líquida.

## 10.3) Segmento de Geração

### 10.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração (R\$ Mil)						
	2T11	2T10	Var.	1S11	1S10	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>369.526</b>	<b>276.426</b>	<b>33,7%</b>	<b>734.581</b>	<b>538.855</b>	<b>36,3%</b>
Receita Operacional Líquida	347.211	259.088	34,0%	689.836	507.412	36,0%
Custo com Energia Elétrica	(26.205)	(35.668)	-26,5%	(51.434)	(54.790)	-6,1%
Custos e Despesas Operacionais	(130.079)	(74.095)	75,6%	(226.165)	(151.345)	49,4%
Resultado do Serviço	190.927	149.325	27,9%	412.237	301.277	36,8%
<b>EBITDA</b>	<b>261.709</b>	<b>193.994</b>	<b>34,9%</b>	<b>541.443</b>	<b>388.693</b>	<b>39,3%</b>
Resultado Financeiro	(117.742)	(62.853)	87,3%	(212.005)	(124.257)	70,6%
Lucro antes da Tributação	73.186	86.472	-15,4%	200.232	177.020	13,1%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>60.911</b>	<b>66.397</b>	<b>-8,3%</b>	<b>147.587</b>	<b>124.266</b>	<b>18,8%</b>

### Receita Operacional

No 2T11, a receita operacional bruta atingiu R\$ 370 milhões, representando um aumento de 33,7% (R\$ 93 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 347 milhões, representando um aumento de 34,0% (R\$ 88 milhões). O aumento da receita operacional decorre principalmente da receita adicional líquida, no valor de R\$ 66 milhões: (i) da Chapecoense, por conta do início das operações da UHE Foz do Chapecó em outubro de 2010; (ii) da CPFL Bioenergia, devido ao início

das operações em agosto de 2010; e (iii) da conclusão da Epasa em janeiro de 2011.

## Custo com Energia Elétrica

No 2T11, o custo com energia elétrica foi de R\$ 26 milhões, representando uma redução de 26,5% (R\$ 9 milhões), devido principalmente ao incremento de despesas **no 2T10** efetuadas pela Epasa para honrar compromissos assumidos, enquanto não iniciava as operações das UTEs Termonordeste e Termoparaíba (R\$ 24 milhões).

Compensando parcialmente:

- Aumento nos encargos de uso do sistema de transmissão relativos à UHE Foz do Chapecó e à Epasa (R\$ 11 milhões), devido: (i) à entrada em operação das usinas; e (ii) aos valores devidos pela Epasa, referentes a 2010 (R\$ 6 milhões) – **item não recorrente**;
- Aquisição de 20 GWh de energia pela UHE Foz do Chapecó e pela CPFL Bioenergia (R\$ 2 milhões).

## Custos e Despesas Operacionais

No 2T11, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 130 milhões, representando um aumento de 75,6% (R\$ 56 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- PMSO, item que atingiu R\$ 59 milhões no 2T11, registrando um aumento de 101,5% (R\$ 30 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação com o 2T10):
  - (i) Aumento **não-recorrente** nas despesas com Pessoal devido ao PAI - Programa de Aposentadoria Incentivada (R\$ 3 milhões);
  - (ii) Efeito **não-recorrente** referente à provisão para contingência de ISS da controlada em conjunto Enercan (R\$ 10 milhões);
  - (iii) Entrada em operação da UHE Foz do Chapecó, da UTE Baldin e das UTEs Termonordeste e Termoparaíba – Epasa (R\$ 10 milhões).

Desconsiderando os efeitos mencionados, o PMSO do 2T11 seria de R\$ 37 milhões e o PMSO do 2T10 seria de R\$ 29 milhões, um aumento de 25,3% (R\$ 7 milhões).

Seguem os principais fatores que explicam a variação do PMSO, após os expurgos dos efeitos mencionados:

- ✓ Gastos com Pessoal, item que atingiu R\$ 9 milhões, um aumento de 6,3% (R\$ 0,6 milhão), devido principalmente ao acordo coletivo de 2010 (que afetou abril e maio/2011) e ao acordo coletivo de 2011 (que afetou junho/2011);
- ✓ Gastos com Serviços de Terceiros, item que atingiu R\$ 12 milhões, um aumento de 78,1% (R\$ 5 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores: (i) aumento dos gastos com auditoria e consultoria (R\$ 3 milhões); e (ii) reforço do quadro técnico (R\$ 1,6 milhão);
- ✓ Outros Custos/Despesas Operacionais, item que atingiu R\$ 14 milhões, um aumento de 11,4% (R\$ 1,5 milhão), devido, entre outros fatores, ao aumento das despesas com *royalties* (R\$ 3 milhões).
- Depreciação e Amortização, que apresentou um aumento líquido de 58,8% (R\$ 26 milhões), devido: (i) aos ajustes contábeis **não-recorrentes** nas usinas (R\$ 7 milhões); e (ii) à entrada em operação da UHE Foz do Chapecó (R\$ 14 milhões) e das UTEs Termonordeste e Termoparaíba – Epasa (R\$ 4 milhões).



