

**São Paulo, 05 de novembro de 2012** – A CPFL Energia S.A. (BM&FBOVESPA: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 3T12**. 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. As comparações referem-se ao 3T11, salvo indicação contrária.

## CPFL ENERGIA ANUNCIA LUCRO LÍQUIDO DE R\$ 321 MILHÕES NO 3T12

Indicadores (R\$ Milhões)	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	13.890	13.757	1,0%	41.762	40.643	2,8%
Mercado Cativo	9.795	10.070	-2,7%	30.138	29.734	1,4%
TUSD	4.096	3.687	11,1%	11.624	10.909	6,5%
Vendas de Comercialização e Geração - GWh	4.443	3.334	33,3%	12.192	9.479	28,6%
Receita Operacional Bruta	5.382	4.858	10,8%	15.507	13.883	11,7%
Receita Operacional Líquida	3.845	3.292	16,8%	10.799	9.360	15,4%
EBITDA (IFRS) <sup>(1)</sup>	1.044	956	9,2%	3.057	2.791	9,6%
EBITDA (IFRS+ Ativos e Passivos Regulatórios - Não-Recorrentes) <sup>(2)</sup>	1.184	996	18,9%	3.301	2.708	21,9%
Lucro Líquido (IFRS)	321	379	-15,2%	978	1.139	-14,1%
Lucro Líquido (IFRS+ Ativos e Passivos Regulatórios - Não-Recorrentes) <sup>(3)</sup>	425	401	6,1%	1.170	1.063	10,2%
Investimentos	660	465	42,0%	1.930	1.202	60,5%

**Notas:**

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização e resultado de 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.

### DESTAQUES 3T12

- Crescimento de 1,0% (2,8% ajustado) nas vendas de energia na área de concessão;
- Entrada em operação dos parques eólicos Santa Clara (188 MW) em julho de 2012;
- Conclusão da transação de aquisição da UTE Biomassa Ester, em outubro de 2012;
- Pagamento de dividendos intermediários, no montante de R\$ 640 milhões, relativos ao 1S12, em 28 de setembro de 2012;
- Investimentos de R\$ 660 milhões no 3T12 e de R\$ 1.930 milhões no 9M12;
- Manutenção da nota de crédito brAA+ (escala nacional) pela Standard & Poor's à CPFL Energia e subsidiárias;
- Aumento de 43,6% no volume médio diário de negociação das ações da CPFL Energia na BM&FBOVESPA e na NYSE, passando de R\$ 34,9 milhões, no 3T11, para R\$ 50,1 milhões, no 3T12;
- Nos últimos 12 meses, a valorização das ações da CPFL Energia na BM&FBOVESPA foi de 15,0%, superando o Ibovespa (13,1%) e o IEE (8,2%);
- Pesquisa Você S.A. – Melhores Empresas Para Você Trabalhar, Prêmio ÉPOCA de Mudanças Climáticas 2012 e Prêmio Época Negócio 360º (1º lugar no ranking de empresas do setor elétrico).

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

- Terça-feira, 06 de novembro de 2012 – 11h00 (Brasília), 08h00 (EDT)
- ☎ 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

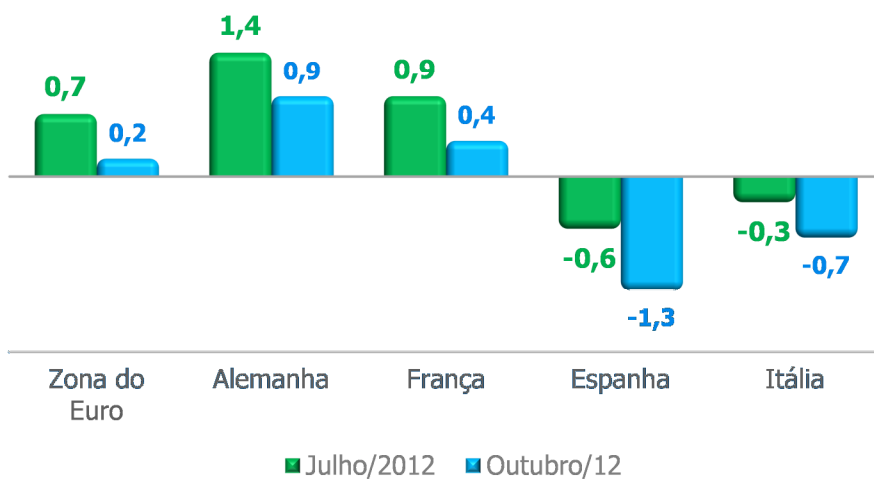
1) CONTEXTO MACROECONÔMICO .....	3
2) VENDAS DE ENERGIA .....	7
2.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras .....	7
2.1.1) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão .....	8
2.1.2) Vendas no Mercado Cativo .....	8
2.1.3) TUSD .....	9
2.2) Vendas de Comercialização e Geração – Exclusive Partes Relacionadas .....	9
3) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS .....	10
3.1) Consolidação da CPFL Renováveis .....	11
4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO .....	12
4.1) Receita Operacional .....	13
4.2) Custo com Energia Elétrica .....	15
4.3) Custos e Despesas Operacionais .....	16
4.4) Ativos e Passivos Regulatórios .....	20
4.5) EBITDA .....	21
4.6) Resultado Financeiro .....	21
4.7) Lucro Líquido .....	22
5) ENDIVIDAMENTO .....	22
5.1) Dívida Financeira (Incluindo <i>Hedge</i> ) .....	22
5.2) Dívida Total (Dívida Financeira + <i>Hedge</i> + Dívida com Entidade de Previdência Privada) .....	25
5.3) Dívida Líquida e Alavancagem .....	27
5.4) Novas Captações em Outubro de 2012 – Liberações de Financiamentos do BNDES .....	27
6) INVESTIMENTOS .....	28
7) DIVIDENDOS .....	29
8) MERCADO DE CAPITAIS .....	30
8.1) Desempenho das Ações .....	30
8.2) Volume Médio Diário .....	31
8.3) <i>Ratings</i> .....	31
9) GOVERNANÇA CORPORATIVA .....	32
10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA – 30/09/2012 .....	33
11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO .....	34
11.1) Segmento de Distribuição .....	34
11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	34
11.1.2) 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica .....	40
11.1.3) Reajuste Tarifário .....	42
11.2) Segmentos de Comercialização e Serviços .....	43
11.3) Segmento de Geração Convencional .....	44
11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	44
11.4) CPFL Renováveis .....	46
11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	46
11.4.2) Status dos Projetos de Geração .....	48
12) ANEXOS .....	50
12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia .....	50
12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia .....	51
12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia .....	52
12.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia .....	53
12.5) Demonstração de Resultados - Segmentos de Geração Convencional e CPFL Renováveis .....	54
12.6) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição Consolidado .....	55
12.7) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora .....	56
12.8) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh) .....	58
12.9) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh) .....	59

## 1) CONTEXTO MACROECONÔMICO

O cenário internacional ainda é de grandes incertezas para os próximos meses. A atuação dos Bancos Centrais europeu e americano reduziu o nervosismo dos mercados, mas a atividade econômica mundial segue perdendo força. O FMI revisou suas projeções para PIB de 2012 na Zona do Euro, passando de 0,7%, em junho de 2012, para 0,2%, em outubro de 2012. Espanha e Itália devem apresentar retração em 2012 e mesmo economias mais robustas, como Alemanha e França, terão crescimento bastante modesto.

### Evolução das projeções para o PIB 2012 (% anual)

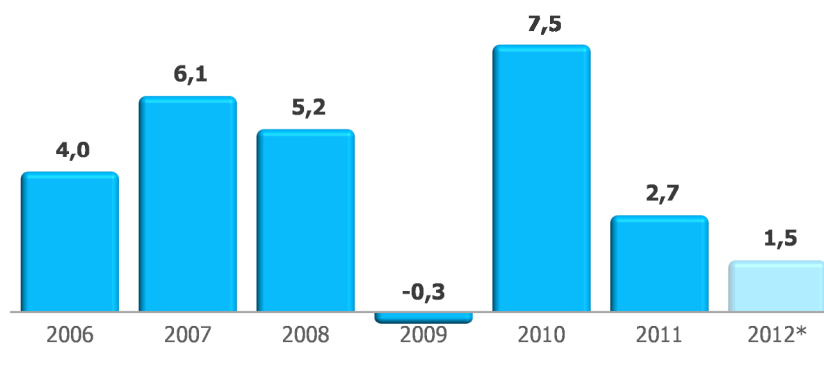
(Fonte: World Economic Outlook - FMI)



Consequentemente, o desempenho da economia brasileira, a despeito dos estímulos governamentais, segue em ritmo menor que o verificado em anos anteriores, em especial no que se refere à indústria.

### Evolução do PIB Brasil - % anual

(Fonte: IBGE. Projeção: LCA Consultores)



\*Projeção

Mas apesar da conjuntura desfavorável, é importante destacar que a economia brasileira vem passando por transformações estruturais, que garantem boas perspectivas para os próximos anos. A mais importante delas é que o governo, depois de muitos anos, passou a estimular o investimento como um *driver* de crescimento e desenvolvimento econômico.

Neste âmbito, algumas medidas foram tomadas em caráter emergencial, como forma de compensação aos efeitos da crise internacional; outras, entretanto, têm caráter estrutural e visam o longo prazo.

Dentre as medidas de estímulo à conjuntura econômica atual, destacam-se: a redução do IPI para automóveis<sup>1</sup>, eletrodomésticos de linha branca<sup>2</sup> e bens de capital<sup>3</sup>, e a postergação do prazo de recolhimento de PIS/Cofins<sup>4</sup>.

Já entre as medidas estruturais, podemos citar primeiramente o estímulo ao investimento, destacando-se:

- **Investimentos em infraestrutura (rodovias, energia, petróleo/gás)** – estima-se que 21 estados brasileiros irão aumentar seu endividamento em R\$ 58,3 bilhões para investir em infraestrutura no período 2013-2014. Além disso, o governo estimula o investimento em rodovias e ferrovias, em energia elétrica (hidrelétrica de Belo Monte) e no setor de petróleo e gás (plataformas da Petrobras);
- **Programa Minha Casa Minha Vida** – na 1ª fase do programa (2007-2010), foram construídas pouco mais de 1 milhão de novas unidades habitacionais. Para a 2ª fase (2011-2014), a meta é a construção de mais 2,4 milhões de unidades, das quais mais de 900 mil unidades já foram construídas. Ainda assim, o déficit habitacional brasileiro, estimado em 6 milhões de residências, não é equacionado, o que permite a elaboração de uma nova fase do programa a partir de 2015;
- **Novo Regime Automotivo** – programa que irá vigorar entre 2013 e 2017 e tem entre seus principais objetivos: (i) aumentar o conteúdo regional na produção automobilística; (ii) assegurar investimentos em P&D; e (iii) aumentar a eficiência energética. As montadoras serão beneficiadas por uma desoneração gradual do IPI na medida em que atinjam as exigências do programa;
- **Pré-Sal e eventos esportivos** – os investimentos necessários para que se tornem realidade exigirão um esforço adicional do governo e da iniciativa privada, gerando um efeito multiplicador para toda a economia.

Com essas e outras medidas, o investimento em infraestrutura<sup>5</sup> (em % do PIB) deve continuar crescendo, seguindo a tendência já observada nos últimos anos.

<sup>1</sup> De 29 de maio de 2012 a 31 de dezembro de 2012.

<sup>2</sup> De 01 de dezembro de 2011 a 31 de dezembro de 2012.

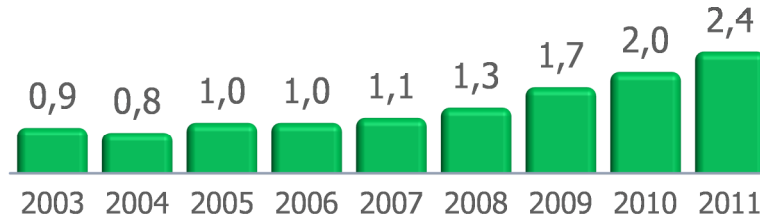
<sup>3</sup> De 29 de junho de 2009 a 31 de dezembro de 2013, com uma renúncia fiscal estimada de R\$ 1,1 bilhão em 2013.

<sup>4</sup> De abril e maio de 2012 para novembro e dezembro de 2012, com impacto estimado de R\$ 1,4 bilhão.

<sup>5</sup> Inclui investimentos em transporte, energia elétrica, saneamento e telecomunicações. Fonte: ABDIB e IBGE.

### Investimentos em infra-estrutura - % PIB

Fonte: ABDIB e IBGE



Em seguida, vêm sendo postas em prática medidas de suma importância que visam estimular o aumento da competitividade nacional, que, vale lembrar, já saiu da 72ª posição no ranking em 2007 para 48ª em 2012 (53ª em 2011). Algumas medidas se destacam nesse sentido:

- **MP 579/2012 (redução do custo de energia elétrica)** – estima-se que a redução de tarifas resulte em uma diminuição de 1 ponto percentual no IPCA de 2013<sup>6</sup>, favorecendo, conseqüentemente, a expansão da massa de renda real. Na atividade industrial, setores menos sujeitos à competição tenderão a recompor suas margens, enquanto setores mais sujeitos à competição serão estimulados a reduzir preços e produzir mais;
- **Desoneração de folha de pagamentos de 40 setores** – benefícios para a indústria e os setores de transporte, alimentos e serviços, com renúncia fiscal estimada em R\$ 12,8 milhões para 2013;
- **Queda dos juros e spreads** – redução recente das principais taxas de juros da economia (Selic e TJLP) e redução dos *spreads*, em decorrência do aumento da concorrência entre os bancos, favorece a expansão econômica;
- **Câmbio mais competitivo** – desvalorização recente é fruto da maior aversão ao risco, da redução do diferencial de juros, da queda dos preços das *commodities* e da maior intervenção governamental, que trabalha em regime de flutuação administrada para garantir a competitividade das exportações brasileiras;
- **Maior folga fiscal** – queda efetiva do juro real reduz a necessidade de pagamento de juros e abre espaço para a redução da carga tributária, sem prejuízo para a formação do superávit fiscal.

Todos esses estímulos ao investimento e à competitividade devem se combinar aos efeitos positivos gerados pela expansão do consumo, fato que já vem sendo observado nos últimos anos.

Entre 2003 e 2011, foram gerados 17 milhões de empregos.<sup>7</sup> A pobreza, que atingia 28% dos indivíduos brasileiros em 2003, caiu para 15% em 2009.<sup>8</sup> A desigualdade social, medida pelo coeficiente de Gini, caiu de 0,59 em 2002 para 0,54 em 2009.<sup>9</sup> A classe C, que representa uma classe com grande propensão ao consumo, chegou a 55% da população total em 2011, sendo que representava apenas 38% em 2003.<sup>10</sup> A expansão da renda – o salário mínimo, por exemplo,

<sup>6</sup> Projeção LCA Consultores.

<sup>7</sup> Fonte: CAGED - Ministério do Trabalho.

<sup>8</sup> Fonte: FGV. 2009: último dado disponível.

<sup>9</sup> Fonte: IPEA. 2009: último dado disponível.

<sup>10</sup> Fonte: FGV.

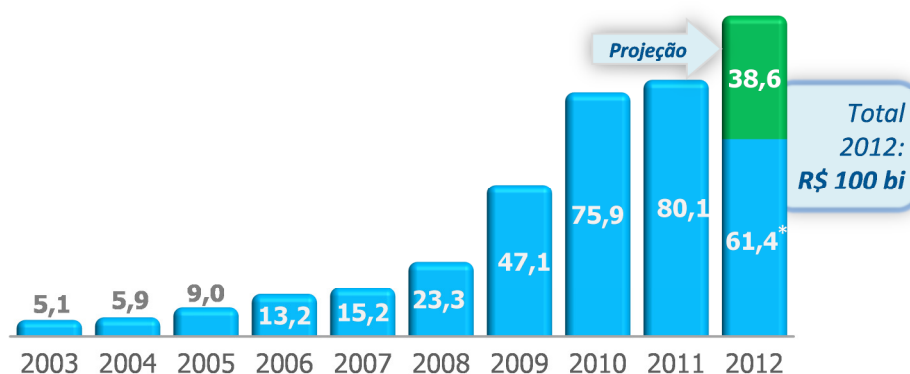
teve um aumento real de 63%<sup>11</sup> entre 2003 e 2011 –, a redução do desemprego e o maior acesso ao crédito são fatores que mudaram o padrão de consumo dos brasileiros, principalmente bens duráveis.

Seguindo essa tendência, o Brasil deverá chegar em 2020 à 5ª posição no ranking mundial de consumo das famílias, com um consumo estimado em cerca de R\$ 3,5 trilhões, na frente de países como França, Inglaterra e Itália.<sup>12</sup>

Por fim, é interessante destacar a evolução das concessões de crédito habitacional, que se elevaram expressivamente nos últimos anos.

### Contratação de crédito habitacional - R\$ bilhões

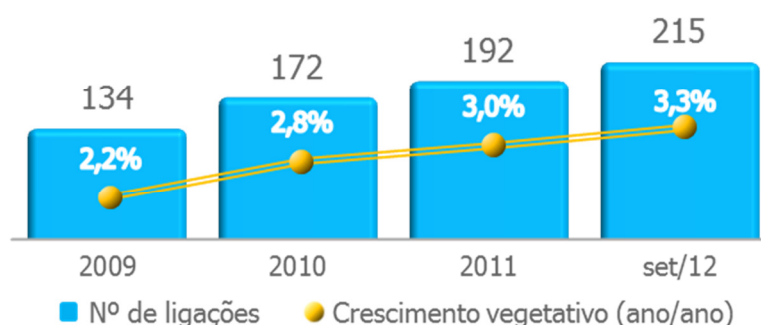
(Fonte: Caixa Econômica Federal)



\*até 20 de agosto de 2012

Isso vem se refletindo na expansão, acima da média histórica, do número de novas conexões de clientes da CPFL Energia. Entre setembro de 2011 e setembro de 2012, foram ligados 215 mil clientes, um aumento de 3,3%, acima do verificado em períodos anteriores.

### CPFL Energia - Novas ligações de clientes (milhares)



Em suma, apesar das incertezas em relação ao ambiente externo e ao desempenho da indústria, são boas as perspectivas para a economia brasileira nos próximos anos, que será favorecida não apenas pela expansão do mercado interno, mas também por fortes estímulos ao investimento

<sup>11</sup> Fonte: IPEA.

<sup>12</sup> Fonte: Revista EXAME, McKinsey e Fecomercio.

público e privado.

Assim, estima-se que o consumo das classes residencial e comercial continuarão a crescer nos próximos meses, a despeito das projeções menos otimistas para o crescimento do PIB brasileiro em 2012 e a modesta recuperação prevista para 2013. A indústria, por sua vez, deve começar a apresentar taxas positivas em 2013, em decorrência da fraca base de comparação em 2012 e dos recentes estímulos governamentais, que irão potencialmente evitar uma maior contaminação dos efeitos negativos do cenário internacional e garantir que a expansão da indústria se consolide em bases mais competitivas.

## 2) VENDAS DE ENERGIA

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

No 3T12, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 13.890 GWh, um aumento de 1,0%.

Vendas na Área de Concessão - GWh						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
Mercado Cativo	9.795	10.070	-2,7%	30.138	29.734	1,4%
TUSD	4.096	3.687	11,1%	11.624	10.909	6,5%
<b>Total</b>	<b>13.890</b>	<b>13.757</b>	<b>1,0%</b>	<b>41.762</b>	<b>40.643</b>	<b>2,8%</b>

No 3T12, as vendas para o mercado cativo totalizaram 9.795 GWh, uma redução de 2,7%.

Já a quantidade de energia, em GWh, correspondente ao consumo dos clientes livres na área de atuação das distribuidoras do grupo, faturada por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), atingiu 4.096 GWh no 3T12, um aumento de 11,1%, reflexo da migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre.

Vendas na Área de Concessão - GWh						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
Residencial	3.530	3.449	2,4%	10.757	10.164	5,8%
Industrial	6.288	6.289	0,0%	18.395	18.468	-0,4%
Comercial	2.063	2.007	2,8%	6.580	6.234	5,6%
Outros	2.009	2.013	-0,2%	6.030	5.777	4,4%
<b>Total</b>	<b>13.890</b>	<b>13.757</b>	<b>1,0%</b>	<b>41.762</b>	<b>40.643</b>	<b>2,8%</b>

Nota: As tabelas de vendas na área de concessão por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.8.

Destaca-se o crescimento das classes residencial e comercial que, juntas, representam 40,3% das vendas na área de concessão:

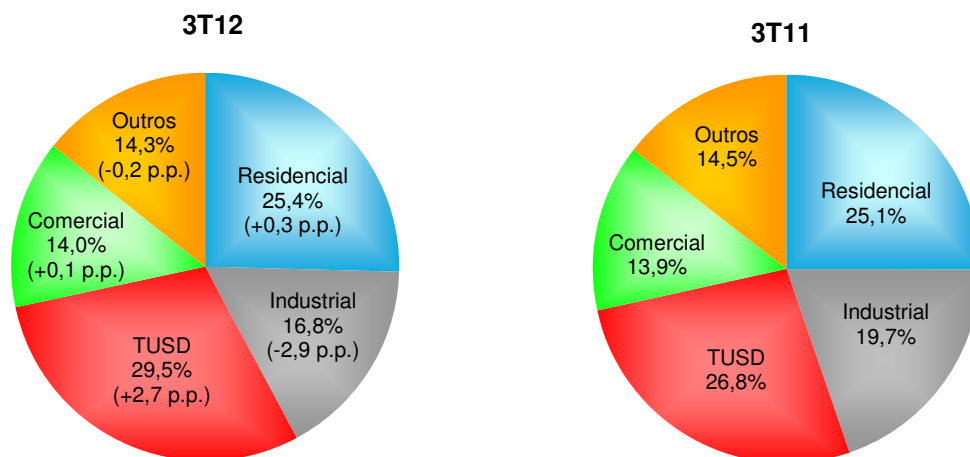
- **Classes residencial e comercial:** aumentos de 2,4% e 2,8%, respectivamente, impactados negativamente pelo menor número de dias de faturamento (em média 2,6 dias a menos). Expurgando esse fator, o crescimento dessas classes teria sido de 5,0% e 5,9%, respectivamente, favorecido pelos efeitos acumulados do crescimento econômico (aumento da renda, do poder de compra do consumidor e da ampliação do crédito ao consumo) verificado nos últimos anos.