## EBITDA

No 2T11, o **EBITDA (IFRS)** foi de R\$ 262 milhões, aumento de 34,9% (R\$ 68 milhões).

Expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA (IFRS – Não-Recorrentes)** seria de R\$ 206 milhões no 2T10 e de R\$ 280 milhões no 2T11, um aumento de 36,2% (R\$ 75 milhões).

## Resultado Financeiro

No 2T11, a despesa financeira líquida foi de R\$ 118 milhões, representando um aumento de 87,3% (R\$ 55 milhões). Os itens que explicam essa variação são:

- Receitas Financeiras: passaram de R\$ 12 milhões no 2T10 para R\$ 28 milhões no 2T11 (aumento de R\$ 16 milhões), devido principalmente ao aumento nas rendas de aplicações financeiras (decorrente do aumento do estoque de aplicações), e das atualizações monetárias e cambiais.
- Despesas Financeiras: passaram de R\$ 75 milhões no 2T10 para R\$ 146 milhões no 2T11 (aumento de R\$ 71 milhões), devido principalmente às despesas adicionais referentes à entrada em operação da UHE Foz do Chapecó (R\$ 43 milhões) e Epasa (R\$ 15 milhões).

## Lucro Líquido

No 2T11, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 61 milhões, redução de 8,3% (R\$ 5 milhões).

Expurgando os efeitos não-recorrentes, o **lucro líquido (IFRS – Não-Recorrentes)** seria de R\$ 65 milhões no 2T10 e de R\$ 87 milhões no 2T11, um aumento de 33,7% (R\$ 22 milhões).

### 10.3.2) Status dos Projetos de Geração

#### UTE Bio Formosa (CPFL Bio Formosa)

A UTE Bio Formosa, localizada no Estado da Paraíba, encontra-se em fase final de construção (97% das obras realizadas – junho de 2011), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 3T11. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 127 milhões. A potência instalada é de 40 MW e a energia assegurada é de 16 MWmédios. Aproximadamente 70% da energia foi vendida no Leilão A-5 ocorrido em 2006 (preço: R\$ 179,10/MWh – dezembro de 2010) e a energia restante será vendida para o mercado livre.

#### UTE Bio Buriti (CPFL Bio Buriti)

A UTE Bio Buriti, localizada em Buritizal (Estado de São Paulo), encontra-se em fase de construção (87% das obras realizadas – junho de 2011), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 4T11. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 135 milhões. A potência instalada é de 50 MW, com 21,2 MW/safra de energia exportada para a CPFL Brasil.

#### UTE Bio Ipê (CPFL Bio Ipê)

A UTE Bio Ipê, localizada em Nova Independência (Estado de São Paulo), encontra-se em fase de construção (70% das obras realizadas – junho de 2011), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 4T11. O investimento estimado no empreendimento é de

R\$ 26 milhões. A potência instalada é de 25 MW, com 8,4 MW/safra de energia exportada para a CPFL Brasil.

### **UTE Bio Pedra (CPFL Bio Pedra)**

A UTE Bio Pedra, localizada em Serrana (Estado de São Paulo), encontra-se em fase de construção (29% das obras realizadas – junho de 2011), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 2T12. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 205 milhões. A potência instalada é de 70 MW e a energia assegurada é de 24 MWmédios. A energia foi vendida no 3º Leilão de Energia de Reserva ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 145,48/MWh).

### **Parques Eólicos Santa Clara I, II, III, IV, V e VI e Eurus VI**

Os Parques Eólicos Santa Clara I, II, III, IV, V e VI e Eurus VI, localizados no Estado do Rio Grande do Norte, encontram-se em fase de construção (20% das obras realizadas – junho de 2011), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 3T12. O investimento total no empreendimento é de R\$ 801 milhões. A potência instalada é de 188 MW e a energia assegurada é de 76 MWmédios. A energia foi vendida no Leilão de Reserva ocorrido em dezembro de 2009 (preço: R\$ 159,00/MWh – dezembro de 2010).

### **Parques Eólicos Campo dos Ventos I, II, III, IV e V e Eurus V**

Os Parques Eólicos Campo dos Ventos I, II, III, IV e V e Eurus V, localizados no Estado do Rio Grande do Norte, tem a sua entrada em operação prevista para o 3T13. O investimento total no empreendimento é de R\$ 727 milhões. A potência instalada é de 180 MW e a energia assegurada é de 78,6 MWmédios.

### **10.3.3) ERSA – Dois Novos Projetos de Geração à Biomassa**

Em 27 de julho de 2011, a ERSA emitiu Comunicado ao Mercado informando que assinou, por meio de uma de suas sociedades controladas, contrato de parceria com a Usina Alvorada Açúcar e Alcool Ltda. com o objetivo de desenvolver, construir e operar uma usina termoeletrica (“UTE Alvorada”) movida a biomassa (bagaço de cana), situada no município de Araporã – MG, visando a produção de energia elétrica e vapor d’água para o auto-consumo da usina e a venda da energia excedente pela sociedade controlada. A potência instalada da UTE Alvorada será de 50 MW, dos quais 18 MWmédios serão exportados como excedente. O projeto tem investimentos previstos na ordem de R\$ 156 milhões. A entrada em operação comercial da usina está prevista para o 2T13.