- **Classe industrial:** consumo estável, reflexo da produção industrial, ainda em ritmo mais lento, devido à crise internacional. Apesar disso, não foram observados pedidos de redução de carga (potência) de clientes industriais no período, favorecendo a manutenção da receita advinda desta classe.

A tabela a seguir mostra as vendas na área de concessão ajustadas por calendário e temperatura:

Vendas na Área de Concessão - GWh - Ajustado						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
Residencial	3.530	3.362	5,0%	10.757	10.178	5,7%
Industrial	6.288	6.239	0,8%	18.537	18.461	0,4%
Comercial	2.063	1.949	5,9%	6.583	6.260	5,2%
Outros	2.009	1.967	2,1%	6.068	5.751	5,5%
<b>Total</b>	<b>13.890</b>	<b>13.516</b>	<b>2,8%</b>	<b>41.944</b>	<b>40.650</b>	<b>3,2%</b>

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



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 3T11 para o 3T12.

### 2.1.2) Vendas no Mercado Cativo

Vendas no Mercado Cativo - GWh						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
Residencial	3.530	3.449	2,4%	10.757	10.164	5,8%
Industrial	2.327	2.707	-14,0%	7.170	7.900	-9,2%
Comercial	1.949	1.921	1,5%	6.248	5.955	4,9%
Outros	1.988	1.994	-0,3%	5.964	5.715	4,4%
<b>Total</b>	<b>9.795</b>	<b>10.070</b>	<b>-2,7%</b>	<b>30.138</b>	<b>29.734</b>	<b>1,4%</b>

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.9.

### 2.1.3) TUSD

TUSD - GWh						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
Residencial	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Industrial	3.961	3.582	10,6%	11.226	10.568	6,2%
Comercial	114	85	33,8%	332	279	19,1%
Outros	20	19	5,6%	66	62	5,2%
<b>Total</b>	<b>4.096</b>	<b>3.687</b>	<b>11,1%</b>	<b>11.624</b>	<b>10.909</b>	<b>6,5%</b>

TUSD por Distribuidora - GWh						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
CPFL Paulista	2.027	1.832	10,7%	5.797	5.423	6,9%
CPFL Piratininga	1.544	1.420	8,7%	4.468	4.227	5,7%
RGE	449	383	17,4%	1.145	1.104	3,7%
CPFL Santa Cruz	7	5	38,9%	21	14	48,7%
CPFL Jaguarí	20	8	146,0%	60	35	71,6%
CPFL Mococa	5	-	0,0%	10	-	0,0%
CPFL Leste Paulista	13	13	0,8%	38	34	11,1%
CPFL Sul Paulista	30	25	16,6%	84	73	15,8%
<b>Total</b>	<b>4.096</b>	<b>3.687</b>	<b>11,1%</b>	<b>11.624</b>	<b>10.909</b>	<b>6,5%</b>

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

Vendas de Comercialização e Geração - GWh						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
Renováveis	924	142	551,7%	2.037	142	1337,4%
Comercialização e Geração Convencional	3.519	3.192	10,2%	10.154	9.337	8,8%
<b>Total</b>	<b>4.443</b>	<b>3.334</b>	<b>33,3%</b>	<b>12.192</b>	<b>9.479</b>	<b>28,6%</b>

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). Considera 100% das vendas da CPFL Renováveis e Ceran (critério contábil de consolidação | IFRS). Considera fornecimento provisionado de 41 GWh no 3T12.

No 3T12, as vendas de comercialização e geração totalizaram 4.443 GWh, um aumento de 33,3%, devido ao (i) aumento das vendas para clientes livres, decorrente do aumento do número de clientes em carteira no 3T12 comparado ao 3T11 (de 132 para 217), e (ii) aumento das vendas por meio de contratos bilaterais da comercialização e geração.

### 3) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

As participações societárias detidas pela CPFL Energia nas controladas e controladas em conjunto, direta ou indiretamente, estão descritas nas tabelas a seguir. Com exceção: (i) das controladas em conjunto Enercan, Baesa, Foz do Chapecó e Epasa, que são consolidadas proporcionalmente, e (ii) do investimento registrado ao custo pela controlada Paulista Lajeado na Investco; as demais entidades são consolidadas de forma integral.

Em 30 de setembro de 2012 e de 2011, a participação de acionistas não controladores destacada no consolidado refere-se à participação de terceiros detida nas controladas Ceran, Paulista Lajeado e CPFL Renováveis. Em 30 de junho de 2011, a participação de acionistas não controladores referia-se à participação de outros sócios nas controladas Ceran e Paulista Lajeado.

Distribuição de Energia	Tipo de Sociedade	Participação Societária	Localização (Estado)	Nº de municípios	Nº de consumidores aproximados (em milhares)	Prazo da concessão	Término da concessão
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior de S. Paulo	234	3.862	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior e litoral de S. Paulo	27	1.520	30 anos	Outubro de 2028
Rio Grande Energia S.A. ("RGE")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	253	1.345	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo e Paraná	27	190	20 anos	Julho de 2015
Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo	7	53	16 anos	Julho de 2015
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Jaguarí")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo	2	35	16 anos	Julho de 2015
Companhia Sul Paulista de Energia ("CPFL Sul Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo	5	77	16 anos	Julho de 2015
Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo e Minas Gerais	4	43	16 anos	Julho de 2015

Geração de energia (fontes convencionais e renováveis) <sup>(1)</sup>	Tipo de Sociedade	Participação Societária	Localização (Estado)	Nº usinas / tipo de energia	Total	Participação CPFL
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	São Paulo, Goiás e Minas Gerais	1 Hidrelétrica, 2 PCHs e 1 térmica	695 MW	695 MW
Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hidrelétrica	855 MW	436 MW
Campos Novos Energia S.A. ("ENERCAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%	Santa Catarina	1 Hidrelétrica	880 MW	429 MW
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 65%	Rio Grande do Sul	3 Hidrelétricas	360 MW	234 MW
BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 25,01%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hidrelétrica	690 MW	173 MW
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 52,75%	Paraíba	2 Térmicas	342 MW	180 MW
Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 59,93% <sup>(2)</sup>	São Paulo	1 Hidrelétrica	903 MW	63 MW
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 63%	São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Santa Catarina, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraná e Rio Grande do Sul	Vide item 11.4.2	Vide item 11.4.2	Vide item 11.4.2

Notas:

(1) Não inclui a capacidade instalada (24 MW) equivalente às 9 PCHs das distribuidoras: Companhia Leste Paulista de Energia (CPFL Leste Paulista), Companhia Sul Paulista de Energia (CPFL Sul Paulista), Companhia Jaguarí de Energia (CPFL Jaguarí) e Companhia Luz e Força Mococa (CPFL Mococa);

(2) A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A..

Comercialização de Energia e Serviços	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Direta 100%
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("CPFL Meridional")	Sociedade Limitada	Comercialização e prestação de serviços de energia	Indireta 100%
CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%
CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto")	Sociedade Limitada	Comercialização de energia	Direta 100%
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	Sociedade por ações de capital fechado	Fabricação, comercialização, locação e manutenção de equipamentos eletro-mecânicos e prestação de serviços	Direta 100%
NECT Serviços Administrativos Ltda ("Nect") <sup>(1)</sup>	Sociedade Limitada	Prestação de serviços administrativos	Direta 100%
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda. ("CPFL Atende")	Sociedade Limitada	Prestação de serviços de tele-atendimento	Direta 100%
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. ("CPFL Total")	Sociedade Limitada	Serviços de arrecadação e cobrança	Direta e indireta 100%
CPFL Telecom S.A ("CPFL Telecom") <sup>(2)</sup>	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de telecomunicações	Direta 100%

Notas:

(1) Empresa anteriormente denominada Chumpitaz Serviços S.A.;

(2) Empresa anteriormente denominada CPFL Bio Itapaci S.A..

Outras	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação
CPFL Jaguariúna Participações Ltda ("CPFL Jaguariúna")	Sociedade Limitada	Sociedade de Participação	Direta 100%
CPFL Jaguar de Geração de Energia Ltda ("Jaguar Geração")	Sociedade Limitada	Sociedade de Participação	Direta 100%
Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Indireta 51%
Sul Geradora Participações S.A. ("Sul Geradora")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Indireta 99,95%

### 3.1) Consolidação da CPFL Renováveis

Em 24 de agosto de 2011, a associação da CPFL Energia com a ERSA foi efetivamente implementada, por meio da criação da CPFL Renováveis. A CPFL Energia passou a deter indiretamente 54,50% da CPFL Renováveis, através de suas controladas CPFL Geração (43,65%) e CPFL Brasil (10,85%).

A CPFL Renováveis passou a ser consolidada em todas as demonstrações financeiras da CPFL Energia a partir de 1 de agosto de 2011, de forma integral (100%) linha a linha, sendo a parcela dos acionistas não-controladores destacada após o fechamento do lucro líquido na Demonstração de Resultados, em "lucro líquido atribuído aos acionistas não-controladores" e no Patrimônio Líquido, em linha de mesmo nome.

Em 19 de dezembro de 2011, a CPFL Renováveis concluiu a aquisição da Jantus por meio do aumento do capital da CPFL Brasil na CPFL Renováveis. A CPFL Energia passou a deter indiretamente 63,0% da CPFL Renováveis, sendo 35,5% por meio da CPFL Geração e 27,5% por meio da CPFL Brasil.

Os resultados da Jantus passaram a ser consolidados nas demonstrações financeiras da CPFL Renováveis a partir de 1 de dezembro de 2011.

### Impacto das aquisições de 2012 no resultado

A aquisição do Complexo Eólico Atlântica foi concluída em 26 de março de 2012, com o balanço de abertura em 29 de fevereiro de 2012. Sendo assim, as informações contábeis intermediárias de 30 de setembro de 2012 contemplam sete meses das operações dessa controlada indireta.

A aquisição de Bons Ventos foi concluída em 19 de junho de 2012, com o balanço de abertura de 31 de maio de 2012. Desta maneira, as informações contábeis intermediárias consolidadas da controlada para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2012 contemplam quatro meses de operação dessa controlada indireta.

A aquisição de SPE Lacenas (controlada da Usina Ester) não estava concluída em 30 de setembro de 2012. Assim, as operações SPE Lacenas não tiveram nenhum efeito a ser reconhecido nas informações contábeis intermediárias consolidadas para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2012.

## 4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (R\$ Mil)						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>5.382.223</b>	<b>4.858.087</b>	<b>10,8%</b>	<b>15.506.988</b>	<b>13.883.340</b>	<b>11,7%</b>
Receita Operacional Líquida	3.844.654	3.292.224	16,8%	10.799.091	9.359.864	15,4%
Custo com Energia Elétrica	(1.919.516)	(1.635.616)	17,4%	(5.467.866)	(4.578.729)	19,4%
Custos e Despesas Operacionais	(1.183.175)	(874.137)	35,4%	(3.094.168)	(2.507.619)	23,4%
Resultado do Serviço	741.963	782.471	-5,2%	2.237.057	2.273.517	-1,6%
<b>EBITDA (IFRS) <sup>(1)</sup></b>	<b>1.044.264</b>	<b>956.168</b>	<b>9,2%</b>	<b>3.057.356</b>	<b>2.790.652</b>	<b>9,6%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes) <sup>(2)</sup></b>	<b>1.183.509</b>	<b>995.503</b>	<b>18,9%</b>	<b>3.300.895</b>	<b>2.707.875</b>	<b>21,9%</b>
Resultado Financeiro	(236.566)	(205.203)	15,3%	(689.498)	(518.358)	33,0%
Lucro Antes da Tributação	505.397	577.268	-12,5%	1.547.559	1.755.159	-11,8%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>321.479</b>	<b>379.064</b>	<b>-15,2%</b>	<b>978.305</b>	<b>1.139.022</b>	<b>-14,1%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes) <sup>(3)</sup></b>	<b>425.080</b>	<b>400.576</b>	<b>6,1%</b>	<b>1.170.487</b>	<b>1.062.504</b>	<b>10,2%</b>

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização e resultado de 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.

AJUSTES GERENCIAIS NO RESULTADO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (em milhões de Reais)	EBITDA		Lucro Líquido	
	3T12	3T11	3T12	3T11
<b>Valor reportado (A)</b>	<b>1.044,3</b>	<b>956,2</b>	<b>321,5</b>	<b>379,1</b>
<b>(-) Efeitos não-recorrentes</b>				
Recontabilização, em 2011, da diferença do custo de energia da Epasa de 2010				
>> Efeito na Receita Líquida	-	29,4	-	19,4
>> Efeito no Custo da Energia Comprada para Revenda	-	(12,4)	-	(8,2)
Reconhecimento de receita de Subvenção Baixa Renda, referente ao período de 2002 a 2004 (CPFL Paulista e CPFL Piratininga) - efeito em outras receitas	14,5	-	9,6	-
Ajuste de PDD devido à mudança de estimativa (8 distribuidoras) - efeito nas outras despesas operacionais	(53,7)		(35,4)	-
Decisão favorável à CPFL Piratininga em processo de majoração tarifária				
>> Efeito nas outras despesas operacionais (despesas legais, judiciais e indenizações)	3,1	-	2,1	-
>> Efeito na receita financeira	-	-	4,6	-
Complemento do Plano de Aposentadoria Incentivada (PAI), devido às adesões adicionais	-	(3,0)	-	(2,0)
Laudos técnicos nas distribuidoras, referentes ao inventário físico de ativos e à implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, em atendimento à Resolução Aneel nº 367/09 - efeito nas despesas com serviços de terceiros	(1,9)	17,6	(1,3)	11,6
Baixa de ativos, devido à implantação do MCPSE (CPFL Piratininga, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Santa Cruz)				
>> Efeito nas outras despesas operacionais (despesas legais, judiciais e indenizações)	(16,5)	-	(10,9)	-
>> Efeito na despesa financeira	-	-	(0,6)	-
Juros e multas sobre pagamentos referentes à incorporação das redes (CPFL Paulista) - efeito na despesa financeira	-	-	(13,3)	-
<b>(=) Total efeitos não-recorrentes (B)</b>	<b>(54,5)</b>	<b>31,6</b>	<b>(45,3)</b>	<b>20,9</b>
<b>(+) Ativos e Passivos Regulatórios</b>				
Rito provisório de 6 distribuidoras (CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari) - Receita Líquida	(55,8)	-	(36,8)	-
Outros Ativos e Passivos Regulatórios	140,5	71,0	95,2	42,4
<b>(+) Ativos e Passivos Regulatórios (C)</b>	<b>84,8</b>	<b>71,0</b>	<b>58,3</b>	<b>42,4</b>
<b>(=) Total de ajustes (D = C - B)</b>	<b>139,2</b>	<b>39,3</b>	<b>103,6</b>	<b>21,5</b>
<b>Valor ajustado (A + D)</b>	<b>1.183,5</b>	<b>995,5</b>	<b>425,1</b>	<b>400,6</b>

#### 4.1) Receita Operacional

A receita operacional bruta no 3T12 atingiu R\$ 5.382 milhões, representando um aumento de 10,8% (R\$ 524 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\$ 4.992 milhões, um crescimento de 9,9% (R\$ 448 milhões).

O aumento da receita operacional bruta foi beneficiado principalmente pelos seguintes fatores:

- Reajuste tarifário médio das distribuidoras de 4,3%, no período entre 3T11 e 3T12 (R\$ 53

milhões);

- Aumento na receita bruta de suprimento de energia elétrica de curto prazo:
  - (i) Na CPFL Paulista (R\$ 32,9 milhões) e na RGE (R\$ 25,9 milhões), decorrentes principalmente dos aumentos: (i) no volume de venda de energia elétrica no curto prazo; e (ii) no preço de liquidação de diferenças (“PLD”);
  - (ii) Na CPFL Piratininga (R\$ 11,3 milhões), decorrente principalmente do aumento no preço de liquidação de diferenças (“PLD”), parcialmente compensado pela redução no volume de energia vendida no curto prazo.
- Aumento de 10,1% (R\$ 32,8 milhões) na receita bruta de TUSD de clientes livres, devido principalmente à migração de clientes cativos para o mercado livre;
- Aumento de 58,3% (R\$ 31,9 milhões) nas outras receitas e rendas, devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Efeito **não-recorrente** na CPFL Piratininga e na CPFL Paulista, no montante de R\$ 16,0 milhões (R\$ 14,5 milhões líquidos de PIS e Cofins), decorrente do registro de subvenção baixa renda reembolsada às distribuidoras, pela Aneel, via recursos da CDE. Esses valores (que se referem ao período de 2002 a 2004) estavam contabilizados como “ativos/passivos regulatórios” e, no 3T12, ao se realizarem, foram contabilizados nas demonstrações financeiras societárias como “outras receitas”;
  - (ii) Aumento da receita com arrendamentos e alugueis (R\$ 8,3 milhões), principalmente na CPFL Paulista (R\$ 4,1 milhões) e na CPFL Piratininga (R\$ 2,6 milhões).
- Receita adicional bruta na **CPFL Renováveis**, no valor de R\$ 198,3 milhões (R\$ 184,9 milhões líquidos de PIS e Cofins), devido principalmente:
  - (i) Aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSa e da aquisição da Jantus, contabilizados na CPFL Renováveis a partir de agosto e dezembro de 2011, respectivamente;
  - (ii) Às aquisições da PCH Santa Luzia, em agosto de 2011 e da Bons Ventos, concluída em junho de 2012;
  - (iii) À entrada em operação da UTE Bio Formosa, em setembro de 2011, da UTE Bio Buriti, em outubro de 2011 e do complexo eólico Santa Clara, em julho de 2012.

É importante destacar que parte das vendas desses empreendimentos de geração é feita para empresas do Grupo, sendo a receita correspondente eliminada na consolidação da CPFL Energia. A receita adicional da CPFL Renováveis, líquida de PIS e Cofins e de eliminações, foi de R\$ 169,7 milhões.

- Aumento de receita dos **Segmentos de Geração Convencional, Comercialização e Serviços**, no valor de R\$ 86,1 milhões (R\$ 78,4 milhões líquidos de PIS e Cofins). O aumento de receita líquido de eliminações foi de R\$ 65,5 milhões.

Esses aumentos foram parcialmente compensados pelos seguintes fatores:

- Redução de 2,7% no volume de vendas para o mercado cativo;
- Efeito **não-recorrente** da re-contabilização da diferença do custo de energia da Epasa referente a 2010 no **3T11**, no valor de R\$ 32,4 milhões (R\$ 29,4 milhões líquidos de PIS e Cofins);
- Redução de R\$ 6,5 milhões em seis distribuidoras do Grupo (CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Mococa, CPFL Sul Paulista, CPFL Leste Paulista e CPFL Jaguarí), decorrente da reclassificação de receita de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos para obrigações especiais. Desse montante, R\$ 5,2 milhões referem-se à CPFL Piratininga e o

restante (R\$ 1,3 milhão) às demais cinco distribuidoras mencionadas.

Em atendimento ao Despacho nº 4.991, de 29 de dezembro de 2011, da Aneel, que trata dos procedimentos básicos para a elaboração das demonstrações financeiras, essas seis distribuidoras efetuaram um ajuste de receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos relacionados às receitas da rubrica “Fornecimento de Energia Elétrica” e “Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica - TUSD consumidor livre” para a rubrica “Obrigações Especiais”.

As distribuidoras efetuaram a reclassificação (sendo que tais valores estão provisionados em “Obrigações Especiais”, em atendimento ao CPC 25), porém estão aguardando a decisão judicial para o tratamento dessas receitas. Em 7 de fevereiro de 2012, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee) conseguiu a suspensão dos efeitos da Resolução Normativa nº 463, onde foi deferido o pedido de antecipação de tutela final e foi suspensa a determinação de contabilização das receitas oriundas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como obrigações especiais. Em junho de 2012, foi deferido o efeito suspensivo requerido pela Aneel em seu “Agravo de Instrumento”, que suspende a antecipação de tutela originalmente deferida em favor da Abradee. As seis distribuidoras estão aguardando o julgamento da ação para o tratamento definitivo dessas receitas.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 1.538 milhões, representando uma redução de 1,8% (R\$ 28 milhões), devido às reduções: (i) de 30,9% no encargo setorial CCC (R\$ 58,0 milhões); (ii) de 1,8% na RGR (R\$ 0,4 milhão); e (iii) de 29,1% no ISS (R\$ 0,4 milhão). Essas reduções foram parcialmente compensadas pelos seguintes fatores: (i) aumento de 11,3% no encargo setorial CDE (R\$ 14,8 milhões); (ii) aumento de 1,0% no ICMS (R\$ 7,8 milhões); (iii) aumento de 24,8% no Proinfa (R\$ 4,0 milhões); (iv) aumento de 1,0% no PIS e Cofins (R\$ 4,1 milhões).

O aumento no PIS e Cofins foi parcialmente compensado pelo efeito da contabilização (no montante de R\$ 33,0 milhões) dos créditos fiscais de PIS e Cofins sobre depreciação e amortização das distribuidoras. No 3T11, esses créditos eram registrados na linha de despesa de “depreciação e amortização” e, no 3T12 foram registrados na linha de “deduções da receita operacional” para melhor adequação contábil.

A receita operacional líquida atingiu R\$ 3.845 milhões no 3T12, representando um aumento de 16,8% (R\$ 552 milhões). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional líquida seria de R\$ 3.454 milhões, um crescimento de 16,0% (R\$ 476 milhões).

## 4.2) 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\$ 1.920 milhões no 3T12, representando um aumento de 17,4% (R\$ 284 milhões):

- O custo da energia comprada para revenda no 3T12 foi de R\$ 1.524 milhões, o que representa um aumento de 19,2% (R\$ 246 milhões), devido aos seguintes efeitos:
  - (i) Aumento no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 106,8 milhões), devido ao aumento de 11,0% (118 GWh) na quantidade de energia comprada e de 316,0% no preço médio de compra. Esse aumento está líquido do efeito **não-recorrente** da recontabilização do custo de energia da Epasa referente a 2010, que gerou um aumento de custo no **3T11** (R\$ 12,4 milhões);
  - (ii) Aumento no custo com energia adquirida por meio de leilão no ambiente regulado e de contratos bilaterais (R\$ 102,8 milhões), devido aos aumentos de 6,6% no preço médio de compra e de 2,6% (228 GWh) na quantidade de energia comprada;

- (iii) Aumento no custo de energia de Itaipu (R\$ 54,7 milhões), decorrente principalmente do aumento de 22,4% no preço médio de compra;
- (iv) Aumento no custo com Proinfa (R\$ 10,6 milhões), devido ao aumento de 43,7% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 12,9% (31 GWh) na quantidade de energia comprada.

Parcialmente compensados por:

- (v) Aumento dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir da compra de energia (R\$ 29,3 milhões).
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição atingiram R\$ 395 milhões no 3T12, aumento de 10,7% (R\$ 38 milhões), devido aos seguintes fatores:
    - (i) Aumento nos encargos de energia de reserva (R\$ 29,6 milhões);
    - (ii) Aumento de 8,6% nos encargos da rede básica (R\$ 23,6 milhões), devido principalmente aos aumentos de 7,6% (R\$ 9,8 milhões) na CPFL Paulista, de 6,7% (R\$ 4,3 milhões) na CPFL Piratininga, de 4,3% na RGE (R\$ 2,1 milhões) e do adicional da CPFL Renováveis (R\$ 4,7 milhões);
    - (iii) Aumento de 56,8% nos encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 6,1 milhões);
    - (iv) Aumento de 7,8% nos encargos de Itaipu (R\$ 1,8 milhão);
    - (v) Aumento de 5,3% nos encargos de conexão (R\$ 1,0 milhão).

Parcialmente compensados por:

- (vi) Redução de 36,6% nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 19,4 milhões), devido principalmente às reduções de 40,2% (R\$ 13,3 milhões) na CPFL Paulista e de 46,7% (R\$ 7,4 milhões) na CPFL Piratininga;
- (vii) Aumento dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir dos encargos (R\$ 4,5 milhões).

### 4.3) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.183 milhões no 3T12, registrando um aumento de 35,4% (R\$ 309 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Aumento de 24,3% (R\$ 76 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\$ 390 milhões no 3T12, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- Entidade de Previdência Privada, item que representava uma receita de R\$ 22,4 milhões no 3T11 e passou a representar uma receita de R\$ 2,5 milhões no 3T12, resultando em uma variação negativa de R\$ 19,9 milhões. Essa variação é decorrente dos impactos das estimativas esperadas sobre os ativos e passivos atuariais, em consonância com as Deliberações CVM n°s 371/00 e 600/09, conforme definido no Laudo Atuarial;
- Depreciação e Amortização, que apresentou um aumento líquido de 55,0% (R\$ 109 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Adicional da **CPFL Renováveis**, no valor de R\$ 84,3 milhões, devido principalmente:
    - Aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSa e da aquisição da Jantus, contabilizados na CPFL Renováveis a partir de agosto e dezembro de 2011, respectivamente;
    - Às aquisições da PCH Santa Luzia, em agosto de 2011 e da Bons Ventos, concluída em junho de 2012;

- À entrada em operação da UTE Bio Formosa, em setembro de 2011, da UTE Bio Buriti, em outubro de 2011 e do complexo eólico Santa Clara, em julho de 2012.

- (ii) Aumento no **Segmento de Geração Convencional**, no valor de R\$ 3,5 milhões, devido principalmente: (i) ao aumento na CPFL Geração, decorrente da alteração da taxa de depreciação definida pela Aneel, que diminuiu a vida útil dos ativos de geração (R\$ 1,0 milhão); e (ii) ao aumento na Chapecoense (R\$ 2,4 milhões);

Em 4 de fevereiro de 2012, por meio da Resolução Normativa nº 474, a Aneel estabeleceu novas taxas anuais de depreciação para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico. As novas taxas alteraram aquelas constantes no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), aprovado pela Resolução Normativa nº 367 de 2 de junho de 2009, e passaram a vigorar a partir de 1 de janeiro de 2012. Esta alteração resultou em uma redução na vida útil dos ativos de geração e, em consonância com o CPC 23, a Companhia alterou a depreciação do ativo imobilizado prospectivamente, a partir da referida data.

- (iii) Aumento no **Segmento de Distribuição**, no valor de R\$ 22,4 milhões, devido principalmente aos seguintes fatores:

- ✓ Efeito da contabilização, no montante de R\$ 20,7 milhões, dos créditos fiscais de PIS e Cofins sobre depreciação e amortização. No 3T11, esses créditos eram registrados na linha de despesa de “depreciação e amortização” e, no 3T12 foram registrados na linha de “deduções da receita operacional” para melhor adequação contábil;
- ✓ Aumento da depreciação sobre novos ativos.

Parcialmente compensada por:

- ✓ Redução, no montante de R\$ 15,8 milhões, decorrente da alteração da taxa de depreciação definida pela Aneel. Em média, esta alteração, conforme explicada no item “(ii)” acima, resultou em um aumento na vida útil dos ativos de distribuição e, em consonância com o CPC 23, as distribuidoras alteraram a depreciação do ativo imobilizado prospectivamente, a partir da referida data.

- PMSO, item que atingiu R\$ 490,4 milhões no 3T12, comparado a R\$ 386,3 milhões no 3T11, registrando um aumento de 26,9% (R\$ 104,1 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação com o 3T11):

- (i) PMSO adicional da **CPFL Renováveis**, no valor de R\$ 24,7 milhões, devido principalmente:

- Aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSa e da aquisição da Jantus, contabilizados na CPFL Renováveis a partir de agosto e dezembro de 2011, respectivamente;
- Às aquisições da PCH Santa Luzia, em agosto de 2011 e da Bons Ventos, concluída em junho de 2012;
- À entrada em operação da UTE Bio Formosa, em setembro de 2011, da UTE Bio Buriti, em outubro de 2011 e do complexo eólico Santa Clara, em julho de 2012.

- (ii) Ajuste **não-recorrente** na provisão para créditos de liquidação duvidosa nas 8 distribuidoras, devido à mudança de estimativa (R\$ 53,7 milhões);

- (iii) Gastos **não-recorrentes** com laudos técnicos nas distribuidoras, referentes ao inventário físico de ativos e à implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, em atendimento à Resolução Aneel nº 367/09 (R\$ 1,9 milhão de despesa no 3T12, comparado a um estorno de despesa de R\$ 17,6 milhões no 3T11, apresentando variação de R\$ 19,5 milhões);

- (iv) Aumento **não-recorrente** nas outras despesas operacionais relacionado à baixa de ativos decorrente da implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, em 6 distribuidoras (CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Mococa, CPFL Sul Paulista, CPFL Leste Paulista e CPFL Jaguari) (R\$ 16,5 milhões).

Parcialmente compensado por:

- (v) Redução **não-recorrente** nas despesas legais, judiciais e indenizações da CPFL Piratininga no **3T12**, devido à decisão favorável à distribuidora em processo de majoração tarifária (R\$ 3,1 milhões);
- (vi) Aumento **não-recorrente** nas despesas com Pessoal do **3T11** referente ao complemento do PAI - Programa de Aposentadoria Incentivada, devido às adesões adicionais (R\$ 3,0 milhões).

Desconsiderando os efeitos mencionados, o PMSO do 3T12 seria de R\$ 372,2 milhões, comparado a R\$ 376,4 milhões no 3T11, uma **redução de 1,1% (R\$ 4,2 milhões)**, em comparação ao IGP-M de 8,1% (variação de preços entre 30/setembro/2011 e 30/setembro/2012).

Essa redução é resultante da implantação do Programa de Aposentadoria Incentivada (PAI) e da metodologia “**orçamento base zero**” (**OBZ**) no Grupo CPFL. A metodologia OBZ evita que eventuais ineficiências nos processos de orçamento passados sejam perpetuadas pela empresa, ou seja, que sejam mantidas nos orçamentos futuros.

AJUSTES GERENCIAIS NO PMSO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (em milhões de Reais)				
	3T12	3T11	Variação	
			R\$ MM	%
<b>PMSO reportado</b>				
Pessoal	169,6	169,3	0,4	0,2%
Material	26,6	27,9	(1,3)	-4,6%
Serviços de Terceiros	133,2	110,7	22,4	20,3%
Outros Custos/Despesas Operacionais	161,0	78,4	82,6	105,2%
<b>Total PMSO reportado (A)</b>	<b>490,4</b>	<b>386,3</b>	<b>104,1</b>	<b>26,9%</b>
<b>Efeitos não-recorrentes</b>				
Complemento do Plano de Aposentadoria Incentivada (PAI), devido às adesões adicionais	-	3,0	(3,0)	-
Laudos técnicos nas distribuidoras, referentes ao inventário físico de ativos e à implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, em atendimento à Resolução Aneel nº 367/09	1,9	(17,6)	19,5	-
Ajuste de PDD devido à alteração do critério de contabilização (8 distribuidoras)	53,7	-	53,7	-
Baixa de ativos, devido à implantação do MCPSE (CPFL Piratininga, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Santa Cruz)	16,5	-	16,5	-
Decisão favorável à CPFL Piratininga em processo de majoração tarifária - efeito nas outras despesas operacionais (despesas legais, judiciais e indenizações)	(3,1)	-	(3,1)	-
<b>(=) Total efeitos não-recorrentes (B)</b>	<b>69,0</b>	<b>(14,6)</b>	<b>83,6</b>	<b>-</b>
<b>Outros ajustes (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação)</b>				
PMSO adicional da CPFL Renováveis	49,2	24,5	24,7	-
<b>(=) Total outros ajustes (C)</b>	<b>49,2</b>	<b>24,5</b>	<b>24,7</b>	<b>-</b>
<b>PMSO ajustado</b>				
Pessoal	159,1	157,4	1,7	1,1%
Material	23,7	27,6	(3,9)	-14,2%
Serviços de Terceiros	104,6	115,1	(10,5)	-9,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	84,7	76,2	8,5	11,2%
<b>Total PMSO ajustado (A - B - C)</b>	<b>372,2</b>	<b>376,4</b>	<b>(4,2)</b>	<b>-1,1%</b>

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

- (i) Gastos com materiais, que registraram redução de 14,2% (R\$ 3,9 milhões), devido principalmente às reduções:
  - ✓ Na CPFL Paulista (R\$ 3,2 milhões), principalmente nos gastos com: manutenção de linhas e redes (R\$ 1,0 milhão), ferramentas e uniformes (R\$ 0,7 milhão) e outros materiais (R\$ 1,5 milhão);
  - ✓ Na CPFL Piratininga (R\$ 0,5 milhão), principalmente nos gastos com manutenção de linhas e redes (R\$ 0,3 milhão) e com outros materiais (R\$ 0,2 milhão).
- (ii) Gastos com serviços de terceiros, que registraram redução de 9,1% (R\$ 10,5 milhões), devido principalmente à redução dos gastos com: (i) consultoria (R\$ 4,3 milhões); (ii) manutenção de linhas e redes (R\$ 2,7 milhões) e poda de árvores (R\$ 1,0 milhão).

Parcialmente compensados por:

- ✓ Gastos com pessoal, que registraram aumento líquido de 1,1% (R\$ 1,7 milhão), decorrente principalmente: (i) do acordo coletivo de 2012, que reajustou os salários em 6,64% em média (R\$ 8,6 milhões); e (ii) da expansão das atividades da CPFL Serviços e da CPFL Atende (R\$ 2,5 milhões). Esses aumentos foram parcialmente compensados pela redução causada pelo Programa de Aposentadoria Incentivada (PAI).
- (iii) Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 11,2% (R\$ 8,5 milhões), devido principalmente aos aumentos:
  - ✓ Na CPFL Paulista (R\$ 3,1 milhões), decorrente dos seguintes fatores: (i) aumento das despesas legais, judiciais e indenizações (R\$ 1,4 milhão); (ii) alienação/desativação de ativos (R\$ 1,1 milhão); e (iii) aumento nas despesas com publicidade e propaganda (R\$ 1,2 milhão);
  - ✓ Na CPFL Piratininga (R\$ 3,9 milhões), decorrente principalmente da recuperação de incobráveis, **no 3T11**, no valor de R\$ 2,4 milhões;
  - ✓ Na RGE (R\$ 1,5 milhão), decorrente principalmente do aumento nas provisões para contingências (R\$ 1,7 milhão);
  - ✓ Nas distribuidoras CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista e CPFL Santa Cruz (R\$ 0,9 milhão).

#### 4.4) Ativos e Passivos Regulatórios

Os ativos e passivos regulatórios que, de acordo com os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e práticas internacionais (IFRS), não são mais contabilizados, representaram um estorno de custo de R\$ 84,8 milhões no 3T12 e de R\$ 71,0 milhões no 3T11 (impacto no EBITDA). 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.

##### **Rito tarifário provisório:**

Cabe ressaltar que, conforme orientação da Aneel, os valores do 3T12 incluem montantes preliminares de passivo relativo ao rito tarifário provisório do 3º ciclo de revisão tarifária periódica de 6 distribuidoras (CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari), correspondente à redução de R\$ 55,8 milhões no EBITDA. A aplicação da referida metodologia deveria ter ocorrido em 23 de outubro de 2011, no caso da CPFL Piratininga, e em 3 de fevereiro de 2012, no caso das demais distribuidoras (CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari). Dessa forma, o montante referente ao impacto do rito provisório da revisão tarifária das distribuidoras em 2012 deverá ser acumulado de 1 de janeiro até 22 de outubro de 2012, para o caso da CPFL Piratininga, e de 3 de fevereiro até 31 de dezembro de 2012 para as demais 5 distribuidoras menores.

Impacto do Rito Provisório (R\$ milhões)	EBITDA		Lucro Líquido	
	3T12		3T12	
CPFL Piratininga	45,4		30,0	
CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari	10,4		6,9	
<b>Total</b>	<b>55,8</b>		<b>36,8</b>	

#### 4.5) EBITDA

O **EBITDA (IFRS)** do 3T12 totalizou R\$ 1.044,3 milhões, registrando um aumento de 9,2% (R\$ 88,1 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA recorrente (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrentes)** registrou R\$ 1.184 milhões no 3T12, comparado a R\$ 996 milhões no 3T11, um aumento de 18,9% (R\$ 188 milhões).

#### 4.6) Resultado Financeiro

No 3T12, a despesa financeira líquida foi de R\$ 237 milhões, um aumento de 15,3% (R\$ 31,4 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 205 milhões registrada no 3T11.

Os itens que explicam essa variação são:

- Receitas Financeiras: redução de 28,3% (R\$ 62,4 milhões), passando de R\$ 220,1 milhões no 3T11 para R\$ 157,7 milhões no 3T12, devido principalmente à redução nas rendas de aplicações financeiras (R\$ 85,2 milhões), decorrente das reduções do CDI e das disponibilidades, parcialmente compensadas pela receita financeira adicional **não-recorrente** decorrente de decisão favorável à CPFL Piratininga em processo de majoração tarifária (R\$ 7,0 milhões).
- Despesas Financeiras: redução de 7,3% (R\$ 31,0 milhões), passando de R\$ 425,3 milhões no 3T11 para R\$ 394,3 milhões no 3T12, devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Redução nos encargos de dívidas e nas atualizações monetárias e cambiais (R\$ 105,5 milhões) devido principalmente à redução dos indicadores que atualizam as dívidas;
  - (ii) Efeito câmbio na compra de energia de Itaipu (diferença entre fatura e dia do pagamento + ajuste até final do mês das faturas em aberto) nas distribuidoras (R\$ 24,9 milhões).

Parcialmente compensados por:

- (iii) Despesa financeira advinda da **CPFL Renováveis**, no valor de R\$ 69,2 milhões, referente principalmente:
  - ✓ Aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSa e da aquisição da Jantus, contabilizados na CPFL Renováveis a partir de agosto e dezembro de 2011, respectivamente;
  - ✓ Às aquisições da PCH Santa Luzia, em agosto de 2011 e da Bons Ventos, concluída em junho de 2012.
- (iv) Despesa financeira **não-recorrente** na CPFL Paulista de juros e multas sobre pagamentos referentes à incorporação das redes (R\$ 20,1 milhões);

- (v) Despesa financeira **não-recorrente** relacionada à baixa de ativos decorrente da implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, em 6 distribuidoras (CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Mococa, CPFL Sul Paulista, CPFL Leste Paulista e CPFL Jaguari) (R\$ 1,0 milhão);
- (vi) Aumento da despesa financeira com Uso do Bem Público (UBP) (R\$ 9,1 milhões), devido principalmente à atualização financeira, ou seja, aos efeitos dos indexadores (IGP-M e IPCA) que atualizam o passivo de UBP.

## 4.7) Lucro Líquido

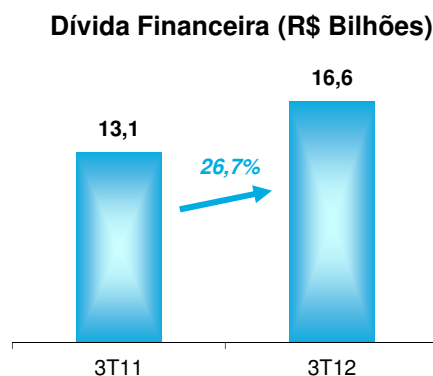
No 3T12, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 321 milhões, redução de 15,2% (R\$ 58 milhões). Este resultado reflete a maior despesa financeira decorrente do maior endividamento da Companhia para suportar sua estratégia de expansão de seus negócios, principalmente área de geração da CPFL Renováveis, conforme explicitado no item anterior.

Excluindo a participação dos acionistas não-controladores, o lucro líquido (IFRS) do 3T12 foi de R\$ 314 milhões, redução de 14,9% (R\$ 55 milhões), em comparação ao lucro líquido de R\$ 369 milhões do 3T11.

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)** total seria de R\$ 425 milhões no 3T12, comparado a R\$ 401 milhões no 3T11, aumento de 6,1% (R\$ 25 milhões).

## 5) ENDIVIDAMENTO

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



A dívida financeira (incluindo *hedge*) da CPFL Energia atingiu R\$ 16.631 milhões no 3T12, aumento de R\$ 3.502 milhões, ou 26,7%, em relação ao 3T11. Este aumento no endividamento é reflexo, principalmente:

- da consolidação 100% da dívida da CPFL Renováveis (principal + encargos), que, de acordo com as novas práticas contábeis do IFRS, agregou cerca de R\$ 3.237 milhões ao endividamento consolidado da CPFL Energia. Parte destes recursos, cerca de R\$ 1.282 milhões, foi assumida através das aquisições dos ativos da Jantus, da PCH Santa Luzia e dos parques eólicos Bons Ventos realizadas no período. Além disso, foram realizadas captações de recursos para pagamento destas aquisições, assim como para a construção dos vários projetos *greenfield*, que totalizaram cerca de R\$ 1.955 milhões;

- do aumento do endividamento em função de captações líquidas de amortizações no montante de R\$ 244 milhões na CPFL Energia (*Holdings*) e demais empresas do Grupo (segmentos de geração convencional, distribuição e comercialização);
- do aumento de outros encargos e atualizações monetárias e cambiais (líquidas de *hedge*) no período, no montante de R\$ 21 milhões.

As principais captações e amortizações que contribuiram para a variação do saldo da dívida financeira descrita acima foram:

- CPFL Renováveis: captações líquidas de amortizações no montante de R\$ 1.955 milhões e assunções de dívidas no montante de R\$ 1.282 milhões:
  - + Emissão de debêntures pela CPFL Renováveis (1ª Emissão de R\$ 430 milhões);
  - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Renováveis (origem CPFL), no montante de R\$ 618 milhões;
  - + Captação relacionada à aquisição da PCH Santa Luzia através da 2ª Emissão de Debêntures, no montante de R\$ 169 milhões;
  - + Captação relacionada à aquisição da Bons Ventos (operação com ações preferenciais resgatáveis), no montante de R\$ 400 milhões;
  - + Emissões de notas promissórias pelas UTEs Coopcana e Alvorada e pelo Complexo Eólico Atlântica, no montante de R\$ 320 milhões;
  - + Captações relacionadas à PCH Salto Góes, no montante de R\$ 51 milhões, relativas a financiamento junto ao BNDES;
  - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Renováveis (origem CPFL), no montante de R\$ 33 milhões;
  - + Endividamento proveniente da aquisição da Jantus pela CPFL Renováveis, no montante de R\$ 673 milhões, dos quais R\$ 526 milhões são relativos à 1ª Emissão de Debêntures e R\$ 147 milhões são relativos a financiamento junto ao BNB;
  - + Endividamento proveniente da aquisição da PCH Santa Luzia pela CPFL Renováveis, no montante de R\$ 127 milhões, relativos a financiamento junto ao BNDES;
  - + Endividamento proveniente da aquisição da Bons Ventos pela CPFL Renováveis, no montante de R\$ 482 milhões, dos quais R\$ 224 milhões são relativos a financiamento junto ao BNDES, R\$ 184 milhões são relativos a financiamento junto ao BNB e R\$ 74 milhões são relativos a financiamento junto ao Nordic Investment Bank (NIB).
- Distribuidoras do Grupo: captações líquidas de amortizações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 707 milhões:
  - + Emissões de debêntures pela CPFL Paulista (6ª Emissão de R\$ 660 milhões), CPFL Piratininga (6ª Emissão de R\$ 110 milhões) e RGE (6ª Emissão de R\$ 500 milhões);
  - + Captações de financiamentos, por meio da Lei nº 4131/62, pela CPFL Paulista (R\$ 49 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 64 milhões), RGE (R\$ 223 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 20 milhões), CPFL Leste Paulista (R\$ 25 milhões), CPFL Sul Paulista (R\$ 21 milhões), CPFL Jaguari (R\$ 13 milhões) e CPFL Mococa (R\$ 11 milhões);
  - + Captações de linhas de capital de giro pela CPFL Jaguari (R\$ 19 milhões), CPFL Leste Paulista (R\$ 9 milhões) e CPFL Mococa (R\$ 6 milhões);
  - Amortizações de principal das debêntures da RGE (3ª Emissão de R\$ 127 milhões) e CPFL Paulista (3ª Emissão de R\$ 213 milhões);
  - Amortização de dívidas na modalidade suportada pela Resolução Bacen nº 2770,

- realizada pela CPFL Paulista (R\$ 489 milhões);
- Amortizações de financiamentos pela CPFL Paulista (R\$ 49 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 5 milhões), RGE (R\$ 95 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 8 milhões), CPFL Leste Paulista (R\$ 8 milhões), CPFL Sul Paulista (R\$ 5 milhões) e CPFL Mococa (R\$ 4 milhões);
  - Demais amortizações líquidas de captações no montante de R\$ 20 milhões.
- CPFL Geração, Epasa e Empreendimentos de Geração Convencional: amortizações líquidas de captações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 318 milhões:
    - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela Epasa (R\$ 105 milhões) e Foz do Chapecó (R\$ 5 milhões);
    - + Captação de financiamento junto ao BNB pela Epasa (R\$ 10 milhões);
    - Amortizações de principal das debêntures da Epasa (2ª Emissão de R\$ 142 milhões e 3ª Emissão de R\$ 2 milhões), Baesa (R\$ 6 milhões) e Enercan (R\$ 4 milhões);
    - Amortizações de linhas de capital de giro pela Foz do Chapecó (R\$ 25 milhões) e Ceran (R\$ 22 milhões);
    - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Geração (R\$ 56 milhões), Ceran (R\$ 55 milhões), Foz do Chapecó (R\$ 66 milhões), Enercan (R\$ 35 milhões), Baesa (R\$ 19 milhões) e Epasa (R\$ 6 milhões).
  - CPFL Brasil e CPFL Serviços: captações líquidas de amortizações totalizando R\$ 5 milhões:
    - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Brasil (R\$ 6 milhões) e CPFL Serviços (R\$ 2 milhões);
    - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Brasil (R\$ 2 milhões).
  - CPFL Energia (Holding):
    - Amortização de principal das debêntures da CPFL Energia (3ª Emissão de R\$ 150 milhões).