Em 02 de agosto de 2011, a ERSA emitiu novo Comunicado ao Mercado informando que assinou, por meio de uma de suas sociedades controladas, contrato de parceria com a Cooperativa Agrícola Regional de Produtores de Cana Ltda. com o objetivo de desenvolver, construir e operar uma usina termoeletrica (“UTE Coopcana”) movida a biomassa (bagaço de cana), situada no município de São Carlos do Ivaí – Paraná, visando a produção de energia elétrica e vapor d’água para o auto-consumo da usina e a venda da energia excedente pela sociedade controlada. A potência instalada da UTE Coopcana será de 50 MW, dos quais 18 MWmédios serão exportados como excedente. O projeto tem investimentos previstos na ordem de R\$ 155 milhões. A entrada em operação comercial da usina está prevista para o 1T13.

## 11) ANEXOS

### 11.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	<b>Consolidado</b>		
<b>ATIVO</b>	<b>30/06/2011</b>	<b>31/12/2010</b>	<b>30/06/2010</b>
<b>CIRCULANTE</b>			
Caixa e Equivalente de Caixa	4.402.948	1.562.897	1.377.449
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	1.798.570	1.816.073	1.823.550
Títulos e Valores Mobiliários	43.744	42.533	40.209
Tributos a Compensar	240.439	193.020	209.527
Derivativos	92	244	404
Estoques	38.231	24.856	17.631
Arrendamentos	4.356	4.754	3.253
Outros Créditos	417.227	253.812	231.470
<b>TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>6.945.607</b>	<b>3.898.190</b>	<b>3.703.493</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	188.291	195.738	192.642
Depósitos Judiciais	1.042.062	890.685	845.697
Títulos e Valores Mobiliários	55.350	72.823	70.143
Tributos a Compensar	159.591	138.966	123.155
Derivativos	27	82	9.007
Créditos Fiscais Diferidos	1.096.158	1.183.460	1.176.740
Arrendamentos	25.300	26.315	22.817
Ativo Financeiro da Concessão	1.091.624	934.646	762.899
Entidade de Previdência Privada	5.800	5.800	11.053
Investimentos ao Custo	116.654	116.654	116.592
Outros Créditos	222.109	222.100	243.124
Imobilizado	5.965.171	5.786.465	5.464.568
Intangível	6.564.805	6.584.874	6.241.570
<b>TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>16.532.943</b>	<b>16.158.607</b>	<b>15.280.007</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>23.478.549</b>	<b>20.056.797</b>	<b>18.983.500</b>

## 11.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado		
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	30/06/2011	31/12/2010	30/06/2010
<b>PASSIVO</b>			
<b>CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	1.093.951	1.047.385	1.078.981
Encargos de Dívidas	48.947	40.516	35.381
Encargos de Debêntures	153.708	118.066	114.217
Empréstimos e Financiamentos	976.004	578.867	526.474
Debêntures	1.385.227	1.509.958	526.200
Entidade de Previdência Privada	37.762	40.103	43.006
Taxas Regulamentares	139.745	123.541	110.360
Impostos, Taxas e Contribuições	505.473	455.248	513.272
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio	23.442	23.813	18.381
Obrigações Estimadas com Pessoal	120.728	58.688	64.024
Derivativos	53.581	3.982	1.281
Uso do Bem Público	27.610	17.287	16.483
Outras Contas a Pagar	483.344	410.869	378.132
<b>TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE</b>	<b>5.049.523</b>	<b>4.428.323</b>	<b>3.426.192</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Encargos de Dívidas	56.495	29.155	8.733
Empréstimos e Financiamentos	4.837.052	4.917.843	3.952.247
Debêntures	4.874.463	2.212.314	2.946.876
Entidade de Previdência Privada	493.030	570.877	643.859
Impostos, Taxas e Contribuições	838	960	1.309
Débitos Fiscais Diferidos	275.104	277.767	279.815
Provisão para Contingências	314.210	291.265	269.611
Derivativos	442	7.883	1.134
Uso do Bem Público	436.526	429.632	417.958
Outras Contas a Pagar	94.782	141.124	244.210
<b>TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>11.382.942</b>	<b>8.878.819</b>	<b>8.765.752</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>			
Capital Social	4.793.424	4.793.424	4.793.424
Reserva de Capital	16	16	16
Reserva de Lucro	418.665	418.665	341.751
Dividendo Adicional Proposto	-	486.040	774.429
Reserva de Avaliação Patrimonial	808.593	795.563	781.185
Lucros (Prejuízos) Acumulados	760.744	-	(154.622)
	6.781.442	6.493.708	6.536.183
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	264.642	255.948	255.373
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>7.046.084</b>	<b>6.749.656</b>	<b>6.791.556</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>23.478.549</b>	<b>20.056.797</b>	<b>18.983.500</b>

### 11.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado						
	2T11	2T10	Variação	1S11	1S10	Variação
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica <sup>(1)</sup>	3.587.803	3.379.946	6,15%	7.191.479	6.939.015	3,64%
Suprimento de Energia Elétrica	298.447	267.569	11,54%	574.804	497.507	15,54%
Receita com construção de infraestrutura	250.415	253.020	-1,03%	464.017	403.464	15,01%
Outras Receitas Operacionais <sup>(1)</sup>	378.823	319.500	18,57%	794.953	630.831	26,02%
	<b>4.515.489</b>	<b>4.220.035</b>	<b>7,00%</b>	<b>9.025.253</b>	<b>8.470.817</b>	<b>6,55%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>						
	(1.470.631)	(1.352.476)	8,74%	(2.957.612)	(2.724.533)	8,55%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>3.044.857</b>	<b>2.867.559</b>	<b>6,18%</b>	<b>6.067.641</b>	<b>5.746.284</b>	<b>5,59%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.215.522)	(1.216.936)	-0,12%	(2.330.257)	(2.343.769)	-0,58%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(308.930)	(292.538)	5,60%	(612.856)	(573.013)	6,95%
	(1.524.451)	(1.509.474)	0,99%	(2.943.113)	(2.916.782)	0,90%
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(205.759)	(146.123)	40,81%	(357.799)	(293.358)	21,97%
Material	(23.325)	(19.257)	21,13%	(41.536)	(36.214)	14,70%
Serviços de Terceiros	(136.059)	(110.092)	23,59%	(257.022)	(208.969)	23,00%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(90.276)	(38.273)	135,87%	(169.669)	(114.521)	48,16%
Custos com construção de infraestrutura	(250.415)	(253.020)	-1,03%	(464.017)	(403.464)	15,01%
Entidade de Previdência Privada	22.352	21.803	2,52%	44.704	43.605	2,52%
Depreciação e Amortização	(154.019)	(120.950)	27,34%	(296.115)	(238.069)	24,38%
Amortização do Intangível da Concessão	(46.013)	(48.041)	-4,22%	(92.026)	(92.729)	-0,76%
	(883.515)	(713.953)	23,75%	(1.633.482)	(1.343.719)	21,56%
<b>EBITDA</b>	<b>814.571</b>	<b>791.320</b>	<b>2,94%</b>	<b>1.834.484</b>	<b>1.772.976</b>	<b>3,47%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>636.891</b>	<b>644.132</b>	<b>-1,12%</b>	<b>1.491.046</b>	<b>1.485.783</b>	<b>0,35%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	125.524	101.865	23,23%	251.438	202.292	24,29%
Despesas	(307.574)	(185.989)	65,37%	(564.593)	(368.423)	53,25%
	(182.050)	(84.124)	116,41%	(313.156)	(166.131)	88,50%
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>454.841</b>	<b>560.008</b>	<b>-18,78%</b>	<b>1.177.891</b>	<b>1.319.652</b>	<b>-10,74%</b>
Contribuição Social	(41.890)	(53.133)	-21,16%	(110.682)	(125.675)	-11,93%
Imposto de Renda	(118.868)	(147.105)	-19,20%	(307.251)	(346.344)	-11,29%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>294.083</b>	<b>359.770</b>	<b>-18,26%</b>	<b>759.958</b>	<b>847.633</b>	<b>-10,34%</b>
<b>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</b>	<b>287.929</b>	<b>355.101</b>	<b>-18,92%</b>	<b>747.709</b>	<b>838.027</b>	<b>-10,78%</b>
<b>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</b>	<b>6.154</b>	<b>4.669</b>	<b>31,80%</b>	<b>12.248</b>	<b>9.606</b>	<b>27,51%</b>

Nota: (1) Receita de TUSD do consumidor cativo reclassificada da linha de "outras receitas operacionais" para a linha de "receita de fornecimento de energia elétrica".