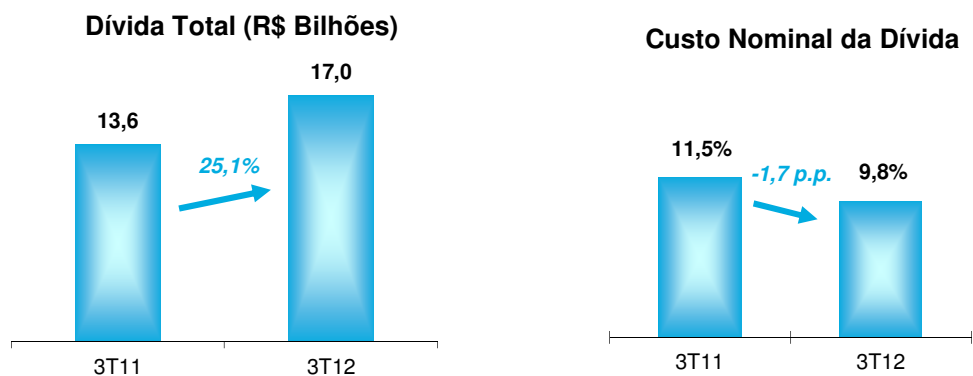
Durante o segundo semestre de 2011, a CPFL Energia colocou em prática sua estratégia de *pre-funding*, antecipando-se nas captações de dívidas vincendas ao longo de 2012. Essa estratégia continuou a ser empregada durante o ano de 2012 em relação às dívidas vincendas no ano de 2013. As últimas captações com este propósito foram realizadas em julho de 2012 através da emissão de debêntures, no montante total de R\$ 1.270 milhões, e linha de crédito de R\$ 297 milhões por meio da Lei nº 4131/62. No período de 12 meses findos em 30 de setembro de 2012, a CPFL Energia realizou amortizações que superaram a marca dos R\$ 2.600 milhões. Com isso, a Companhia foi capaz de reduzir o seu custo nominal de dívida em aproximadamente 1,7 ponto percentual para 9,8% a.a., além de alongar o perfil de seu endividamento em 4,7%, de 4,3 para 4,5 anos.

Dívida Financeira - 3T12 (R\$ Mil)							
	Encargos		Principal		Total		
	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
<b>Moeda Nacional</b>							
BNDES - Repotenciação	18	-	3.690	2.035	3.707	2.035	5.743
BNDES - Investimento	23.734	-	624.127	4.666.765	647.861	4.666.765	5.314.626
BNDES - Bens de Renda	64	-	2.571	7.598	2.635	7.598	10.233
BNDES - Capital de Giro	233	-	64.710	-	64.943	-	64.943
Instituições Financeiras	107.416	56.566	719.779	1.426.531	827.195	1.483.097	2.310.293
Outros	782	-	11.480	24.833	12.262	24.833	37.094
<b>Sub-Total</b>	<b>132.248</b>	<b>56.566</b>	<b>1.426.356</b>	<b>6.127.762</b>	<b>1.558.604</b>	<b>6.184.328</b>	<b>7.742.932</b>
<b>Moeda Estrangeira</b>							
Instituições Financeiras	12.448	-	2.157	2.357.651	14.605	2.357.651	2.372.256
<b>Sub-Total</b>	<b>12.448</b>	<b>-</b>	<b>2.157</b>	<b>2.357.651</b>	<b>14.605</b>	<b>2.357.651</b>	<b>2.372.256</b>
<b>Debêntures</b>							
CPFL Energia	1.623	-	150.000	150.000	151.623	150.000	301.623
CPFL Paulista	39.194	-	213.333	1.353.685	252.527	1.353.685	1.606.212
CPFL Piratininga	18.170	-	-	528.284	18.170	528.284	546.453
RGE	19.274	-	126.667	694.658	145.941	694.658	840.599
CPFL Santa Cruz	1.828	-	-	64.730	1.828	64.730	66.558
CPFL Brasil	39.648	-	-	1.316.089	39.648	1.316.089	1.355.737
CPFL Geração	31.759	-	-	941.148	31.759	941.148	972.907
EPASA	387	-	16.947	49.879	17.334	49.879	67.213
BAESA	333	-	5.734	17.203	6.067	17.203	23.270
ENERCAN	160	-	3.616	44.297	3.776	44.297	48.073
CPFL Renováveis	17.139	-	32.738	1.087.631	49.877	1.087.631	1.137.508
<b>Sub-Total</b>	<b>169.514</b>	<b>-</b>	<b>549.035</b>	<b>6.247.604</b>	<b>718.549</b>	<b>6.247.604</b>	<b>6.966.153</b>
<b>Dívida Financeira</b>	<b>314.210</b>	<b>56.566</b>	<b>1.977.548</b>	<b>14.733.016</b>	<b>2.291.758</b>	<b>14.789.582</b>	<b>17.081.340</b>
<b>Hedge</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(7.852)</b>	<b>(442.144)</b>	<b>(449.997)</b>
<b>Dívida Financeira Incluindo Hedge</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.283.905</b>	<b>14.347.438</b>	<b>16.631.343</b>
Participação sobre o total (%)	-	-	-	-	13,7%	86,3%	100%

Do total do endividamento de R\$ 16.631 milhões no 3T12, R\$ 14.347 milhões (86,3%) são considerados de longo prazo e R\$ 2.284 milhões (13,7%) são considerados de curto prazo. No 3T11, do total de R\$ 13.129 milhões, R\$ 11.061 milhões (84,2%) eram considerados de longo prazo e R\$ 2.068 milhões (15,8%) eram considerados de curto prazo.

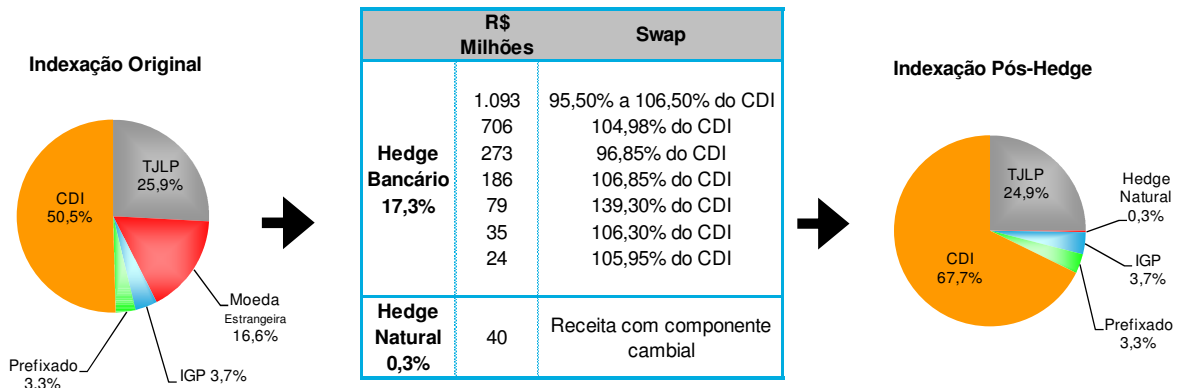
A posição de caixa ao final do 3T12 possui índice de cobertura de 1,3x as amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até o início de 2014.

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

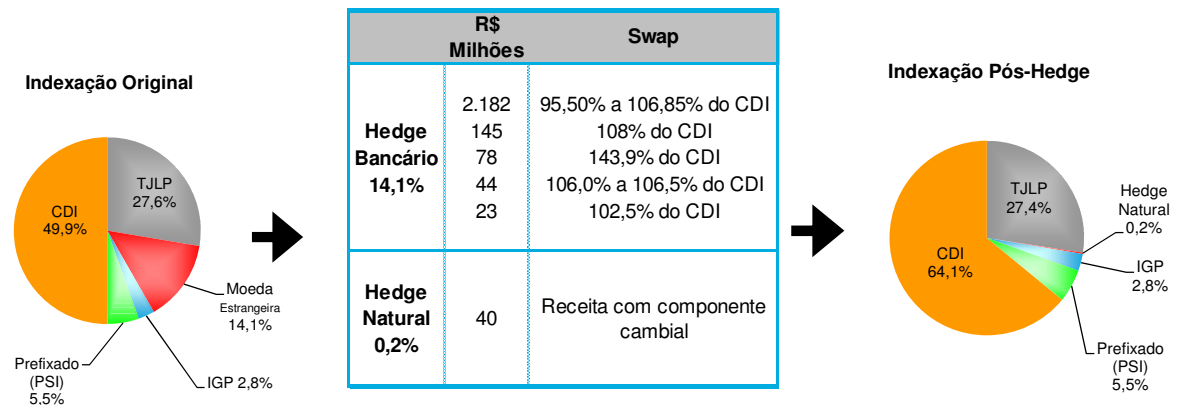


A dívida total, que corresponde à soma da dívida financeira, *hedge* (ativo/passivo) e dívida com entidade de previdência privada, atingiu R\$ 17.030 milhões no 3T12, aumento de 25,1%. O seu custo médio nominal passou de 11,5% a.a., no 3T11, para 9,8% a.a., no 3T12, em função da redução do CDI (de 11,5% para 9,5%). (taxas acumuladas nos últimos 12 meses)

### Perfil da Dívida – 3T11



### Perfil da Dívida – 3T12



Nota: PSI – Programa de Sustentação do Investimento.

Como consequência das operações de captação e das amortizações realizadas, considerando a indexação pós-*hedge*, podemos observar um crescimento da participação de dívidas oriundas do BNDES atreladas à TJLP (de 24,9%, no 3T11, para 27,4%, no 3T12) e prefixadas-PSI (de 3,3%, no 3T11, para 5,5%, no 3T12), e uma diminuição da participação de dívidas atreladas ao CDI (de 67,7%, no 3T11, para 64,1%, no 3T12).

As participações de dívidas atreladas à moeda estrangeira e à TJLP seriam de 14,1% e 27,6%, respectivamente, caso não fossem consideradas as operações de *hedge* bancário. Considerando 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 0,2% (parcela esta que possui *hedge* natural) e 27,4%, respectivamente.

A dívida atrelada ao IGP-M/IGP-DI está relacionada, em sua maior parte, à dívida com a entidade de previdência privada.

### 5.3) Dívida Líquida e Alavancagem

R\$ Mil	3T12	3T11	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> )	(16.631.343)	(13.129.232)	26,7%
(+) Disponibilidades	2.664.101	4.274.619	-37,7%
<b>(=) Dívida Líquida</b>	<b>(13.967.242)</b>	<b>(8.854.613)</b>	<b>57,7%</b>

No 3T12, a dívida líquida atingiu R\$ 13.967 milhões, um aumento de 57,7% ou R\$ 5.113 milhões, em relação à posição de dívida líquida no final do 3T11 no montante de R\$ 8.855 milhões. Este aumento é explicado em função dos seguintes fatores:

- Aumento de R\$ 3.502 milhões no endividamento bruto, conforme descrito no item 5.1;
- Redução de R\$ 1.611 milhões no saldo de caixa, de R\$ 4.275 milhões no 3T11 para R\$ 2.664 milhões no 3T12, explicado principalmente por:
  - (i) Geração de caixa das atividades operacionais no período: +R\$ 2.176 milhões;
  - (ii) Pagamento de aquisições (Jantus, Santa Luzia, Atlântica e Bons Ventos): -R\$ 1.686 milhões;
  - (iii) Investimentos realizados no período: -R\$ 2.633 milhões;
  - (iv) Captações líquidas no período: +R\$ 1.971 milhões;
  - (v) Pagamento de dividendos: -R\$ 1.414 milhões;
  - (vi) Demais movimentações: -R\$ 25 milhões.

Em consonância com os critérios de cálculo de *covenants* financeiros dos contratos de empréstimo junto às instituições financeiras, a dívida líquida é ajustada de acordo com as participações equivalentes da CPFL Energia em cada um dos projetos. Além disso, incluem-se no cálculo do EBITDA ajustado os efeitos da CVA – “Conta de Compensação de Variações da Parcela A” e o EBITDA histórico dos projetos recém-adquiridos, como Jantus e Bons Ventos. Como resultado, a dívida líquida ajustada totalizou R\$ 12.685 milhões e o EBITDA ajustado atingiu R\$ 4.315 milhões, sendo que a relação Dívida Líquida ajustada / EBITDA ajustado ao final do 3T12 alcançou 2,94x (valor a ser revisado pelos auditores independentes). Considerando-se a dívida líquida sem ajuste e o EBITDA reportado IFRS acumulado de 12 meses até o final do 3T12 no valor de R\$ 4.052 milhões, a Companhia teria encerrado o trimestre com uma alavancagem líquida de 3,45x.

### 5.4) Novas Captações em Outubro de 2012 – Liberações de Financiamentos do BNDES

Em outubro de 2012, ocorreram liberações para o financiamento dos investimentos das distribuidoras no montante total de R\$ 606 milhões. Os montantes por prazo foram os seguintes:

- 2,4 anos:
  - Montante: R\$ 45 milhões
  - Custo médio: TJLP + 2,27%
- 7 anos:

- Montante: R\$ 290 milhões
- Custo médio: TJLP + 2,57%
- 10 anos:
  - Montante: R\$ 271 milhões
  - Custo: 2,50% Prefixado (PSI)

## 6) INVESTIMENTOS

No 3T12, foram realizados investimentos de R\$ 660 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 436 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 213 milhões à geração (R\$ 209 milhões da CPFL Renováveis) e R\$ 11 milhões à comercialização e serviços. Com esses montantes, a CPFL Energia totaliza R\$ 1.930 milhões de investimentos no 9M12, dos quais R\$ 1.041 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 872 milhões à geração (R\$ 862 milhões da CPFL Renováveis) e R\$ 17 milhões à comercialização e serviços.

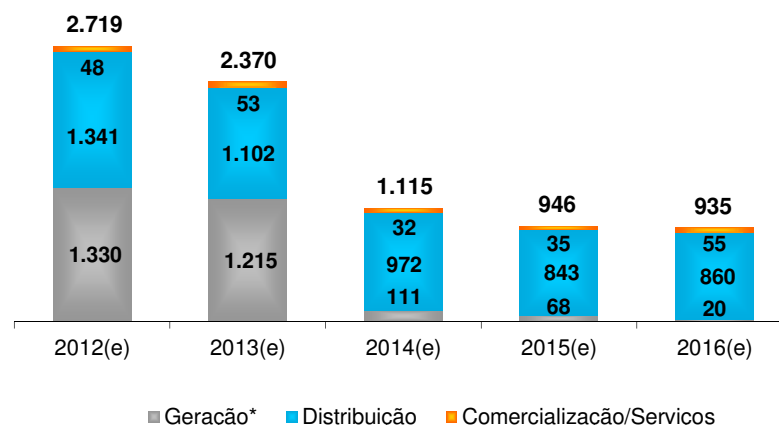
Entre os investimentos da CPFL Energia no 3T12 podemos destacar os realizados nos seguintes segmentos:

- (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 infraestrutura 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 às UTEs Alvorada e Coopcana, PCH Salto Góes, Parque Eólico Campo dos Ventos II e Complexos Eólicos Santa Clara, Macacos I, Campo dos Ventos e São Benedito, empreendimentos em construção.

### Investimentos Projetados pelo Grupo para os Próximos 5 anos

100% CPFL Renováveis e Ceran

(R\$ milhões)



Nota: (\*) Considera 100% da CPFL Renováveis e Ceran e participação proporcional nos outros projetos de geração.

## 7) DIVIDENDOS

Em 28 de setembro de 2012, foi efetuado o pagamento dos dividendos intermediários, referentes ao 1S12, aos detentores de ações ordinárias, negociadas na BM&FBovespa S.A. Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros (BM&FBOVESPA). O valor total declarado foi de R\$ 640 milhões, equivalentes a R\$ 0,665339515 por ação e correspondentes a 100% do lucro líquido atribuído aos acionistas controladores no período.

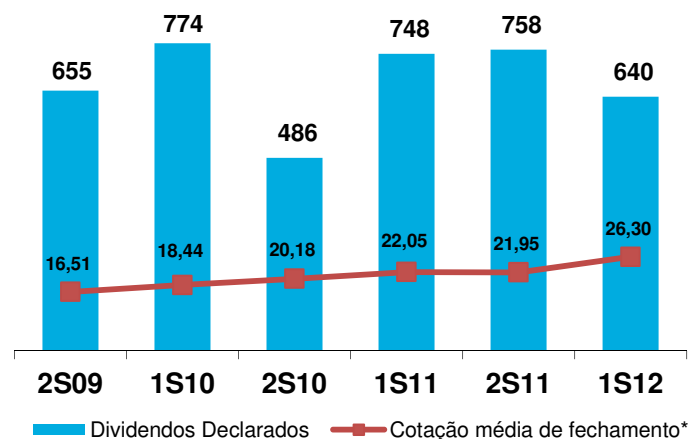
Em 05 de outubro de 2012, foi efetuado o pagamento dos dividendos referentes ao 1S12 aos detentores de ADRs, negociados na bolsa de valores de Nova Iorque (NYSE). O valor pago equivale a US\$ 0,6436 por ADR.

Dividend Yield - CPFL Energia					
	1S10	2S10	1S11	2S11	1S12
Dividend Yield - últimos 12 meses <sup>(1)</sup>	8,6%	6,9%	6,0%	7,1%	6,1%

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

O *dividend yield* referente ao 1S12, calculado a partir da média das cotações de fechamento do período (R\$ 26,30 por ação) é de 2,5% (6,1% nos últimos 12 meses).

### Distribuição de Dividendos – R\$ Milhões



Nota: (\*) Considera cotação ajustada pelo grupamento/desdobramento em 29 de junho de 2011. Sem proventos.

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. A CPFL Energia tem apresentado um *payout ratio* próximo a 100%, desde o seu IPO, respeitando a constituição da reserva legal de 5%.

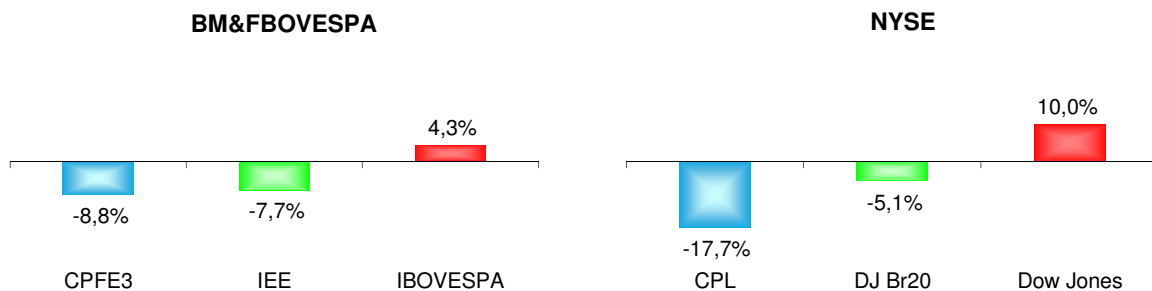
## 8) MERCADO DE CAPITAIS

### 8.1) 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.

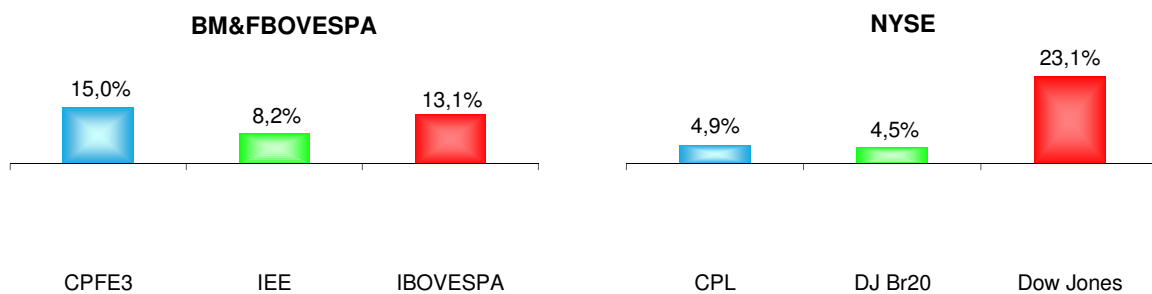
As ações encerraram o período cotadas a R\$ 22,39 por ação e US\$ 21,91 por ADR, respectivamente (cotações de fechamento em 30/09/2012).