## 11.4) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Consolidado (Pro-forma, em milhares de reais)



Consolidado						
	2T11	2T10	Varição	1S11	1S10	Varição
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	369.052	273.772	34,80%	733.412	533.616	37,44%
Outras Receitas Operacionais	474	2.654	-82,15%	1.169	5.239	-77,68%
	<b>369.526</b>	<b>276.426</b>	<b>33,68%</b>	<b>734.581</b>	<b>538.855</b>	<b>36,32%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(22.315)	(17.338)	28,71%	(44.745)	(31.443)	42,31%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>347.211</b>	<b>259.088</b>	<b>34,01%</b>	<b>689.836</b>	<b>507.412</b>	<b>35,95%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(4.927)	(25.245)	-80,48%	(15.089)	(33.801)	-55,36%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(21.278)	(10.423)	104,15%	(36.345)	(20.989)	73,16%
	(26.205)	(35.668)	-26,53%	(51.434)	(54.790)	-6,13%
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(14.038)	(8.906)	57,63%	(24.708)	(17.151)	44,06%
Material	(2.539)	(750)	238,56%	(3.291)	(1.423)	131,28%
Serviços de Terceiros	(14.035)	(6.853)	104,81%	(23.285)	(12.861)	81,05%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(28.683)	(12.917)	122,06%	(45.675)	(32.494)	40,56%
Entidade de Previdência Privada	621	299	107,53%	1.241	598	107,53%
Depreciação e Amortização	(66.568)	(38.723)	71,91%	(120.778)	(77.362)	56,12%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.834)	(6.245)	-22,59%	(9.669)	(10.652)	-9,23%
	(130.079)	(74.095)	75,56%	(226.165)	(151.345)	49,44%
<b>EBITDA</b>	<b>261.709</b>	<b>193.994</b>	<b>34,91%</b>	<b>541.443</b>	<b>388.693</b>	<b>39,30%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>190.927</b>	<b>149.325</b>	<b>27,86%</b>	<b>412.237</b>	<b>301.277</b>	<b>36,83%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	27.871	12.170	129,01%	47.995	19.823	142,12%
Despesas	(145.612)	(75.023)	94,09%	(260.000)	(144.080)	80,46%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	0,00%
	(117.742)	(62.853)	87,33%	(212.005)	(124.257)	70,62%
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>73.186</b>	<b>86.472</b>	<b>-15,36%</b>	<b>200.232</b>	<b>177.020</b>	<b>13,11%</b>
Contribuição Social	(3.167)	(5.459)	-41,98%	(14.038)	(14.169)	-0,92%
Imposto de Renda	(9.108)	(14.616)	-37,69%	(38.607)	(38.585)	0,06%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>60.911</b>	<b>66.397</b>	<b>-8,26%</b>	<b>147.587</b>	<b>124.266</b>	<b>18,77%</b>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>54.757</i>	<i>61.891</i>	<i>-11,53%</i>	<i>135.338</i>	<i>116.108</i>	<i>16,56%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>6.154</i>	<i>4.506</i>	<i>36,57%</i>	<i>12.248</i>	<i>8.158</i>	<i>50,13%</i>

## 11.5) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição Consolidado (Pro-forma, em milhares de reais)



	Consolidado					
	2T11	2T10	Varição	1S11	1S10	Varição
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica <sup>(1)</sup>	3.418.312	3.241.137	5,47%	6.856.701	6.670.836	2,79%
Suprimento de Energia Elétrica	57.735	36.854	56,66%	90.382	53.535	68,83%
Receita com construção de infraestrutura	250.415	253.020	-1,03%	464.017	403.464	15,01%
Outras Receitas Operacionais <sup>(1)</sup>	362.914	298.948	21,40%	740.921	578.592	28,06%
	<b>4.089.376</b>	<b>3.829.959</b>	<b>6,77%</b>	<b>8.152.021</b>	<b>7.706.427</b>	<b>5,78%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(1.428.652)	(1.317.198)	8,46%	(2.872.453)	(2.657.930)	8,07%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>2.660.724</b>	<b>2.512.761</b>	<b>5,89%</b>	<b>5.279.568</b>	<b>5.048.497</b>	<b>4,58%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.245.424)	(1.185.045)	5,10%	(2.389.921)	(2.314.711)	3,25%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(288.357)	(283.895)	1,57%	(577.870)	(555.607)	4,01%
	(1.533.781)	(1.468.940)	4,41%	(2.967.791)	(2.870.318)	3,40%
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(172.712)	(125.181)	37,97%	(299.808)	(252.339)	18,81%
Material	(17.341)	(16.508)	5,05%	(32.565)	(30.354)	7,28%
Serviços de Terceiros	(117.110)	(91.494)	28,00%	(226.330)	(178.781)	26,60%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(58.546)	(20.505)	185,53%	(123.823)	(80.000)	54,78%
Custos com construção de infraestrutura	(250.415)	(253.020)	-1,03%	(464.017)	(403.464)	15,01%
Entidade de Previdência Privada	21.732	21.504	1,06%	43.463	43.007	1,06%
Depreciação e Amortização	(85.964)	(81.083)	6,02%	(172.414)	(158.501)	8,78%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.881)	(4.918)	-0,74%	(9.763)	(9.837)	-0,75%
	(685.239)	(571.205)	19,96%	(1.285.258)	(1.070.269)	20,09%
<b>EBITDA</b>	<b>510.818</b>	<b>537.113</b>	<b>-4,90%</b>	<b>1.165.233</b>	<b>1.233.241</b>	<b>-5,51%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>441.705</b>	<b>472.616</b>	<b>-6,54%</b>	<b>1.026.519</b>	<b>1.107.910</b>	<b>-7,35%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	95.339	76.849	24,06%	187.773	150.526	24,74%
Despesas	(139.158)	(87.557)	58,93%	(262.366)	(179.879)	45,86%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	(43.819)	(10.708)	309,22%	(74.594)	(29.353)	154,13%
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>397.885</b>	<b>461.908</b>	<b>-13,86%</b>	<b>951.925</b>	<b>1.078.557</b>	<b>-11,74%</b>
Contribuição Social	(30.107)	(36.278)	-17,01%	(80.579)	(92.211)	-12,61%
Imposto de Renda	(81.948)	(97.746)	-16,16%	(220.515)	(251.267)	-12,24%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>285.830</b>	<b>327.884</b>	<b>-12,83%</b>	<b>650.831</b>	<b>735.079</b>	<b>-11,46%</b>

Nota: (1) Receita de TUSD do consumidor cativo reclassificada da linha de "outras receitas operacionais" para a linha de "receita de fornecimento de energia elétrica".