#### Desempenho das Ações – 9M12 (com proventos)



No 9M12, as ações da CPFL Energia apresentaram desvalorização de 8,8% na BM&FBOVESPA e de 17,7% na NYSE.

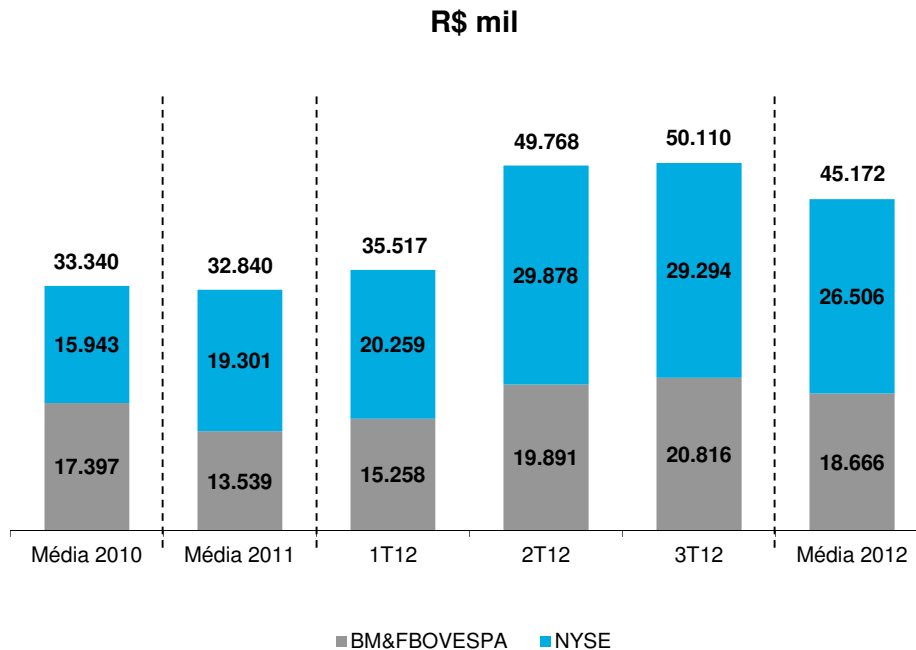
#### Desempenho das Ações – Últ. 12M (com proventos)



Nos últimos 12 meses, as ações da CPFL Energia apresentaram valorização de 15,0% na BM&FBOVESPA e de 4,9% na NYSE.

## 8.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 9M12 foi de R\$ 45,2 milhões, sendo R\$ 18,7 milhões na BM&FBOVESPA e R\$ 26,5 milhões na NYSE, representando um aumento de 37,6% em relação a 2011. O número de negócios realizados na BM&FBOVESPA, por sua vez, aumentou 51,6%, passando de uma média diária de 2.045 negócios, em 2011, para 3.101 negócios, no 9M12.



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

## 8.3) Ratings

Em outubro de 2012, a Standard & Poor's emitiu relatório reafirmando seu *rating* de crédito para a CPFL Energia. Dessa forma, a Companhia sustenta o *rating* AA+ em escala nacional, com perspectiva estável, pelas agências Fitch e Standard & Poor's.

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

Ratings CPFL Energia - Escala Nacional					
Agência		2009	2010	2011	3T12
Standard & Poor's	Rating	brAA+	brAA+	brAA+	brAA+
	Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável
Fitch Ratings	Rating	AA (bra)	AA+ (bra)	AA+ (bra)	AA+ (bra)
	Perspectiva	Positiva	Estável	Estável	Estável

Nota: Considera a posição ao final do período.

## 9) GOVERNANÇA CORPORATIVA

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

A CPFL Energia é listada nos segmentos de mais alto nível de governança – Novo Mercado da BM&FBovespa e ADRs Nível III na Bolsa de Nova York, 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%, 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, dentre outras competências que lhe são atribuídas pela Lei e pelo Estatuto Social. Suas regras de funcionamento estão definidas em seu 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 constituídas 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 também exercem as atribuições de *Audit Committee* previstas na Lei *Sarbanes Oxley* e de acordo com as 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.

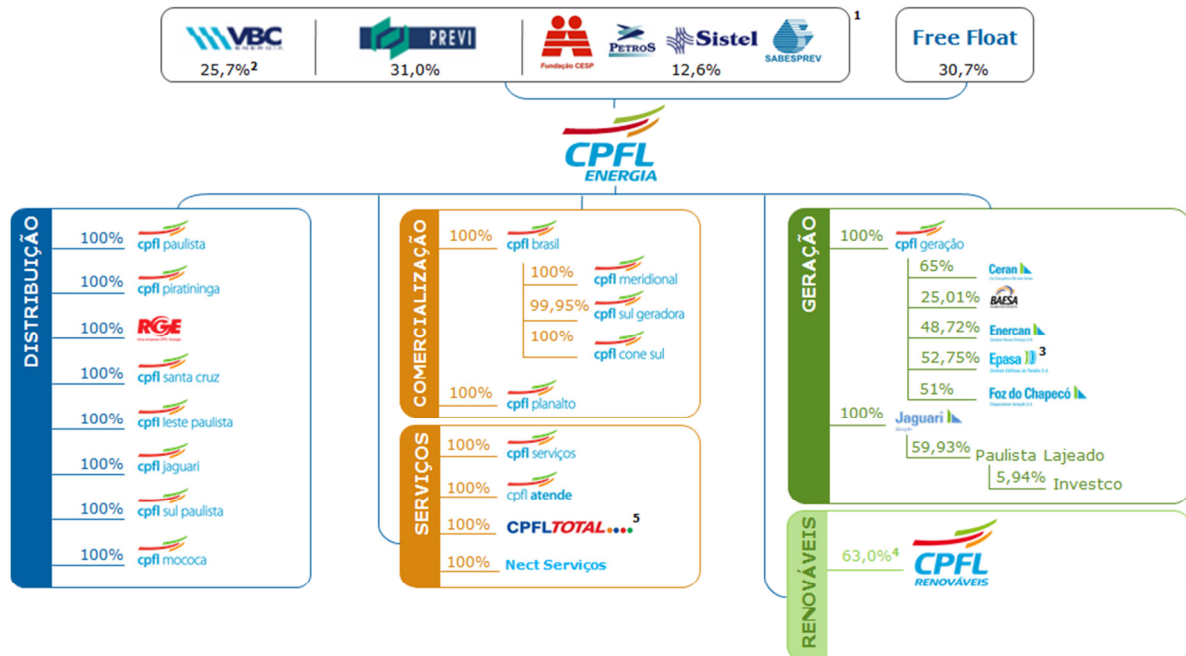
Durante o ano de 2011, o estatuto social da CPFL Energia sofreu ajustes, adequando-o ao novo regulamento de listagem do Novo Mercado. Com a introdução do Programa de Transformação, a composição e as competências da diretoria também foram alteradas, extinguindo os cargos de três vice-presidentes (Distribuição, Geração e Comercialização de Energia) e criando os cargos de Vice-Presidente de Operações e Vice-Presidente de Relações Institucionais. Dessa forma, o número de reportes diretos à presidência, incluindo os vice-presidentes, foi reduzido de 15 para 9, visando uma estrutura mais ágil, moderna e adequada ao crescimento do Grupo, além de privilegiar o foco nas operações mais estratégicas, potencializar a atuação em relacionamentos institucionais e viabilizar a gestão da mudança da cultura e dos processos de tomada de decisão da Companhia.

A Diretoria Executiva é formada por seis 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 demais diretores estatutários.

As diretrizes e o conjunto de documentos relativos à governança corporativa estão disponíveis no website de Relações com Investidores [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri).

## 10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA – 30/09/2012

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



Notas:

- (1) Acionistas controladores;
- (2) Inclui 0,1% de ações da empresa Camargo Corrêa S.A.;
- (3) UTEs Termoparaíba e Termonordeste;
- (4) CPFL Energia detém 63,0% de participação indireta na CPFL Renováveis por meio da CPFL Geração com 35,5% e da CPFL Brasil com 27,5%;
- (5) CPFL Energia detém 100% de participação na CPFL Total, sendo 47,4% diretamente e 52,6% indiretamente, por meio da CPFL Brasil.

## 11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

### 11.1) Segmento de Distribuição

#### 11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (Pro-forma - R\$ Mil)						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>4.642.075</b>	<b>4.369.268</b>	<b>6,2%</b>	<b>13.536.307</b>	<b>12.521.290</b>	<b>8,1%</b>
Receita Operacional Líquida	3.172.729	2.855.460	11,1%	9.011.361	8.135.028	10,8%
Custo com Energia Elétrica	(1.884.604)	(1.654.965)	13,9%	(5.385.058)	(4.622.757)	16,5%
Custos e Despesas Operacionais	(881.870)	(681.682)	29,4%	(2.301.971)	(1.966.940)	17,0%
Resultado do Serviço	406.256	518.812	-21,7%	1.324.332	1.545.331	-14,3%
<b>EBITDA (IFRS) <sup>(1)</sup></b>	<b>513.124</b>	<b>583.708</b>	<b>-12,1%</b>	<b>1.622.119</b>	<b>1.748.941</b>	<b>-7,3%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)<sup>(2)</sup></b>	<b>652.369</b>	<b>652.304</b>	<b>0,0%</b>	<b>1.865.658</b>	<b>1.695.424</b>	<b>10,0%</b>
Resultado Financeiro	(49.425)	(92.369)	-46,5%	(178.478)	(166.963)	6,9%
Lucro antes da Tributação	356.831	426.443	-16,3%	1.145.854	1.378.369	-16,9%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>235.109</b>	<b>284.463</b>	<b>-17,3%</b>	<b>774.152</b>	<b>935.294</b>	<b>-17,2%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)<sup>(3)</sup></b>	<b>338.710</b>	<b>325.286</b>	<b>4,1%</b>	<b>943.017</b>	<b>878.088</b>	<b>7,4%</b>

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização e resultado de 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.
- (4) As tabelas de desempenho econômico-financeiro por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.7.

### Receita Operacional

A receita operacional bruta no 3T12 atingiu R\$ 4.642 milhões, representando um aumento de 6,2% (R\$ 273 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\$ 4.252 milhões, um crescimento de 4,8% (R\$ 196 milhões).

O aumento da receita operacional bruta foi beneficiado principalmente pelos seguintes fatores:

- Reajuste tarifário médio das distribuidoras de 4,3%, no período entre 3T11 e 3T12 (R\$ 53 milhões);
- Aumento na receita bruta de suprimento de energia elétrica de curto prazo:
  - (i) Na CPFL Paulista (R\$ 32,9 milhões) e na RGE (R\$ 25,9 milhões), decorrentes principalmente dos aumentos: (i) no volume de venda de energia elétrica no curto prazo; e (ii) no preço de liquidação de diferenças ("PLD");
  - (ii) Na CPFL Piratininga (R\$ 11,3 milhões), decorrente principalmente do aumento no preço de liquidação de diferenças ("PLD"), parcialmente compensado pela redução no volume de energia vendida no curto prazo.
- Aumento de 9,7% (R\$ 31,5 milhões) na receita bruta de TUSD de clientes livres, devido principalmente à migração de clientes cativos para o mercado livre;
- Aumento de 83,5% (R\$ 32,2 milhões) nas outras receitas e rendas, devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Efeito **não-recorrente** na CPFL Piratininga e na CPFL Paulista, no montante de R\$ 16,0 milhões (R\$ 14,5 milhões líquidos de PIS e Cofins), decorrente do registro de subvenção baixa renda reembolsada às distribuidoras, pela Aneel, via recursos da CDE. Esses valores (que se referem ao período de 2002 a 2004) estavam contabilizados como "ativos/passivos regulatórios" e, no 3T12, ao se realizarem, foram contabilizados como

“outras receitas”;

- (ii) Aumento da receita com arrendamentos e alugueis (R\$ 7,4 milhões), principalmente na CPFL Paulista (R\$ 4,1 milhões) e na CPFL Piratininga (R\$ 2,6 milhões).

Esses aumentos foram parcialmente compensados pelos seguintes fatores:

- Redução de 2,7% no volume de vendas para o mercado cativo;
- Redução de R\$ 6,5 milhões em seis distribuidoras do Grupo (CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Mococa, CPFL Sul Paulista, CPFL Leste Paulista e CPFL Jaguarí), decorrente da reclassificação de receita de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos para obrigações especiais. Desse montante, R\$ 5,2 milhões referem-se à CPFL Piratininga e o restante (R\$ 1,3 milhão) às demais cinco distribuidoras mencionadas.

Em atendimento ao Despacho nº 4.991, de 29 de dezembro de 2011, da Aneel, que trata dos procedimentos básicos para a elaboração das demonstrações financeiras, essas seis distribuidoras efetuaram um ajuste de receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos relacionados às receitas da rubrica “Fornecimento de Energia Elétrica” e “Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica - TUSD consumidor livre” para a rubrica “Obrigações Especiais”.

As distribuidoras efetuaram a reclassificação (sendo que tais valores estão provisionados em “Obrigações Especiais”, em atendimento ao CPC 25), porém estão aguardando a decisão judicial para o tratamento dessas receitas. Em 7 de fevereiro de 2012, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee) conseguiu a suspensão dos efeitos da Resolução Normativa nº 463, onde foi deferido o pedido de antecipação de tutela final e foi suspensa a determinação de contabilização das receitas oriundas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como obrigações especiais. Em junho de 2012, foi deferido o efeito suspensivo requerido pela Aneel em seu “Agravo de Instrumento”, que suspende a antecipação de tutela originalmente deferida em favor da Abradee. As seis distribuidoras estão aguardando o julgamento da ação para o tratamento definitivo dessas receitas.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 1.469 milhões, representando uma redução de 2,9% (R\$ 44 milhões), devido principalmente às reduções (i) de 30,9% no encargo setorial CCC (R\$ 58,0 milhões) e (ii) de 3,1% no PIS e Cofins (R\$ 11,5 milhões). Essas reduções foram parcialmente compensadas pelos aumentos: (i) de 11,3% no encargo setorial CDE (R\$ 14,9 milhões); (ii) de 0,7% no ICMS (R\$ 5,6 milhões); e (iii) de 24,8% no Proinfra (R\$ 4,0 milhões).

A redução do PIS e Cofins é decorrente principalmente do efeito da contabilização (no montante de R\$ 33,0 milhões) dos créditos fiscais de PIS e Cofins sobre depreciação e amortização das distribuidoras. No 3T11, esses créditos eram registrados na linha de despesa de “depreciação e amortização” e, no 3T12 foram registrados na linha de “deduções da receita operacional” para melhor adequação contábil.

A receita operacional líquida atingiu R\$ 3.173 milhões no 3T12, representando um aumento de 11,1% (R\$ 317 milhões). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional líquida seria de R\$ 2.782 milhões, um crescimento de 9,5% (R\$ 241 milhões).

## 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\$ 1.885 milhões no 3T12, representando um aumento de 13,9% (R\$ 230 milhões):

- O custo da energia comprada para revenda no 3T12 foi de R\$ 1.517 milhões, o que representa um aumento de 15,1% (R\$ 199 milhões), devido aos seguintes efeitos:

- (i) Aumento no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 100,0 milhões), devido ao aumento de 472,5% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 18,1% (162 GWh) na quantidade de energia comprada. O aumento no custo com a compra de energia de curto prazo está líquido do efeito **não-recorrente** da recontabilização do custo de energia da Epasa referente a 2010, que gerou um aumento de custo no **3T11** (R\$ 12,4 milhões);
- (ii) Aumento no custo com energia adquirida por meio de leilão no ambiente regulado e de contratos bilaterais (R\$ 60,6 milhões), devido ao aumento de 9,5% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 3,8% (197 GWh) na quantidade de energia comprada;
- (iii) Aumento no custo de energia de Itaipu (R\$ 54,7 milhões), decorrente principalmente do aumento de 22,4% no preço médio de compra;
- (iv) Aumento no custo com Proinfa (R\$ 10,6 milhões), devido ao aumento de 43,9% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 13,1% (31 GWh) na quantidade de energia comprada.

Parcialmente compensados por:

- (v) Aumento dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir da compra de energia (R\$ 26,6 milhões).
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição atingiram R\$ 368 milhões no 3T12, aumento de 9,0% (R\$ 30 milhões), devido aos seguintes fatores:
  - (i) Aumento nos encargos de energia de reserva (R\$ 29,6 milhões);
  - (ii) Aumento de 7,2% nos encargos da rede básica (R\$ 18,6 milhões), devido principalmente aos aumentos de 7,6% (R\$ 9,8 milhões) na CPFL Paulista, de 6,7% (R\$ 4,3 milhões) na CPFL Piratininga e de 4,3% na RGE (R\$ 2,1 milhões);
  - (iii) Aumento de 35,5% nos encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 1,8 milhão);
  - (iv) Aumento de 7,8% nos encargos de Itaipu (R\$ 1,8 milhão);
  - (v) Aumento de 5,3% nos encargos de conexão (R\$ 1,0 milhão).

Parcialmente compensados por:

- (vi) Redução de 36,6% nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 19,4 milhões), devido principalmente às reduções de 40,2% (R\$ 13,3 milhões) na CPFL Paulista e de 46,7% (R\$ 7,4 milhões) na CPFL Piratininga;
- (vii) Aumento dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir dos encargos (R\$ 3,1 milhões).

## Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 882 milhões no 3T12, registrando um aumento de 29,4% (R\$ 200 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Aumento de 24,3% (R\$ 76 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\$ 390 milhões no 3T12, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- Entidade de Previdência Privada, item que representava uma receita de R\$ 21,7 milhões no 3T11 e passou a representar uma receita de R\$ 2,1 milhões no 3T12, resultando em uma variação negativa de R\$ 19,6 milhões. Essa variação é decorrente dos impactos das estimativas esperadas sobre os ativos e passivos atuariais, em consonância com as Deliberações CVM n°s 371/00 e 600/09, conforme definido no Laudo Atuarial;

- Depreciação e Amortização, que apresentou um aumento líquido de 25,8% (R\$ 22,4 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Efeito da contabilização, no montante de R\$ 20,7 milhões, dos créditos fiscais de PIS e Cofins sobre depreciação e amortização. No 3T11, esses créditos eram registrados na linha de despesa de “depreciação e amortização” e, no 3T12 foram registrados na linha de “deduções da receita operacional” para melhor adequação contábil;
  - (ii) Aumento da depreciação sobre novos ativos.  
Parcialmente compensados por:
  - (iii) Redução, no montante de R\$ 15,8 milhões, decorrente da alteração da taxa de depreciação definida pela Aneel. Em 4 de fevereiro de 2012, por meio da Resolução Normativa nº 474, a Aneel estabeleceu novas taxas anuais de depreciação para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico. As novas taxas alteraram aquelas constantes no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), aprovado pela Resolução Normativa nº 367 de 2 de junho de 2009, e passaram a vigorar a partir de 1 de janeiro de 2012. Em média, esta alteração resultou em um aumento na vida útil dos ativos de distribuição e, em consonância com o CPC 23, a Companhia alterou a depreciação do ativo imobilizado prospectivamente, a partir da referida data.
- PMSO, item que atingiu R\$ 384,5 milhões no 3T12, comparado a R\$ 302,7 milhões no 3T11, registrando um aumento de 27,0% (R\$ 81,9 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação com o 3T11):
  - (i) Ajuste **não-recorrente** na provisão para créditos de liquidação duvidosa nas 8 distribuidoras, devido à mudança de estimativa (R\$ 53,7 milhões);
  - (ii) Gastos **não-recorrentes** com laudos técnicos nas distribuidoras, referentes ao inventário físico de ativos e à implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, em atendimento à Resolução Aneel nº 367/09 (R\$ 1,9 milhão de despesa no 3T12, comparado a um estorno de despesa de R\$ 17,6 milhões no 3T11, apresentando variação de R\$ 19,5 milhões);
  - (iii) Aumento **não-recorrente** nas outras despesas operacionais relacionado à baixa de ativos decorrente da implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, em 6 distribuidoras (CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Mococa, CPFL Sul Paulista, CPFL Leste Paulista e CPFL Jaguari) (R\$ 16,5 milhões).

Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução **não-recorrente** nas despesas legais, judiciais e indenizações da CPFL Piratininga no **3T12**, devido à decisão favorável à distribuidora em processo de majoração tarifária (R\$ 3,1 milhões);
- (v) Aumento **não-recorrente** nas despesas com Pessoal do **3T11** referente ao complemento do PAI - Programa de Aposentadoria Incentivada, devido às adesões adicionais (R\$ 2,8 milhões).

Desconsiderando os efeitos mencionados, o PMSO do 3T12 seria de R\$ 315,5 milhões, comparado a R\$ 317,4 milhões no 3T11, uma **redução de 0,59% (R\$ 1,9 milhão)**.

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

- (i) Gastos com pessoal, que registraram redução de 2,0% (R\$ 2,6 milhões). Essa redução está líquida do aumento decorrente do acordo coletivo de 2012, que reajustou os salários em 6,62% em média (R\$ 7,2 milhões);
- (ii) Gastos com materiais, que registraram redução de 20,7% (R\$ 5,0 milhões), devido

principalmente às reduções:

- ✓ Na CPFL Paulista (R\$ 3,2 milhões), principalmente nos gastos com: manutenção de linhas e redes (R\$ 1,0 milhão), ferramentas e uniformes (R\$ 0,7 milhão) e outros materiais (R\$ 1,5 milhão);
  - ✓ Na CPFL Piratininga (R\$ 0,5 milhão), principalmente nos gastos com manutenção de linhas e redes (R\$ 0,3 milhão) e com outros materiais (R\$ 0,2 milhão).
- (iii) Gastos com serviços de terceiros, que registraram redução de 3,7% (R\$ 4,1 milhões), devido principalmente à redução na RGE (R\$ 3,0 milhões), decorrente principalmente de menores gastos com poda de árvores (R\$ 1,5 milhão) e com consultoria (R\$ 1,3 milhão).