## 11.6) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora

(Pro-forma, em milhares de reais)

CPFL PAULISTA						
	2T11	2T10	Var.	1S11	1S10	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>2.076.085</b>	<b>1.947.904</b>	<b>6,6%</b>	<b>4.073.259</b>	<b>3.944.499</b>	<b>3,3%</b>
Receita Operacional Líquida	1.349.990	1.272.324	6,1%	2.628.862	2.581.849	1,8%
Custo com Energia Elétrica	(800.742)	(764.609)	4,7%	(1.522.700)	(1.465.079)	3,9%
Custos e Despesas Operacionais	(349.682)	(254.207)	37,6%	(633.685)	(499.995)	26,7%
Resultado do Serviço	199.566	253.508	-21,3%	472.477	616.775	-23,4%
<b>EBITDA</b>	<b>224.273</b>	<b>271.636</b>	<b>-17,4%</b>	<b>522.035</b>	<b>652.947</b>	<b>-20,0%</b>
Resultado Financeiro	(11.716)	15.194	-177,1%	(18.218)	10.123	-280,0%
Lucro antes da Tributação	187.849	268.702	-30,1%	454.259	626.898	-27,5%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>129.620</b>	<b>183.453</b>	<b>-29,3%</b>	<b>305.148</b>	<b>420.110</b>	<b>-27,4%</b>

CPFL PIRATININGA						
	2T11	2T10	Var.	1S11	1S10	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>962.249</b>	<b>899.829</b>	<b>6,9%</b>	<b>1.998.510</b>	<b>1.810.411</b>	<b>10,4%</b>
Receita Operacional Líquida	612.074	586.475	4,4%	1.278.549	1.176.294	8,7%
Custo com Energia Elétrica	(346.817)	(331.272)	4,7%	(672.173)	(653.319)	2,9%
Custos e Despesas Operacionais	(145.698)	(151.173)	-3,6%	(301.015)	(264.815)	13,7%
Resultado do Serviço	119.559	104.030	14,9%	305.361	258.160	18,3%
<b>EBITDA</b>	<b>132.075</b>	<b>117.724</b>	<b>12,2%</b>	<b>331.279</b>	<b>283.667</b>	<b>16,8%</b>
Resultado Financeiro	(11.722)	(15.719)	-25,4%	(20.313)	(20.316)	0,0%
Lucro antes da Tributação	107.837	88.311	22,1%	285.048	237.844	19,8%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>73.929</b>	<b>61.189</b>	<b>20,8%</b>	<b>190.809</b>	<b>160.062</b>	<b>19,2%</b>

RGE						
	2T11	2T10	Var.	1S11	1S10	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>816.008</b>	<b>782.272</b>	<b>4,3%</b>	<b>1.627.845</b>	<b>1.560.548</b>	<b>4,3%</b>
Receita Operacional Líquida	537.556	520.792	3,2%	1.065.181	1.029.209	3,5%
Custo com Energia Elétrica	(309.714)	(300.901)	2,9%	(621.264)	(608.201)	2,1%
Custos e Despesas Operacionais	(136.678)	(132.805)	2,9%	(254.845)	(243.043)	4,9%
Resultado do Serviço	91.164	87.086	4,7%	189.072	177.965	6,2%
<b>EBITDA</b>	<b>117.991</b>	<b>115.169</b>	<b>2,5%</b>	<b>242.372</b>	<b>232.730</b>	<b>4,1%</b>
Resultado Financeiro	(18.718)	(10.669)	75,4%	(33.424)	(20.034)	66,8%
Lucro antes da Tributação	72.445	76.417	-5,2%	155.648	157.931	-1,4%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>60.360</b>	<b>62.938</b>	<b>-4,1%</b>	<b>115.186</b>	<b>116.394</b>	<b>-1,0%</b>