Parcialmente compensados por:

- (iv) Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 17,6% (R\$ 9,8 milhões), devido principalmente aos seguintes aumentos:
- ✓ Na CPFL Paulista (R\$ 3,1 milhões), decorrente dos seguintes fatores: (i) aumento das despesas legais, judiciais e indenizações (R\$ 1,4 milhão); (ii) alienação/desativação de ativos (R\$ 1,1 milhão); e (iii) aumento nas despesas com publicidade e propaganda (R\$ 1,2 milhão);
  - ✓ Na CPFL Piratininga (R\$ 3,9 milhões), decorrente principalmente da recuperação de incobráveis, **no 3T11**, no valor de R\$ 2,4 milhões;
  - ✓ Na RGE (R\$ 1,5 milhão), decorrente principalmente do aumento nas provisões para contingências (R\$ 1,7 milhão);
  - ✓ Nas distribuidoras CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista e CPFL Santa Cruz (R\$ 0,9 milhão).

## Ativos e passivos regulatórios

Os ativos e passivos regulatórios que, de acordo com os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e práticas internacionais (IFRS), não são mais contabilizados, representaram um estorno de custo de R\$ 84,8 milhões no 3T12 e de R\$ 71,0 milhões no 3T11 (impacto no EBITDA). 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.

### Rito tarifário provisório:

Cabe ressaltar que, conforme orientação da Aneel, os valores do 3T12 incluem montantes preliminares de passivo relativo ao rito tarifário provisório do 3º ciclo de revisão tarifária periódica de 6 distribuidoras (CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari), correspondente à redução de R\$ 55,8 milhões no EBITDA. A aplicação da referida metodologia deveria ter ocorrido em 23 de outubro de 2011, no caso da CPFL Piratininga, e em 3 de fevereiro de 2012, no caso das demais distribuidoras (CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari). Dessa forma, o montante referente ao impacto do rito provisório da revisão tarifária das distribuidoras em 2012 deverá ser acumulado de 1 de janeiro até 22 de outubro de 2012, para o caso da CPFL Piratininga, e de 3 de fevereiro até 31 de dezembro de 2012 para as demais 5 distribuidoras menores.

Impacto do Rito Provisório (R\$ milhões)	EBITDA	Lucro Líquido
	3T12	3T12
CPFL Piratininga	45,4	30,0
CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari	10,4	6,9
<b>Total</b>	<b>55,8</b>	<b>36,8</b>

## EBITDA

O **EBITDA (IFRS)** do 3T12 totalizou R\$ 513 milhões, registrando uma redução de 12,1% (R\$ 70,6 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA recorrente (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrentes)** registrou R\$ 652 milhões no 3T12 e no 3T11, não apresentando variação.

## Resultado Financeiro

No 3T12, a despesa financeira líquida foi de R\$ 49,4 milhões, uma redução de 46,5% (R\$ 42,9 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 92,4 milhões registrada no 3T11.

Os itens que explicam essa variação são:

(i) Receitas Financeiras: redução de 9,0% (R\$ 11,1 milhões), passando de R\$ 124,1 milhões no 3T11 para R\$ 113,0 milhões no 3T12, devido principalmente aos seguintes fatores:

- ✓ Redução nas rendas de aplicações financeiras (R\$ 23,6 milhões), decorrente das reduções do CDI e das disponibilidades;
- ✓ Redução na atualização de depósitos judiciais (R\$ 4,1 milhões);

Parcialmente compensados por:

- ✓ Aumento nas outras receitas financeiras (R\$ 10,3 milhões), devido principalmente à receita financeira adicional **não-recorrente** decorrente de decisão favorável à CPFL Piratininga em processo de majoração tarifária (R\$ 7,0 milhões);
- ✓ Aumento nas atualizações monetárias e cambiais (R\$ 2,7 milhões);
- ✓ Aumento no deságio na aquisição de crédito de ICMS (R\$ 1,7 milhão);
- ✓ Acréscimos e multas moratórias (R\$ 1,7 milhão).

(ii) Despesas Financeiras: redução de 25,0% (R\$ 54,1 milhões), passando de R\$ 216,5 milhões no 3T11 para R\$ 162,4 milhões no 3T12, devido principalmente aos seguintes fatores:

- ✓ Redução nos encargos de dívidas e nas atualizações monetárias e cambiais (R\$ 50,3 milhões) devido principalmente à redução dos indicadores que atualizam as dívidas;
- ✓ Efeito câmbio na compra de energia de Itaipu (diferença entre fatura e dia do pagamento + ajuste até final do mês das faturas em aberto) nas distribuidoras (R\$ 24,9 milhões).

Parcialmente compensados por:

- ✓ Despesa financeira **não-recorrente** na CPFL Paulista de juros e multas sobre pagamentos referentes à incorporação das redes (R\$ 20,1 milhões);
- ✓ Despesa financeira **não-recorrente** relacionada à baixa de ativos decorrente da

implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, em 6 distribuidoras (CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Mococa, CPFL Sul Paulista, CPFL Leste Paulista e CPFL Jaguari) (R\$ 1,0 milhão);

## Lucro Líquido

No 3T12, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 235 milhões, redução de 17,3% (R\$ 49 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\$ 339 milhões no 3T12, comparado a R\$ 325 milhões no 3T11, um aumento de 4,1% (R\$ 13 milhões).

### 11.1.2) 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

Revisões Tarifárias		
Distribuidora	Periodicidade	Data da Próxima Revisão
CPFL Piratininga	A cada 4 anos	Outubro de 2011 <sup>(1)</sup>
CPFL Santa Cruz	A cada 4 anos	Fevereiro de 2012 <sup>(2)</sup>
CPFL Leste Paulista	A cada 4 anos	Fevereiro de 2012 <sup>(2)</sup>
CPFL Jaguari	A cada 4 anos	Fevereiro de 2012 <sup>(2)</sup>
CPFL Sul Paulista	A cada 4 anos	Fevereiro de 2012 <sup>(2)</sup>
CPFL Mococa	A cada 4 anos	Fevereiro de 2012 <sup>(2)</sup>
CPFL Paulista	A cada 5 anos	Abril de 2013
RGE	A cada 5 anos	Junho de 2013

Notas:

- (1) Data prorrogada pela Aneel, por meio da Resolução Homologatória nº 1.223, de 18 de outubro de 2011;
- (2) Datas prorrogadas pela Aneel, por meio da Resolução Homologatória nº 471, de 20 de dezembro de 2011.

#### 11.1.2.1) CPFL Piratininga

Em 18 de outubro de 2011, por meio da Resolução Homologatória nº 1.223, a Aneel prorrogou a vigência das tarifas da CPFL Piratininga até a conclusão da Audiência Pública AP040, para definição da metodologia do 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica.

Em 2 de outubro de 2012, por meio da Resolução Homologatória nº 1.364, a Aneel reposicionou as tarifas de energia elétrica da CPFL Piratininga em -5,43%, sendo -4,45% relativos ao Reposicionamento Tarifário e -0,98% referentes aos componentes financeiros externos ao Reposicionamento Tarifário, correspondendo a um efeito médio de -6,78% a ser percebido pelos consumidores. As novas tarifas entraram em vigor em 23 de outubro de 2012, juntamente com o novo reajuste tarifário, conforme mencionado no item “11.1.3.1”.

3º ciclo de Revisão Tarifária - CPFL Piratininga	
Resultado Final	
(em milhões de reais)	
Base de Remuneração Bruta (A)	2.542
Taxa de Depreciação (B)	3,71%
Quota de Reintegração Regulatória (C = A x B)	94
Base de Remuneração Líquida (D)	1.273
WACC antes dos impostos (E)	11,36%
Remuneração do Capital (F = E x D)	144
EBITDA Regulatório (G = C + F)	239
OPEX <sup>1</sup> = CAOM + CAIMI (H)	335
Parcela B (I = G + H)	574
Índice de Produtividade da Parcela B (J)	1,40%
Parcela B com ajuste de mercado [L = I x (1-J)]	559
Parcela A (M)	2.050
Receita Requerida (N = L + M)	2.609
Outras Receitas (O)	26
Receita Verificada (P)	2.704
Reposicionamento Tarifário [Q = ((N-O)/P)-1]	-4,45%
Componentes financeiros (R)	-0,98%
Efeito médio (S=Q+R)	-5,43%

Nota: (1) CAOM = Custo de Administração, Operação e Manutenção  
CAIMI = Custo Anual das Instalações, Móveis e Imóveis.

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

Em 20 de dezembro de 2011, devido à homologação tardia das metodologias do 3º ciclo de revisões tarifárias, e por meio da Resolução Normativa nº 471, a Aneel concedeu prorrogação das tarifas vigentes às concessionárias que seriam submetidas à revisão tarifária até o início de 2012 (caso das distribuidoras: CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa). A referida Resolução estabelece que os efeitos resultantes da revisão tarifária sejam aplicados às tarifas a partir da data do próximo reajuste tarifário, incluindo seus efeitos retroativos. A aplicação da nova metodologia de revisão deverá ocorrer até fevereiro de 2013.

### 11.1.3) 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

#### 11.1.3.1) CPFL Piratininga

Em 16 de outubro de 2012, por meio da Resolução Homologatória nº 1.369, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Piratininga em 8,79%, sendo 7,71% relativos ao Reajuste Tarifário e 1,08% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 5,50% a ser percebido pelos consumidores. Este Reajuste Tarifário é a soma do Reajuste Tarifário Anual com o Reposicionamento Tarifário mencionado no item “11.1.2”, além de considerar a devolução da tarifa congelada (1/3). As novas tarifas entraram em vigor em 23 de outubro de 2012.

#### 11.1.3.2) 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 “11.1.3.5”.

Esses reajustes estão congelados, conforme mencionado no item 11.1.2.

#### 11.1.3.3) CPFL Paulista

Em 3 de abril de 2012, por meio da Resolução Homologatória nº 1.271, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Paulista em 3,71%, sendo 1,96% relativos ao Reajuste Tarifário e 1,75% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário Anual, correspondendo a um efeito médio de 2,89% a ser percebido pelos consumidores cativos. As novas tarifas entraram em vigor em 8 de abril de 2012 e vigorarão até 7 de abril de 2013.

#### 11.1.3.4) RGE

Em 5 de junho de 2012, por meio da Resolução Homologatória nº 1.294, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em 11,51%, sendo 0,49% relativos ao Reajuste Tarifário e 11,02% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário Anual, correspondendo a um efeito médio de 3,38% a ser percebido pelos consumidores cativos. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2012 e vigorarão até 18 de junho de 2013.

### 11.1.3.5) Tabela com Reajustes

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

Índice de Reajuste Tarifário (IRT)	RGE	CPFL Paulista	CPFL Mococa	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Leste Paulista	CPFL Santa Cruz	CPFL Piratininga
<i>Vigência &gt;&gt;&gt;&gt;&gt;</i>	<i>19/06/2012</i>	<i>08/04/2012</i>	<i>03/02/2011</i>	<i>03/02/2011</i>	<i>03/02/2011</i>	<i>03/02/2011</i>	<i>03/02/2011</i>	<i>23/10/2012</i>
<b>IRT Econômico</b>	<b>0,49%</b>	<b>1,96%</b>	<b>6,84%</b>	<b>6,57%</b>	<b>5,22%</b>	<b>6,42%</b>	<b>8,01%</b>	<b>7,71%</b>
<b>Componentes Financeiros</b>	<b>11,02%</b>	<b>1,75%</b>	<b>2,66%</b>	<b>1,45%</b>	<b>0,25%</b>	<b>1,34%</b>	<b>15,61%</b>	<b>1,08%</b>
<b>IRT Total</b>	<b>11,51%</b>	<b>3,71%</b>	<b>9,50%</b>	<b>8,02%</b>	<b>5,47%</b>	<b>7,76%</b>	<b>23,61%</b>	<b>8,79%</b>

Nota: o Reajuste Tarifário da CPFL Piratininga é a soma do Reajuste Tarifário Anual com o Reposicionamento Tarifário mencionado no item "11.1.2", além de considerar a devolução da tarifa congelada (1/3).

### 11.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

DRE Consolidado - Comercialização e Serviços (Pro-forma - R\$ Mil)			
	3T12	3T11	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>626.537</b>	<b>542.683</b>	<b>15,5%</b>
Receita Operacional Líquida	554.426	480.126	15,5%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>76.237</b>	<b>61.108</b>	<b>24,8%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>39.744</b>	<b>33.929</b>	<b>17,1%</b>

Nota:

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

#### Receita Operacional

No 3T12, a receita operacional bruta atingiu R\$ 627 milhões, representando um aumento de 15,5% (R\$ 84 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 554 milhões, representando um aumento de 15,5% (R\$ 74 milhões).

#### EBITDA

No 3T12, o EBITDA atingiu R\$ 76 milhões, aumento de 24,8% (R\$ 15 milhões).

#### Lucro Líquido

No 3T12, o lucro líquido foi de R\$ 40 milhões, aumento de 17,1% (R\$ 6 milhões).

## 11.3) Segmento de Geração Convencional

### 11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional (Pro-forma - R\$ Mil)			
	3T12 <sup>(4)</sup>	3T11 <sup>(5)</sup>	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>380.519</b>	<b>378.277</b>	<b>0,6%</b>
Receita Operacional Líquida	356.007	351.573	1,3%
Custo com Energia Elétrica	(26.052)	(19.901)	30,9%
Custos e Despesas Operacionais	(102.242)	(103.345)	-1,1%
Resultado do Serviço	227.713	228.328	-0,3%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>293.647</b>	<b>290.463</b>	<b>1,1%</b>
<b>EBITDA (IFRS - Não-recorrentes)<sup>(2)</sup></b>	<b>293.647</b>	<b>261.027</b>	<b>12,5%</b>
Resultado Financeiro	(98.088)	(115.931)	-15,4%
Lucro antes da Tributação	130.665	112.396	16,3%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>87.563</b>	<b>78.239</b>	<b>11,9%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS - Não-recorrentes)<sup>(3)</sup></b>	<b>87.563</b>	<b>58.812</b>	<b>48,9%</b>

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização, resultado de entidade de previdência privada e combinação de negócios;
- (2) O EBITDA (IFRS - Não-Recorrentes) exclui os efeitos não-recorrentes;
- (3) O Lucro Líquido (IFRS - Não-Recorrentes) exclui os efeitos não-recorrentes;
- (4) Pro-forma: não inclui os ativos que, antes da associação da CPFL Energia com a ERSA, eram consolidados dentro do segmento de Geração e que, atualmente, são consolidados na CPFL Renováveis;
- (5) Pro-forma: Os valores reportados no 3T11 foram ajustados para fins de comparação. Excluem, portanto, os ativos que, em julho de 2011, antes da associação da CPFL Energia com a ERSA, eram consolidados dentro do segmento de Geração.

## Receita Operacional

No 3T12, a receita operacional bruta atingiu R\$ 381 milhões, representando um aumento de 0,6% (R\$ 2 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 356 milhões, representando um aumento de 1,3% (R\$ 4 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Incremento de receita da UHE Foz do Chapecó, no montante de R\$ 19,5 milhões, decorrente do aumento na tarifa em 45,5%, devido à troca de contratos bilaterais por novos contratos firmados em leilão;
- (ii) Incremento de receita de Ceran e Enercan, no montante de R\$ 9,2 milhões, decorrente do aumento no preço médio de venda;
- (iii) Incremento de receita no suprimento de Furnas, no montante de R\$ 5,0 milhões, decorrente do aumento na tarifa em 5,1% (efeito do IGP-M de 2011).

Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução **não-recorrente** na receita da Epasa, devido à re-contabilização, no **3T11**, da diferença do custo de energia da Epasa referente a 2010, no valor de R\$ 32,4 milhões (R\$ 29,4 milhões líquidos de PIS e Cofins).

## Custo com Energia Elétrica

No 3T12, o custo com energia elétrica foi de R\$ 26,1 milhões, representando um aumento de 30,9% (R\$ 6,2 milhões), devido ao aumento no custo da energia comprada para revenda, que passou de R\$ 1,2 milhão no 3T11 para R\$ 7,5 milhões no 3T12. Essa variação decorre principalmente das aquisições adicionais de energia (110 GWh) pelas usinas Ceran e Foz do

Chapecó (R\$ 4,8 milhões).

## Custos e Despesas Operacionais

No 3T12, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 102 milhões, representando uma redução de 1,1% (R\$ 1,1 milhão), devido principalmente aos seguintes fatores:

- PMSO, item que atingiu R\$ 36,3 milhões, registrando uma redução de 11,9% (R\$ 4,9 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Gastos com pessoal, que registraram redução de 7,1% (R\$ 0,7 milhão), devido principalmente ao Programa de Aposentadoria Incentivada (PAI), já considerando o aumento decorrente do acordo coletivo de 2012;
  - (ii) Gastos com serviços de terceiros, que registraram redução de 9,9% (R\$ 0,9 milhão), devido principalmente à redução dos gastos com consultoria na CPFL Geração (R\$ 1,8 milhão), parcialmente compensada pelo aumento na Epasa, referente aos serviços com manutenção da usina (R\$ 0,9 milhão);
  - (iii) Outros custos/despesas operacionais, que registraram redução de 20,8% (R\$ 4,2 milhões), devido principalmente à redução nos gastos com royalties das usinas Baesa, Enercan, Ceran e Foz do Chapecó, em função de menor geração de energia no 3T11 (R\$ 4,8 milhões).

Os efeitos que contribuíram para a redução do PMSO foram parcialmente compensados por:

- (iv) Gastos com materiais, que registraram aumento de 75,8% (R\$ 1,0 milhão).

Os efeitos que contribuíram para a redução dos custos e despesas operacionais foram parcialmente compensados por:

- Depreciação e Amortização, item que atingiu R\$ 66,3 milhões, registrando um aumento líquido de 5,6% (R\$ 3,5 milhões), devido principalmente: (i) ao aumento na CPFL Geração, decorrente da alteração da taxa de depreciação definida pela Aneel, que diminuiu a vida útil dos ativos de geração (R\$ 1,0 milhão); e (ii) ao aumento na Chapecoense (R\$ 2,4 milhões).

Em 4 de fevereiro de 2012, através da Resolução Normativa nº 474, a Aneel estabeleceu novas taxas anuais de depreciação para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico. As novas taxas alteraram aquelas constantes no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), aprovado pela Resolução Normativa nº 367 de 2 de junho de 2009, e passaram a vigorar a partir de 1 de janeiro de 2012. Esta alteração resultou em uma redução na vida útil dos ativos de geração e, em consonância com o CPC 23, a Companhia alterou a depreciação do ativo imobilizado prospectivamente, a partir da referida data.

- Entidade de Previdência Privada, item que representava uma receita de R\$ 0,6 milhão no 3T11 e passou a representar uma receita de R\$ 0,4 milhão no 3T12, resultando em uma variação negativa de R\$ 0,2 milhão. Essa variação é decorrente dos impactos das estimativas esperadas sobre os ativos e passivos atuariais, em consonância com as Deliberações CVM nºs 371/00 e 600/09, conforme definido no Laudo Atuarial.

## EBITDA

No 3T12, o **EBITDA (IFRS)** foi de R\$ 294 milhões, aumento de 1,1% (R\$ 3,2 milhões).

Expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA (IFRS – Não-Recorrentes)** seria de R\$ 294 milhões no 3T12, comparado a R\$ 261 milhões no 3T11, um aumento de 12,5% (R\$ 33 milhões).

## Resultado Financeiro

No 3T12, a despesa financeira líquida foi de R\$ 98 milhões, representando uma redução de 15,4% (R\$ 17,8 milhões). Os itens que explicam essa variação são:

- Despesas Financeiras: passaram de R\$ 133 milhões no 3T11 para R\$ 108 milhões no 3T12 (redução de R\$ 24,8 milhões), devido principalmente à redução na CPFL Geração (R\$ 25,6 milhões), decorrente dos seguintes fatores:
  - (i) Redução nos encargos de dívidas e nas atualizações monetárias e cambiais (R\$ 36,6 milhões), devido principalmente à redução dos indicadores que atualizam as dívidas e à redução do saldo do endividamento.

Essas reduções foram parcialmente compensadas por:

- (ii) Aumento da despesa financeira com Uso do Bem Público (UBP) (R\$ 9,1 milhões), devido principalmente à atualização financeira, ou seja, aos efeitos dos indexadores (IGP-M e IPCA) que atualizam o passivo de UBP;
  - (iii) Aumento nas outras despesas financeiras (R\$ 1,9 milhão).
- Receitas Financeiras: passaram de R\$ 17 milhões no 3T11 para R\$ 10 milhões no 3T12 (redução de R\$ 7,0 milhões), devido principalmente à redução do estoque de aplicações financeiras e à redução do CDI.

## Lucro Líquido

No 3T12, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 88 milhões, aumento de 11,9% (R\$ 9 milhões).

Expurgando os efeitos não-recorrentes, o **lucro líquido (IFRS – Não-Recorrentes)** seria de R\$ 88 milhões no 3T12, comparado a R\$ 59 milhões no 3T11, um aumento de 48,9% (R\$ 29 milhões).

### 11.4) CPFL Renováveis

#### 11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - CPFL Renováveis (Pro-forma - R\$ Mil)			
	3T12	3T11 <sup>(2)</sup>	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>259.448</b>	<b>61.139</b>	<b>324,4%</b>
Receita Operacional Líquida	242.940	58.081	318,3%
Custo com Energia Elétrica	(26.261)	(5.698)	360,9%
Custos e Despesas Operacionais	(142.521)	(33.535)	325,0%
Resultado do Serviço	74.159	18.848	293,4%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>167.458</b>	<b>27.856</b>	<b>501,2%</b>
Resultado Financeiro	(68.530)	3.508	-2053,7%
Lucro antes da Tributação	5.628	22.356	-74,8%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>2.914</b>	<b>17.969</b>	<b>-83,8%</b>

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização e resultado de entidade de previdência privada;
- (2) **DRE pro-forma (visto que a criação da CPFL Renováveis ocorreu em 01/08/2011): elaborado apenas para fins de comparação com o 3T12). Considera portanto, para julho de 2011, somente os ativos que já pertenciam à CPFL Energia e que foram contribuídos para a CPFL Renováveis quando de sua criação (PCHs da CPFL Geração, CPFL Sul Centrais e UTE Biomassa Baldin).**

## Variações no DRE da CPFL Renováveis

No 3T12, as variações no DRE da CPFL Renováveis devem-se principalmente aos fatores abaixo, sendo que esses valores são parcialmente compensados pelas eliminações ocorridas na consolidação da CPFL Renováveis na CPFL Energia.

- (i) Aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSa e da aquisição da Jantus, contabilizados na CPFL Renováveis a partir de agosto e dezembro de 2011, respectivamente;
- (ii) Às aquisições da PCH Santa Luzia, em agosto de 2011 e da Bons Ventos, concluída em junho de 2012;
- (iii) À entrada em operação da UTE Bio Formosa, em setembro de 2011, da UTE Bio Buriti, em outubro de 2011 e dos parques eólicos Santa Clara, em julho de 2012.

## Receita Operacional

No 3T12, a receita operacional bruta atingiu R\$ 259 milhões, representando um aumento de 324,4% (R\$ 198 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 243 milhões, representando um aumento de 318,3% (R\$ 185 milhões).

## Custo com Energia Elétrica

No 3T12, o custo com energia elétrica foi de R\$ 26 milhões, representando um aumento de 360,9% (R\$ 21 milhões).

## Custos e Despesas Operacionais

No 3T12, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 143 milhões, representando um aumento de R\$ 109 milhões, como segue:

- (i) PMSO adicional, no valor de R\$ 25 milhões;
- (ii) Depreciação e Amortização adicional, no valor de R\$ 84 milhões.

## EBITDA

No 3T12, o **EBITDA (IFRS)** foi de R\$ 167 milhões, aumento de 501,2% (R\$ 140 milhões).

## Resultado Financeiro

No 3T12, a despesa financeira líquida foi de R\$ 69 milhões, comparada a uma receita financeira líquida de R\$ 4 milhões no 3T11 (aumento de R\$ 72 milhões), devido principalmente à despesa financeira adicional (R\$ 69 milhões) e à redução na receita financeira (R\$ 3 milhões).

## Lucro Líquido

No 3T12, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 3 milhões, uma redução de 83,8% (R\$ 15 milhões).

Este resultado reflete a maior despesa financeira decorrente do maior endividamento da CPFL Renováveis para suportar sua estratégia de expansão de seus negócios.

### 11.4.2) Status dos Projetos de Geração

Em 30 de setembro de 2012, o portfólio de projetos da CPFL Renováveis totaliza 1.133 MW de capacidade instalada em operação e 603 MW de capacidade em construção, sendo composto de 34 PCHs em operação (307 MW) e 1 PCH em construção (20 MW), 15 Parques Eólicos em operação (556 MW) e 18 Parques Eólicos em construção (482 MW), 6 Usinas Termelétricas a Biomassa em operação (270 MW) e 2 Usinas Termelétricas a Biomassa em construção (100 MW), 1 projeto de energia solar em construção (1 MW).

Adicionalmente, a CPFL Renováveis possui projetos eólicos e de PCHs em desenvolvimento totalizando 2.953 MW, perfazendo um portfólio total de 4.689 MW.

A tabela abaixo ilustra o portfólio geral de ativos em operação, construção e desenvolvimento, e sua capacidade instalada, em 30 de setembro de 2012:

Em MW	PCH	Eólica	Biomassa	Solar	TOTAL
Em operação	307	556	270	-	<b>1.133</b>
Em construção	20	482	100	1	<b>603</b>
Em desenvolvimento	608	2.345	-	-	<b>2.953</b>
<b>TOTAL</b>	<b>935</b>	<b>3.383</b>	<b>370</b>	<b>1</b>	<b>4.689</b>

Nota: Incluindo a UTE Biomassa Ester (40 MW), cujo processo de aquisição já foi aprovado pela ANEEL.

#### PCH Salto Góes

A PCH Salto Góes, localizada no Estado de Santa Catarina, encontra-se em fase de construção (94% das obras realizadas – setembro de 2012), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 1T13. A potência instalada é de 20 MW e a energia assegurada é de 11,1 MWmédios. A energia foi vendida no Leilão de Fontes Alternativas ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 165,00/MWh – junho de 2012).

#### UTE Coopcana

A UTE Coopcana, localizada em São Carlos do Ivaí (Estado do Paraná), encontra-se em fase de construção (38% das obras realizadas – setembro de 2012), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 2T13. A potência instalada é de 50 MW e a garantia física é de 18 MWmédios.

#### UTE Alvorada

A UTE Alvorada, localizada em Araporã (Estado de Minas Gerais), encontra-se em fase de construção (41% das obras realizadas – setembro de 2012), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 2T13. A potência instalada é de 50 MW e a garantia física é de 18 MWmédios.

#### Parques Eólicos Complexo Macacos I (Macacos, Pedra Preta, Costa Branca e Juremas)

Os Parques Eólicos Complexo Macacos I (Macacos, Pedra Preta, Costa Branca e Juremas), localizados no Estado do Rio Grande do Norte, encontram-se em fase de construção (34% das obras realizadas – setembro de 2012), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o

3T13. A potência instalada é de 78,2 MW e a garantia física é de 37,5 MWmédios. A energia foi vendida no Leilão de Fontes Alternativas ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 150,40/MWh – junho de 2012).

### **Parque Eólico Campo dos Ventos II**

O Parque Eólico Campo dos Ventos II, localizado no Estado do Rio Grande do Norte, encontra-se em fase de construção (9% das obras realizadas – setembro de 2012), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 3T13. A potência instalada é de 30 MW e a garantia física é de 15 MWmédios. A energia foi vendida no 3º Leilão de Energia de Reserva ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 141,30/MWh – junho de 2012).

### **Parques Eólicos Complexo Atlântica (Atlântica I, II, IV e V)**

Os Parques Eólicos Complexo Atlântica (Atlântica I, II, IV e V), localizados no Estado do Rio Grande do Sul, encontram-se em fase de construção (21% das obras realizadas – setembro de 2012), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 2S13. A potência instalada é de 120 MW e a garantia física é de 52,7 MWmédios. A energia foi vendida no Leilão de Fontes Alternativas ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 152,70/MWh – junho de 2012).

### **Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos (Campo dos Ventos I, III e V)**

Os Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos (Campo dos Ventos I, III e V), localizados no Estado do Rio Grande do Norte, encontram-se em fase de construção (9% das obras realizadas – setembro de 2012), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 1T15. A potência instalada é de 82 MW e a garantia física é de 40,2 MWmédios.

### **Parques Eólicos Complexo São Benedito (Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica, Santa Úrsula, São Domingos e Ventos de São Martinho)**

Os Parques Eólicos Complexo São Benedito (Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica, Santa Úrsula, São Domingos e Ventos de São Martinho), localizados no Estado do Rio Grande do Norte, encontram-se em fase de construção (8% das obras realizadas – setembro de 2012), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 3T15. A potência instalada é de 172 MW e a garantia física é de 89,0 MWmédios.

## 12) ANEXOS

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

(em milhares de reais)



ATIVO	Consolidado		
	30/09/2012	31/12/2011	30/09/2011
<b>CIRCULANTE</b>			
Caixa e Equivalentes de Caixa	2.664.101	2.699.837	4.274.619
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	2.041.997	1.874.280	1.865.275
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	830	830	-
Títulos e Valores Mobiliários	39.664	47.521	44.744
Tributos a Compensar	275.611	277.463	208.659
Derivativos	7.852	3.733	256.791
Estoques	54.057	44.872	42.816
Arrendamentos	6.687	4.581	4.443
Outros Créditos	483.693	409.938	444.535
<b>TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>5.574.492</b>	<b>5.363.054</b>	<b>7.141.882</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	169.271	182.300	186.685
Depósitos Judiciais	1.257.214	1.128.616	1.079.399
Títulos e Valores Mobiliários	-	109.965	46.837
Tributos a Compensar	216.274	216.715	166.385
Derivativos	442.144	215.642	224
Créditos Fiscais Diferidos	1.287.411	1.176.535	1.096.980
Arrendamentos	35.087	24.521	24.729
Ativo Financeiro da Concessão	2.157.240	1.376.664	1.233.886
Entidade de Previdência Privada	3.416	3.416	5.800
Investimentos ao Custo	116.654	116.654	116.654
Outros Créditos	432.172	279.461	217.932
Imobilizado	9.439.624	8.292.076	6.982.472
Intangível	9.513.867	8.927.439	7.759.064
<b>TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>25.070.374</b>	<b>22.050.004</b>	<b>18.917.048</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>30.644.866</b>	<b>27.413.057</b>	<b>26.058.930</b>

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

(em milhares de reais)



	Consolidado		
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	30/09/2012	31/12/2011	30/09/2011
<b>PASSIVO</b>			
<b>CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	1.404.564	1.240.143	1.197.365
Encargos de Dívidas	144.696	141.902	147.854
Encargos de Debêntures	169.514	83.552	218.028
Empréstimos e Financiamentos	1.428.513	896.414	1.356.407
Debêntures	549.035	531.185	602.859
Entidade de Previdência Privada	46.187	40.695	37.967
Taxas Regulamentares	125.072	145.146	145.065
Impostos, Taxas e Contribuições	488.894	483.028	488.434
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	22.692	24.524	21.603
Obrigações Estimadas com Pessoal	96.326	70.771	121.574
Derivativos	-	-	-
Uso do Bem Público	28.813	28.738	27.212
Outras Contas a Pagar	601.420	813.338	513.208
<b>TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE</b>	<b>5.105.725</b>	<b>4.499.437</b>	<b>4.877.576</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	5.818	-	-
Encargos de Dívidas	56.566	23.627	16.118
Empréstimos e Financiamentos	8.485.413	7.382.455	6.603.497
Debêntures	6.247.604	4.548.651	4.441.440
Entidade de Previdência Privada	355.539	414.629	454.993
Impostos, Taxas e Contribuições	6.183	165	625
Débitos Fiscais Diferidos	1.232.440	1.038.101	651.892
Provisão para Contingências	357.139	338.121	314.068
Derivativos	-	24	43
Uso do Bem Público	457.733	440.926	437.301
Outras Contas a Pagar	134.330	174.410	164.100
<b>TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>17.338.765</b>	<b>14.361.110</b>	<b>13.084.079</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>			
Capital Social	4.793.424	4.793.424	4.793.424
Reservas de Capital	226.951	229.956	16
Reservas de Lucros	495.185	495.185	418.665
Dividendo Adicional Proposto	-	758.470	-
Reserva de Avaliação Patrimonial	837.828	790.123	1.104.691
Lucros (Prejuízos) Acumulados	337.274	-	417.060
	6.690.662	7.067.157	6.733.856
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	1.509.714	1.485.352	1.363.418
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>8.200.377</b>	<b>8.552.510</b>	<b>8.097.274</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>30.644.866</b>	<b>27.413.057</b>	<b>26.058.930</b>

## 12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado			9M12	9M11	Variação
	3T12	3T11	Variação			
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica <sup>(1)</sup>	3.940.073	3.824.174	3,03%	11.728.756	11.015.653	6,47%
Suprimento de Energia Elétrica	606.957	339.763	78,64%	1.506.638	914.567	64,74%
Receita com construção de infraestrutura	390.499	314.135	24,31%	981.550	778.153	26,14%
Outras Receitas Operacionais <sup>(1)</sup>	444.694	380.015	17,02%	1.290.045	1.174.968	9,79%
	<b>5.382.223</b>	<b>4.858.087</b>	<b>10,79%</b>	<b>15.506.988</b>	<b>13.883.340</b>	<b>11,69%</b>
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.537.570)	(1.565.864)	-1,81%	(4.707.897)	(4.523.475)	4,08%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>3.844.654</b>	<b>3.292.224</b>	<b>16,78%</b>	<b>10.799.091</b>	<b>9.359.864</b>	<b>15,38%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.524.471)	(1.278.806)	19,21%	(4.380.972)	(3.609.063)	21,39%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(395.045)	(356.810)	10,72%	(1.086.893)	(969.665)	12,09%
	<b>(1.919.516)</b>	<b>(1.635.616)</b>	<b>17,36%</b>	<b>(5.467.866)</b>	<b>(4.578.729)</b>	<b>19,42%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(169.647)	(169.265)	0,23%	(500.846)	(527.064)	-4,97%
Material	(26.574)	(27.864)	-4,63%	(71.543)	(69.400)	3,09%
Serviços de Terceiros	(133.165)	(110.738)	20,25%	(402.076)	(367.760)	9,33%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(160.989)	(78.438)	105,24%	(317.854)	(248.107)	28,11%
Custos com construção de infraestrutura	(390.499)	(314.135)	24,31%	(981.550)	(778.153)	26,14%
Entidade de Previdência Privada	2.502	22.352	-88,81%	7.542	67.056	-88,75%
Depreciação e Amortização	(229.441)	(149.902)	53,06%	(617.753)	(446.017)	38,50%
Amortização do Intangível da Concessão	(75.363)	(46.148)	63,31%	(210.089)	(138.174)	52,05%
	<b>(1.183.175)</b>	<b>(874.137)</b>	<b>35,35%</b>	<b>(3.094.168)</b>	<b>(2.507.619)</b>	<b>23,39%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>1.044.264</b>	<b>956.168</b>	<b>9,21%</b>	<b>3.057.356</b>	<b>2.790.652</b>	<b>9,56%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>741.963</b>	<b>782.471</b>	<b>-5,18%</b>	<b>2.237.057</b>	<b>2.273.517</b>	<b>-1,60%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	157.749	220.146	-28,34%	427.985	471.584	-9,25%
Despesas	(394.315)	(425.349)	-7,30%	(1.117.483)	(989.942)	12,88%
	<b>(236.566)</b>	<b>(205.203)</b>	<b>15,28%</b>	<b>(689.498)</b>	<b>(518.358)</b>	<b>33,02%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>505.397</b>	<b>577.268</b>	<b>-12,45%</b>	<b>1.547.559</b>	<b>1.755.159</b>	<b>-11,83%</b>
Contribuição Social	(50.176)	(52.966)	-5,27%	(153.845)	(163.648)	-5,99%
Imposto de Renda	(133.742)	(145.237)	-7,91%	(415.409)	(452.488)	-8,19%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>321.479</b>	<b>379.064</b>	<b>-15,19%</b>	<b>978.305</b>	<b>1.139.022</b>	<b>-14,11%</b>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>313.815</i>	<i>368.719</i>	<i>-14,89%</i>	<i>954.054</i>	<i>1.116.428</i>	<i>-14,54%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>7.664</i>	<i>10.346</i>	<i>-25,92%</i>	<i>24.252</i>	<i>22.594</i>	<i>7,34%</i>

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".

## 12.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado		
	3T12	Últ. 12M
<b>Saldo Inicial do Caixa</b>	<b>2.014.281</b>	<b>4.274.619</b>
Lucro Líquido Antes dos Tributos	505.397	2.154.357
Depreciação e Amortização	304.803	1.044.853
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	355.340	1.284.809
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(226.055)	(839.837)
Encargos de Dívidas Pagos	(183.127)	(1.110.956)
Outros	(92.422)	(357.123)
	158.539	21.746
<b>Total de Atividades Operacionais</b>	<b>663.936</b>	<b>2.176.103</b>
<b>Atividades de Investimentos</b>		
Aquisição de Participação Societária, Líquido do Caixa Adquirido	(83.958)	(1.686.163)
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(660.319)	(2.632.707)
Outros	55.632	(21.840)
<b>Total de Atividades de Investimentos</b>	<b>(688.645)</b>	<b>(4.340.710)</b>
<b>Atividades de Financiamento</b>		
Captação de Empréstimos e Debêntures	1.952.930	4.242.133
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(629.249)	(2.271.273)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(649.152)	(1.414.086)
Outros	-	(2.684)
<b>Total de Atividades de Financiamento</b>	<b>674.529</b>	<b>554.090</b>
<b>Geração de Caixa</b>	<b>649.820</b>	<b>(1.610.517)</b>
<b>Saldo Final do Caixa - 30/09/2012</b>	<b>2.664.101</b>	<b>2.664.101</b>

## 12.5) Demonstração de Resultados - Segmentos de Geração Convencional e CPFL Renováveis

(Pro-forma, em milhares de reais)



	Geração Convencional			CPFL Renováveis	Geração Total					
	3T12 <sup>(1)</sup>	3T11 <sup>(2)</sup>	Variação	3T12	3T12	3T11	Variação	9M12	9M11	Variação
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>										
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	379.858	377.677	0,58%	259.409	639.267	437.347	46,17%	1.716.333	1.170.759	46,60%
Outras Receitas Operacionais	661	600	10,10%	40	700	635	10,21%	2.606	1.805	44,39%
	<b>380.519</b>	<b>378.277</b>	<b>0,59%</b>	<b>259.448</b>	<b>639.967</b>	<b>437.983</b>	<b>46,12%</b>	<b>1.718.939</b>	<b>1.172.563</b>	<b>46,60%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(24.511)	(26.705)	-8,21%	(16.508)	(41.020)	(29.678)	38,22%	(108.572)	(74.423)	45,89%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>356.007</b>	<b>351.573</b>	<b>1,26%</b>	<b>242.940</b>	<b>598.947</b>	<b>408.304</b>	<b>46,69%</b>	<b>1.610.367</b>	<b>1.098.140</b>	<b>46,64%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>										
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(7.465)	(1.220)	512,11%	(16.390)	(23.855)	(5.040)	373,35%	(84.860)	(20.128)	321,60%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(18.587)	(18.681)	-0,50%	(9.871)	(28.458)	(20.340)	39,91%	(70.543)	(56.685)	24,45%
	(26.052)	(19.901)	30,91%	(26.261)	(52.313)	(25.380)	106,12%	(155.404)	(76.814)	102,31%
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>										
Pessoal	(9.499)	(10.221)	-7,07%	(10.526)	(20.025)	(19.038)	5,18%	(55.367)	(43.747)	26,56%
Material	(2.245)	(1.277)	75,77%	(2.859)	(5.104)	(1.484)	243,95%	(10.024)	(4.775)	109,93%
Serviços de Terceiros	(8.599)	(9.544)	-9,90%	(26.639)	(35.238)	(22.655)	55,54%	(90.756)	(45.940)	97,56%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(15.965)	(20.167)	-20,83%	(9.198)	(25.163)	(22.351)	12,58%	(61.012)	(68.026)	-10,31%
Entidade de Previdência Privada	360	620	-42,02%	-	360	620	-42,02%	1.079	1.862	-42,02%
Depreciação e Amortização	(61.701)	(57.923)	6,52%	(61.687)	(123.388)	(66.652)	85,12%	(323.640)	(187.430)	72,67%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.592)	(4.832)	-4,97%	(31.612)	(36.204)	(4.969)	628,58%	(92.613)	(14.638)	532,69%
	(102.242)	(103.345)	-1,07%	(142.521)	(244.762)	(136.528)	79,28%	(632.333)	(362.693)	74,34%
<b>EBITDA</b>	<b>293.647</b>	<b>290.463</b>	<b>1,10%</b>	<b>167.458</b>	<b>461.104</b>	<b>317.397</b>	<b>-725,16%</b>	<b>1.237.804</b>	<b>858.840</b>	<b>-649,64%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>227.713</b>	<b>228.328</b>	<b>-0,27%</b>	<b>74.159</b>	<b>301.872</b>	<b>246.397</b>	<b>22,51%</b>	<b>822.630</b>	<b>658.633</b>	<b>24,90%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>										
Receitas	10.377	17.356	-40,21%	14.608	24.985	34.491	-27,56%	74.633	82.486	-9,52%
Despesas	(108.465)	(133.287)	-18,62%	(83.138)	(191.603)	(146.970)	30,37%	(505.027)	(406.970)	24,09%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	(98.088)	(115.931)	-15,39%	(68.530)	(166.618)	(112.479)	48,13%	(430.394)	(324.484)	32,64%
<b>EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	<b>1.039</b>	<b>-</b>	<b>0,00%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,00%</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>0,00%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>130.665</b>	<b>112.396</b>	<b>16,25%</b>	<b>5.628</b>	<b>135.253</b>	<b>133.918</b>	<b>1,00%</b>	<b>392.236</b>	<b>334.150</b>	<b>17,38%</b>
Contribuição Social	(11.521)	(9.094)	26,69%	(1.905)	(13.426)	(10.417)	28,89%	(36.047)	(24.455)	47,40%
Imposto de Renda	(31.580)	(25.062)	26,01%	(809)	(32.390)	(28.047)	15,48%	(89.387)	(66.654)	34,11%
<b>LUCRO/(PREJUÍZO) LÍQUIDO</b>	<b>87.563</b>	<b>78.239</b>	<b>11,92%</b>	<b>2.914</b>	<b>89.437</b>	<b>95.454</b>	<b>-6,30%</b>	<b>266.802</b>	<b>243.041</b>	<b>9,78%</b>
<i>Lucro/(prejuízo) líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>80.967</i>	<i>73.673</i>	<i>9,90%</i>	<i>2.929</i>	<i>81.773</i>	<i>83.755</i>	<i>-2,37%</i>	<i>242.551</i>	<i>219.093</i>	<i>10,71%</i>
<i>Lucro/(prejuízo) líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>6.596</i>	<i>4.567</i>	<i>44,42%</i>	<i>(15)</i>	<i>7.664</i>	<i>11.699</i>	<i>-34,49%</i>	<i>24.251</i>	<i>23.947</i>	<i>1,27%</i>

### Notas:

- (1) Pro-forma: não inclui os ativos que, antes da associação da CPFL Energia com a ERSa, eram consolidados dentro do segmento de Geração e que, atualmente, são consolidados na CPFL Renováveis;
- (2) Pro-forma: Os valores reportados no 3T11 foram ajustados para fins de comparação. Excluem, portanto, os ativos que, em julho de 2011, antes da associação da CPFL Energia com a ERSa, eram consolidados dentro do segmento de Geração.