CPFL SANTA CRUZ						
	2T11	2T10	Var.	1S11	1S10	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>98.081</b>	<b>79.898</b>	<b>22,8%</b>	<b>187.140</b>	<b>159.619</b>	<b>17,2%</b>
Receita Operacional Líquida	67.690	54.210	24,9%	127.810	108.913	17,4%
Custo com Energia Elétrica	(33.232)	(31.089)	6,9%	(64.918)	(61.051)	6,3%
Custos e Despesas Operacionais	(21.503)	(16.597)	29,6%	(39.642)	(31.780)	24,7%
Resultado do Serviço	12.955	6.524	98,6%	23.250	16.082	44,6%
<b>EBITDA</b>	<b>15.138</b>	<b>8.683</b>	<b>74,3%</b>	<b>27.567</b>	<b>20.162</b>	<b>36,7%</b>
Resultado Financeiro	(987)	227	-534,9%	(1.582)	369	-528,7%
Lucro antes da Tributação	11.968	6.751	77,3%	21.669	16.451	31,7%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>8.746</b>	<b>5.214</b>	<b>67,7%</b>	<b>15.112</b>	<b>11.517</b>	<b>31,2%</b>

**Resumo da Demonstração de Resultados por Distribuidora (R\$ Mil)**

<b>CPFL LESTE PAULISTA</b>						
	<b>2T11</b>	<b>2T10</b>	<b>Var.</b>	<b>1S11</b>	<b>1S10</b>	<b>Var.</b>
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>33.954</b>	<b>29.889</b>	<b>13,6%</b>	<b>63.359</b>	<b>56.615</b>	<b>11,9%</b>
Receita Operacional Líquida	24.494	21.141	15,9%	45.091	39.351	14,6%
Custo com Energia Elétrica	(9.629)	(7.533)	27,8%	(18.130)	(16.008)	13,3%
Custos e Despesas Operacionais	(9.198)	(6.249)	47,2%	(16.305)	(10.871)	50,0%
Resultado do Serviço	5.666	7.359	-23,0%	10.656	12.472	-14,6%
<b>EBITDA</b>	<b>6.685</b>	<b>8.265</b>	<b>-19,1%</b>	<b>12.670</b>	<b>14.273</b>	<b>-11,2%</b>
Resultado Financeiro	(685)	(99)	592,2%	(1.238)	(269)	360,1%
Lucro antes da Tributação	4.981	7.260	-31,4%	9.419	12.203	-22,8%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>3.646</b>	<b>4.913</b>	<b>-25,8%</b>	<b>6.527</b>	<b>8.186</b>	<b>-20,3%</b>

<b>CPFL SUL PAULISTA</b>						
	<b>2T11</b>	<b>2T10</b>	<b>Var.</b>	<b>1S11</b>	<b>1S10</b>	<b>Var.</b>
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>43.903</b>	<b>37.991</b>	<b>15,6%</b>	<b>86.146</b>	<b>72.910</b>	<b>18,2%</b>
Receita Operacional Líquida	30.354	25.222	20,3%	59.314	48.615	22,0%
Custo com Energia Elétrica	(14.110)	(13.904)	1,5%	(28.459)	(27.646)	2,9%
Custos e Despesas Operacionais	(10.234)	(5.746)	78,1%	(18.681)	(9.909)	88,5%
Resultado do Serviço	6.010	5.572	7,9%	12.173	11.060	10,1%
<b>EBITDA</b>	<b>6.834</b>	<b>6.238</b>	<b>9,5%</b>	<b>13.759</b>	<b>12.381</b>	<b>11,1%</b>
Resultado Financeiro	(102)	14	-826,2%	(95)	193	-149,5%
Lucro antes da Tributação	5.909	5.586	5,8%	12.078	11.253	7,3%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>4.361</b>	<b>4.031</b>	<b>8,2%</b>	<b>8.326</b>	<b>7.780</b>	<b>7,0%</b>

<b>CPFL JAGUARI</b>						
	<b>2T11</b>	<b>2T10</b>	<b>Var.</b>	<b>1S11</b>	<b>1S10</b>	<b>Var.</b>
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>39.056</b>	<b>34.612</b>	<b>12,8%</b>	<b>76.563</b>	<b>67.614</b>	<b>13,2%</b>
Receita Operacional Líquida	25.488	21.594	18,0%	49.529	42.930	15,4%
Custo com Energia Elétrica	(14.240)	(13.588)	4,8%	(28.831)	(27.089)	6,4%
Custos e Despesas Operacionais	(6.532)	(3.576)	82,7%	(11.155)	(7.480)	49,1%
Resultado do Serviço	4.716	4.430	6,5%	9.543	8.361	14,1%
<b>EBITDA</b>	<b>5.278</b>	<b>4.921</b>	<b>7,2%</b>	<b>10.643</b>	<b>9.320</b>	<b>14,2%</b>
Resultado Financeiro	200	138	45,2%	317	296	7,1%
Lucro antes da Tributação	4.917	4.568	7,6%	9.860	8.657	13,9%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>3.557</b>	<b>3.102</b>	<b>14,7%</b>	<b>6.821</b>	<b>5.976</b>	<b>14,1%</b>