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



	Consolidado					
	3T12	3T11	Varição	9M12	9M11	Varição
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica <sup>(1)</sup>	3.701.241	3.641.909	1,63%	11.100.453	10.498.610	5,73%
Suprimento de Energia Elétrica	122.006	48.634	150,86%	248.779	139.016	78,96%
Receita com construção de infraestrutura	390.499	314.135	24,31%	981.550	778.153	26,14%
Outras Receitas Operacionais <sup>(1)</sup>	428.328	364.590	17,48%	1.205.526	1.105.511	9,05%
	<b>4.642.075</b>	<b>4.369.268</b>	<b>6,24%</b>	<b>13.536.307</b>	<b>12.521.290</b>	<b>8,11%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	<b>(1.469.345)</b>	<b>(1.513.808)</b>	<b>-2,94%</b>	<b>(4.524.946)</b>	<b>(4.386.262)</b>	<b>3,16%</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>3.172.729</b>	<b>2.855.460</b>	<b>11,11%</b>	<b>9.011.361</b>	<b>8.135.028</b>	<b>10,77%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.517.068)	(1.317.796)	15,12%	(4.365.624)	(3.707.717)	17,74%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(367.536)	(337.169)	9,01%	(1.019.433)	(915.040)	11,41%
	<b>(1.884.604)</b>	<b>(1.654.965)</b>	<b>13,88%</b>	<b>(5.385.058)</b>	<b>(4.622.757)</b>	<b>16,49%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(123.381)	(128.762)	-4,18%	(374.778)	(428.571)	-12,55%
Material	(19.301)	(24.330)	-20,67%	(57.044)	(56.895)	0,26%
Serviços de Terceiros	(109.130)	(93.729)	16,43%	(332.457)	(320.059)	3,87%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(132.691)	(55.830)	137,67%	(258.356)	(179.653)	43,81%
Custos com construção de infraestrutura	(390.499)	(314.135)	24,31%	(981.550)	(778.153)	26,14%
Entidade de Previdência Privada	2.142	21.732	-90,14%	6.466	65.195	-90,08%
Depreciação e Amortização	(103.966)	(81.746)	27,18%	(289.117)	(254.160)	13,75%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.045)	(4.881)	3,36%	(15.136)	(14.644)	3,36%
	<b>(881.870)</b>	<b>(681.682)</b>	<b>29,37%</b>	<b>(2.301.971)</b>	<b>(1.966.940)</b>	<b>17,03%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>513.124</b>	<b>583.708</b>	<b>-12,09%</b>	<b>1.622.119</b>	<b>1.748.941</b>	<b>-7,25%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>406.256</b>	<b>518.812</b>	<b>-21,70%</b>	<b>1.324.332</b>	<b>1.545.331</b>	<b>-14,30%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	112.968	124.101	-8,97%	299.871	311.874	-3,85%
Despesas	(162.393)	(216.470)	-24,98%	(478.349)	(478.837)	-0,10%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	<b>(49.425)</b>	<b>(92.369)</b>	<b>-46,49%</b>	<b>(178.478)</b>	<b>(166.963)</b>	<b>6,90%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>356.831</b>	<b>426.443</b>	<b>-16,32%</b>	<b>1.145.854</b>	<b>1.378.369</b>	<b>-16,87%</b>
Contribuição Social	(32.713)	(38.380)	-14,77%	(99.886)	(118.959)	-16,03%
Imposto de Renda	(89.008)	(103.600)	-14,09%	(271.816)	(324.115)	-16,14%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>235.109</b>	<b>284.463</b>	<b>-17,35%</b>	<b>774.152</b>	<b>935.294</b>	<b>-17,23%</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".

## 12.7) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora (Pro-forma, em milhares de reais)

### Resumo da Demonstração de Resultados por Distribuidora (Pro-forma - R\$ Mil)

CPFL PAULISTA						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>2.399.557</b>	<b>2.229.042</b>	<b>7,6%</b>	<b>6.999.574</b>	<b>6.302.302</b>	<b>11,1%</b>
Receita Operacional Líquida	1.671.429	1.459.760	14,5%	4.743.427	4.088.622	16,0%
Custo com Energia Elétrica	(994.843)	(873.140)	13,9%	(2.837.564)	(2.395.840)	18,4%
Custos e Despesas Operacionais	(467.360)	(333.178)	40,3%	(1.243.140)	(966.864)	28,6%
Resultado do Serviço	209.226	253.441	-17,4%	662.722	725.918	-8,7%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>256.799</b>	<b>276.229</b>	<b>-7,0%</b>	<b>797.289</b>	<b>798.263</b>	<b>-0,1%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>330.781</b>	<b>320.425</b>	<b>3,2%</b>	<b>990.551</b>	<b>806.000</b>	<b>22,9%</b>
Resultado Financeiro	(28.473)	(41.573)	-31,5%	(84.142)	(59.791)	40,7%
Lucro antes da Tributação	180.753	211.868	-14,7%	578.580	666.127	-13,1%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>120.809</b>	<b>142.362</b>	<b>-15,1%</b>	<b>390.025</b>	<b>447.510</b>	<b>-12,8%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>170.234</b>	<b>170.048</b>	<b>0,1%</b>	<b>515.872</b>	<b>438.499</b>	<b>17,6%</b>

CPFL PIRATININGA						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>1.006.594</b>	<b>981.043</b>	<b>2,6%</b>	<b>2.977.352</b>	<b>2.979.553</b>	<b>-0,1%</b>
Receita Operacional Líquida	634.573	628.490	1,0%	1.854.920	1.907.039	-2,7%
Custo com Energia Elétrica	(423.824)	(374.274)	13,2%	(1.227.693)	(1.046.448)	17,3%
Custos e Despesas Operacionais	(152.240)	(143.833)	5,8%	(392.653)	(444.848)	-11,7%
Resultado do Serviço	58.509	110.382	-47,0%	234.573	415.743	-43,6%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>78.398</b>	<b>122.335</b>	<b>-35,9%</b>	<b>294.030</b>	<b>453.614</b>	<b>-35,2%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>86.624</b>	<b>145.942</b>	<b>-40,6%</b>	<b>285.193</b>	<b>407.631</b>	<b>-30,0%</b>
Resultado Financeiro	(4.608)	(24.108)	-80,9%	(33.148)	(44.421)	-25,4%
Lucro antes da Tributação	53.901	86.274	-37,5%	201.425	371.322	-45,8%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>34.087</b>	<b>57.463</b>	<b>-40,7%</b>	<b>129.215</b>	<b>248.272</b>	<b>-48,0%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>41.076</b>	<b>70.481</b>	<b>-41,7%</b>	<b>124.027</b>	<b>215.394</b>	<b>-42,4%</b>

RGE						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>995.954</b>	<b>913.999</b>	<b>9,0%</b>	<b>2.858.266</b>	<b>2.541.844</b>	<b>12,4%</b>
Receita Operacional Líquida	692.348	597.054	16,0%	1.926.353	1.662.235	15,9%
Custo com Energia Elétrica	(371.830)	(326.756)	13,8%	(1.053.517)	(948.021)	11,1%
Custos e Despesas Operacionais	(207.266)	(154.998)	33,7%	(530.840)	(409.843)	29,5%
Resultado do Serviço	113.252	115.299	-1,8%	341.996	304.371	12,4%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>143.621</b>	<b>140.715</b>	<b>2,1%</b>	<b>428.870</b>	<b>383.087</b>	<b>12,0%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>149.912</b>	<b>141.454</b>	<b>6,0%</b>	<b>444.884</b>	<b>370.576</b>	<b>20,1%</b>
Resultado Financeiro	(11.127)	(22.684)	-51,0%	(46.146)	(56.108)	-17,8%
Lucro antes da Tributação	102.126	92.615	10,3%	295.849	248.262	19,2%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>67.378</b>	<b>61.164</b>	<b>10,2%</b>	<b>207.774</b>	<b>176.350</b>	<b>17,8%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>71.175</b>	<b>61.128</b>	<b>16,4%</b>	<b>217.131</b>	<b>162.509</b>	<b>33,6%</b>

CPFL SANTA CRUZ						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>106.084</b>	<b>99.661</b>	<b>6,4%</b>	<b>310.917</b>	<b>286.801</b>	<b>8,4%</b>
Receita Operacional Líquida	78.254	68.875	13,6%	220.077	196.686	11,9%
Custo com Energia Elétrica	(41.381)	(33.186)	24,7%	(117.977)	(98.105)	20,3%
Custos e Despesas Operacionais	(27.170)	(20.247)	34,2%	(64.421)	(59.889)	7,6%
Resultado do Serviço	9.704	15.442	-37,2%	37.679	38.692	-2,6%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>13.967</b>	<b>17.484</b>	<b>-20,1%</b>	<b>45.014</b>	<b>45.050</b>	<b>-0,1%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>10.812</b>	<b>16.747</b>	<b>-35,4%</b>	<b>36.899</b>	<b>40.821</b>	<b>-9,6%</b>
Resultado Financeiro	(2.246)	(2.443)	-8,0%	(5.539)	(4.024)	37,6%
Lucro antes da Tributação	7.458	12.999	-42,6%	32.140	34.668	-7,3%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>4.659</b>	<b>8.558</b>	<b>-45,6%</b>	<b>21.543</b>	<b>23.669</b>	<b>-9,0%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>2.989</b>	<b>8.087</b>	<b>-63,0%</b>	<b>16.865</b>	<b>21.094</b>	<b>-20,0%</b>

#### Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização e resultado de entidade de previdência privada;
- (2) O EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios) considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios;
- (3) O Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios) considera os ativos e passivos regulatórios.

## Resumo da Demonstração de Resultados por Distribuidora (Pro-forma - R\$ Mil)

CPFL LESTE PAULISTA						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>33.353</b>	<b>37.495</b>	<b>-11,0%</b>	<b>96.360</b>	<b>100.853</b>	<b>-4,5%</b>
Receita Operacional Líquida	25.564	27.830	-8,1%	70.351	72.921	-3,5%
Custo com Energia Elétrica	(13.604)	(11.811)	15,2%	(34.842)	(29.940)	16,4%
Custos e Despesas Operacionais	(7.349)	(9.688)	-24,1%	(21.014)	(25.993)	-19,2%
Resultado do Serviço	4.611	6.332	-27,2%	14.495	16.988	-14,7%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>5.979</b>	<b>7.310</b>	<b>-18,2%</b>	<b>17.891</b>	<b>19.980</b>	<b>-10,5%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>5.716</b>	<b>9.472</b>	<b>-39,6%</b>	<b>15.148</b>	<b>23.199</b>	<b>-34,7%</b>
Resultado Financeiro	(1.516)	(780)	94,5%	(5.201)	(2.017)	157,8%
Lucro antes da Tributação	3.094	5.552	-44,3%	9.294	14.971	-37,9%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>2.099</b>	<b>3.616</b>	<b>-42,0%</b>	<b>6.215</b>	<b>10.142</b>	<b>-38,7%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>2.002</b>	<b>5.148</b>	<b>-61,1%</b>	<b>4.571</b>	<b>12.463</b>	<b>-63,3%</b>

CPFL SUL PAULISTA						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>41.318</b>	<b>48.167</b>	<b>-14,2%</b>	<b>122.835</b>	<b>134.313</b>	<b>-8,5%</b>
Receita Operacional Líquida	29.963	34.691	-13,6%	85.017	94.004	-9,6%
Custo com Energia Elétrica	(16.244)	(14.752)	10,1%	(47.205)	(43.211)	9,2%
Custos e Despesas Operacionais	(8.049)	(12.018)	-33,0%	(21.816)	(30.700)	-28,9%
Resultado do Serviço	5.669	7.920	-28,4%	15.996	20.094	-20,4%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>7.226</b>	<b>8.644</b>	<b>-16,4%</b>	<b>18.667</b>	<b>22.402</b>	<b>-16,7%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>6.426</b>	<b>9.078</b>	<b>-29,2%</b>	<b>17.530</b>	<b>22.615</b>	<b>-22,5%</b>
Resultado Financeiro	(482)	(436)	10,5%	(1.521)	(531)	186,3%
Lucro antes da Tributação	5.188	7.485	-30,7%	14.475	19.563	-26,0%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>3.371</b>	<b>4.941</b>	<b>-31,8%</b>	<b>9.852</b>	<b>13.266</b>	<b>-25,7%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>2.875</b>	<b>5.224</b>	<b>-45,0%</b>	<b>9.199</b>	<b>13.298</b>	<b>-30,8%</b>

CPFL JAGUARI						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>39.168</b>	<b>38.580</b>	<b>1,5%</b>	<b>112.714</b>	<b>115.142</b>	<b>-2,1%</b>
Receita Operacional Líquida	26.880	24.897	8,0%	73.643	74.426	-1,1%
Custo com Energia Elétrica	(16.936)	(14.956)	13,2%	(49.094)	(43.787)	12,1%
Custos e Despesas Operacionais	(5.685)	(3.937)	44,4%	(13.180)	(15.092)	-12,7%
Resultado do Serviço	4.258	6.004	-29,1%	11.370	15.547	-26,9%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>5.226</b>	<b>6.519</b>	<b>-19,8%</b>	<b>13.238</b>	<b>17.162</b>	<b>-22,9%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>4.137</b>	<b>6.969</b>	<b>-40,6%</b>	<b>10.553</b>	<b>17.375</b>	<b>-39,3%</b>
Resultado Financeiro	(594)	(174)	240,4%	(1.439)	143	-1109,5%
Lucro antes da Tributação	3.664	5.830	-37,1%	9.931	15.690	-36,7%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>2.328</b>	<b>3.840</b>	<b>-39,4%</b>	<b>6.613</b>	<b>10.661</b>	<b>-38,0%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>1.650</b>	<b>4.127</b>	<b>-60,0%</b>	<b>4.919</b>	<b>10.809</b>	<b>-54,5%</b>

CPFL MOCOCA						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>24.328</b>	<b>25.278</b>	<b>-3,8%</b>	<b>70.948</b>	<b>71.009</b>	<b>-0,1%</b>
Receita Operacional Líquida	17.633	17.521	0,6%	49.161	48.718	0,9%
Custo com Energia Elétrica	(9.540)	(9.408)	1,4%	(27.670)	(26.254)	5,4%
Custos e Despesas Operacionais	(7.067)	(4.121)	71,5%	(15.989)	(14.486)	10,4%
Resultado do Serviço	1.026	3.992	-74,3%	5.501	7.978	-31,0%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>1.908</b>	<b>4.473</b>	<b>-57,4%</b>	<b>7.121</b>	<b>9.382</b>	<b>-24,1%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>3.477</b>	<b>4.573</b>	<b>-24,0%</b>	<b>10.415</b>	<b>9.563</b>	<b>8,9%</b>
Resultado Financeiro	(380)	(171)	122,1%	(1.343)	(212)	532,4%
Lucro antes da Tributação	646	3.820	-83,1%	4.158	7.766	-46,5%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>380</b>	<b>2.520</b>	<b>-84,9%</b>	<b>2.913</b>	<b>5.423</b>	<b>-46,3%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>1.450</b>	<b>2.596</b>	<b>-44,2%</b>	<b>5.171</b>	<b>5.577</b>	<b>-7,3%</b>

## Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização e resultado de entidade de previdência privada;
- (2) O EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios) considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios;
- (3) O Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios) considera os ativos e passivos regulatórios.

## 12.8) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh)

CPFL Paulista						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
Residencial	1.958	1.918	2,1%	5.987	5.643	6,1%
Industrial	3.050	3.049	0,0%	8.974	8.893	0,9%
Comercial	1.177	1.167	0,9%	3.756	3.605	4,2%
Outros	1.000	1.032	-3,0%	2.929	2.846	2,9%
<b>Total</b>	<b>7.186</b>	<b>7.166</b>	<b>0,3%</b>	<b>21.646</b>	<b>20.987</b>	<b>3,1%</b>

CPFL Piratininga						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
Residencial	870	841	3,4%	2.685	2.532	6,1%
Industrial	2.109	2.093	0,8%	6.220	6.210	0,2%
Comercial	497	473	5,1%	1.588	1.488	6,7%
Outros	264	262	0,8%	801	777	3,1%
<b>Total</b>	<b>3.740</b>	<b>3.670</b>	<b>1,9%</b>	<b>11.293</b>	<b>11.006</b>	<b>2,6%</b>

RGE						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
Residencial	534	528	1,1%	1.580	1.507	4,8%
Industrial	899	927	-3,0%	2.527	2.711	-6,8%
Comercial	313	294	6,4%	996	912	9,3%
Outros	582	544	6,9%	1.829	1.687	8,4%
<b>Total</b>	<b>2.328</b>	<b>2.293</b>	<b>1,5%</b>	<b>6.932</b>	<b>6.816</b>	<b>1,7%</b>

CPFL Santa Cruz						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
Residencial	78	75	4,6%	235	223	5,2%
Industrial	52	53	-2,5%	152	154	-0,7%
Comercial	37	35	4,6%	118	112	5,0%
Outros	82	92	-11,2%	252	248	1,6%
<b>Total</b>	<b>248</b>	<b>255</b>	<b>-2,6%</b>	<b>758</b>	<b>738</b>	<b>2,7%</b>

CPFL Jaguarí						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
Residencial	19	19	4,7%	58	55	4,4%
Industrial	91	78	15,9%	268	244	9,9%
Comercial	10	9	10,3%	31	30	3,5%
Outros	9	9	0,2%	28	28	1,0%
<b>Total</b>	<b>129</b>	<b>115</b>	<b>12,4%</b>	<b>384</b>	<b>356</b>	<b>7,9%</b>

CPFL Mococa						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
Residencial	17	16	2,5%	49	48	2,5%
Industrial	15	16	-4,8%	46	46	-0,8%
Comercial	7	7	3,2%	22	21	4,9%
Outros	16	16	-0,1%	43	42	1,6%
<b>Total</b>	<b>55</b>	<b>55</b>	<b>-0,3%</b>	<b>160</b>	<b>157</b>	<b>1,6%</b>

CPFL Leste Paulista						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
Residencial	22	22	2,0%	66	65	2,0%
Industrial	20	19	2,8%	56	54	4,4%
Comercial	10	10	1,3%	30	29	4,7%
Outros	33	36	-6,9%	81	83	-1,9%
<b>Total</b>	<b>85</b>	<b>86</b>	<b>-1,6%</b>	<b>234</b>	<b>230</b>	<b>1,5%</b>

CPFL Sul Paulista						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
Residencial	33	31	6,5%	96	91	5,6%
Industrial	52	53	-2,5%	152	158	-3,6%
Comercial	12	12	4,2%	39	38	4,3%
Outros	22	22	2,5%	68	66	2,8%
<b>Total</b>	<b>119</b>	<b>117</b>	<b>1,4%</b>	<b>355</b>	<b>352</b>	<b>0,8%</b>

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

CPFL Paulista						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
Residencial	1.958	1.918	2,1%	5.987	5.643	6,1%
Industrial	1.100	1.277	-13,8%	3.403	3.667	-7,2%
Comercial	1.115	1.121	-0,6%	3.579	3.455	3,6%
Outros	986	1.018	-3,1%	2.881	2.800	2,9%
<b>Total</b>	<b>5.159</b>	<b>5.334</b>	<b>-3,3%</b>	<b>15.849</b>	<b>15.565</b>	<b>1,8%</b>

CPFL Piratininga						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
Residencial	870	841	3,4%	2.685	2.532	6,1%
Industrial	614	716	-14,2%	1.904	2.121	-10,3%
Comercial	454	436	4,2%	1.453	1.365	6,5%
Outros	259	257	0,6%	783	761	2,9%
<b>Total</b>	<b>2.196</b>	<b>2.249</b>	<b>-2,4%</b>	<b>6.825</b>	<b>6.779</b>	<b>0,7%</b>

RGE						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
Residencial	534	528	1,1%	1.580	1.507	4,8%
Industrial	458	546	-16,1%	1.402	1.612	-13,0%
Comercial	305	292	4,3%	976	906	7,7%
Outros	582	544	6,9%	1.829	1.687	8,4%
<b>Total</b>	<b>1.878</b>	<b>1.910</b>	<b>-1,7%</b>	<b>5.786</b>	<b>5.712</b>	<b>1,3%</b>

CPFL Santa Cruz						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
Residencial	78	75	4,6%	235	223	5,2%
Industrial	45	48	-6,9%	131	139	-5,8%
Comercial	37	35	4,6%	118	112	5,0%
Outros	82	92	-11,2%	252	248	1,6%
<b>Total</b>	<b>241</b>	<b>250</b>	<b>-3,5%</b>	<b>737</b>	<b>723</b>	<b>1,8%</b>

CPFL Jaguari						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
Residencial	19	19	4,7%	58	55	4,4%
Industrial	71	70	0,9%	208	209	-0,4%
Comercial	10	9	10,3%	31	30	3,5%
Outros	9	9	0,2%	28	28	1,0%
<b>Total</b>	<b>110</b>	<b>107</b>	<b>2,3%</b>	<b>324</b>	<b>321</b>	<b>0,9%</b>

CPFL Mococa						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
Residencial	17	16	2,5%	49	48	2,5%
Industrial	10	16	-36,6%	36	46	-21,8%
Comercial	7	7	3,2%	22	21	4,9%
Outros	16	16	-0,1%	43	42	1,6%
<b>Total</b>	<b>50</b>	<b>55</b>	<b>-9,6%</b>	<b>150</b>	<b>157</b>	<b>-4,5%</b>

CPFL Leste Paulista						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
Residencial	22	22	2,0%	66	65	2,0%
Industrial	6	6	7,1%	18	20	-7,1%
Comercial	10	10	1,3%	30	29	4,7%
Outros	33	36	-6,9%	81	83	-1,9%
<b>Total</b>	<b>71</b>	<b>73</b>	<b>-2,0%</b>	<b>196</b>	<b>197</b>	<b>-0,2%</b>

CPFL Sul Paulista						
	3T12	3T11	Var.	9M12	9M11	Var.
Residencial	33	31	6,5%	96	91	5,6%
Industrial	22	28	-20,0%	68	85	-20,3%
Comercial	12	12	4,2%	39	38	4,3%
Outros	22	22	2,5%	68	66	2,8%
<b>Total</b>	<b>90</b>	<b>92</b>	<b>-2,8%</b>	<b>271</b>	<b>280</b>	<b>-3,1%</b>