<b>CPFL MOCOCA</b>						
	<b>2T11</b>	<b>2T10</b>	<b>Var.</b>	<b>1S11</b>	<b>1S10</b>	<b>Var.</b>
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>23.808</b>	<b>20.169</b>	<b>18,0%</b>	<b>45.731</b>	<b>39.815</b>	<b>14,9%</b>
Receita Operacional Líquida	16.525	13.487	22,5%	31.197	26.740	16,7%
Custo com Energia Elétrica	(8.420)	(7.882)	6,8%	(16.845)	(15.370)	9,6%
Custos e Despesas Operacionais	(6.038)	(1.501)	302,2%	(10.365)	(4.335)	139,1%
Resultado do Serviço	2.068	4.104	-49,6%	3.987	7.035	-43,3%
<b>EBITDA</b>	<b>2.545</b>	<b>4.474</b>	<b>-43,1%</b>	<b>4.909</b>	<b>7.761</b>	<b>-36,7%</b>
Resultado Financeiro	(89)	207	-143,0%	(41)	285	-114,5%
Lucro antes da Tributação	1.979	4.311	-54,1%	3.946	7.320	-46,1%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>1.611</b>	<b>3.042</b>	<b>-47,1%</b>	<b>2.903</b>	<b>5.054</b>	<b>-42,6%</b>

## 11.7) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh)

CPFL Paulista						
	2T11	2T10	Var.	1S11	1S10	Var.
Residencial	1.812	1.774	2,1%	3.725	3.585	3,9%
Industrial	1.217	1.375	-11,5%	2.390	2.726	-12,3%
Comercial	1.126	1.070	5,2%	2.334	2.204	5,9%
Outros	894	889	0,6%	1.782	1.735	2,7%
<b>Total</b>	<b>5.049</b>	<b>5.108</b>	<b>-1,2%</b>	<b>10.231</b>	<b>10.249</b>	<b>-0,2%</b>

CPFL Piratininga						
	2T11	2T10	Var.	1S11	1S10	Var.
Residencial	808	787	2,6%	1.691	1.620	4,4%
Industrial	702	761	-7,8%	1.405	1.470	-4,4%
Comercial	441	442	-0,3%	929	918	1,3%
Outros	255	238	7,1%	504	472	6,8%
<b>Total</b>	<b>2.205</b>	<b>2.229</b>	<b>-1,1%</b>	<b>4.529</b>	<b>4.480</b>	<b>1,1%</b>

RGE						
	2T11	2T10	Var.	1S11	1S10	Var.
Residencial	479	471	1,6%	979	961	1,9%
Industrial	540	625	-13,6%	1.066	1.219	-12,5%
Comercial	293	284	3,0%	613	590	4,0%
Outros	559	490	14,1%	1.143	1.010	13,1%
<b>Total</b>	<b>1.870</b>	<b>1.870</b>	<b>0,0%</b>	<b>3.801</b>	<b>3.780</b>	<b>0,6%</b>

CPFL Santa Cruz						
	2T11	2T10	Var.	1S11	1S10	Var.
Residencial	73	72	1,8%	148	144	3,0%
Industrial	49	42	15,4%	91	82	11,2%
Comercial	37	35	5,1%	77	73	5,9%
Outros	83	74	11,8%	156	144	8,6%
<b>Total</b>	<b>242</b>	<b>224</b>	<b>8,2%</b>	<b>473</b>	<b>443</b>	<b>6,8%</b>

CPFL Jaguarí						
	2T11	2T10	Var.	1S11	1S10	Var.
Residencial	18	18	0,0%	37	36	2,7%
Industrial	70	70	-0,2%	138	138	0,3%
Comercial	10	9	11,4%	21	18	11,1%
Outros	9	9	1,8%	18	18	3,6%
<b>Total</b>	<b>107</b>	<b>106</b>	<b>1,0%</b>	<b>214</b>	<b>210</b>	<b>2,0%</b>

CPFL Mococa						
	2T11	2T10	Var.	1S11	1S10	Var.
Residencial	16	15	1,2%	32	31	4,9%
Industrial	15	15	-2,6%	30	31	-2,2%
Comercial	7	6	6,5%	14	13	8,0%
Outros	13	15	-13,2%	26	28	-8,1%
<b>Total</b>	<b>50</b>	<b>52</b>	<b>-3,4%</b>	<b>102</b>	<b>103</b>	<b>-0,4%</b>

CPFL Leste Paulista						
	2T11	2T10	Var.	1S11	1S10	Var.
Residencial	21	21	2,6%	43	40	7,1%
Industrial	7	18	-62,6%	14	36	-61,3%
Comercial	10	9	9,4%	19	18	8,6%
Outros	26	29	-8,9%	47	49	-4,4%
<b>Total</b>	<b>64</b>	<b>76</b>	<b>-16,2%</b>	<b>124</b>	<b>143</b>	<b>-13,8%</b>

CPFL Sul Paulista						
	2T11	2T10	Var.	1S11	1S10	Var.
Residencial	30	29	5,7%	61	56	8,9%
Industrial	28	35	-19,2%	57	70	-18,5%
Comercial	12	12	7,4%	26	24	7,6%
Outros	22	22	1,7%	44	44	0,6%
<b>Total</b>	<b>93</b>	<b>97</b>	<b>-4,0%</b>	<b>188</b>	<b>194</b>	<b>-3,1%</b>