

São Paulo, 12 de março de 2012 – A CPFL Energia S.A. (BM&FBOVESPA: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 4T11/2011**. 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 4T10/2010, salvo indicação contrária.

## CPFL ENERGIA ANUNCIA LUCRO LÍQUIDO DE R\$ 443 MILHÕES NO 4T11

Indicadores (R\$ Milhões)	4T11	4T10	Var.	2011	2010	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	13.947	13.339	4,6%	54.590	52.044	4,9%
Mercado Cativo	10.183	9.869	3,2%	39.917	39.250	1,7%
TUSD	3.764	3.469	8,5%	14.674	12.794	14,7%
Vendas de Comercialização e Geração - GWh	3.186	3.200	-0,5%	12.173	12.262	-0,7%
Receita Operacional Bruta	4.983	4.591	8,5%	18.866	17.557	7,5%
Receita Operacional Líquida	3.404	3.179	7,1%	12.764	12.024	6,2%
EBITDA (IFRS) <sup>(1)</sup>	978	810	20,8%	3.769	3.350	12,5%
EBITDA (IFRS+ Ativos e Passivos Regulatórios - Não-Recorrentes) <sup>(2)</sup>	989	833	18,6%	3.786	3.297	14,8%
Lucro Líquido (IFRS)	443	362	22,6%	1.582	1.560	1,4%
Lucro Líquido (IFRS+ Ativos e Passivos Regulatórios - Não-Recorrentes) <sup>(3)</sup>	448	374	19,8%	1.583	1.517	4,4%
Investimentos	703	524	34,0%	1.905	1.801	5,8%

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 4T11

- Crescimento de 4,6% nas vendas na área de concessão;
- Aquisição do Complexo Eólico Atlântica (120 MW de potência instalada em construção) pela CPFL Renováveis, em janeiro de 2012;
- Aquisição do Complexo Eólico Bons Ventos (157,5 MW de potência instalada em operação) por R\$ 1.062 milhões pela CPFL Renováveis, em fevereiro de 2012;
- Aquisição dos ativos de co-geração à biomassa da Usina Ester (40 MW de potência instalada em operação) por R\$ 111,5 milhões pela CPFL Renováveis, em março de 2012;
- Distribuição de R\$ 1.506 milhões em dividendos, referentes a 2011, com *dividend yield* de 7,1% (LTM);
- Investimentos de R\$ 703 milhões no 4T11 e de R\$ 1.905 milhões em 2011. *Capex* estimado em R\$ 8.310 milhões entre 2012-2016;
- Aumento de participação na CPFL Renováveis para 63,0%, considerando a conclusão da aquisição da Jantus, e na Epasa para 52,75%, em dezembro/2011;
- Conclusão da transação de aquisição da PCH Santa Luzia, em dezembro de 2011;
- Financiamento de R\$ 85 milhões aprovado pelo BNDES para a construção da PCH Salto Góes;
- Valorização de 34,0% das ações da CPFL Energia na BM&FBOVESPA, superando o Ibovespa (-18,1%) e o IEE (19,7%) em 2011; valorização de 25,9% dos ADRs na NYSE, superando o DJ Br20 (-20,6%) e o Dow Jones (5,5%);
- Manutenção das ações da CPFL Energia na carteira do ISE (Índice de Sustentabilidade Empresarial, da BM&FBOVESPA), pelo 7º ano consecutivo.

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

- Terça-feira, 13 de março de 2012 – 11h00 (Brasília), 10h00 (EDT)
- ☎ Português: 55-11-4688-6361 (Brasil)
- ☎ Inglês: 1-888-700-0802 (EUA) e 1-786-924-6977 (Outros Países)
- Webcast: [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri)

#### Área de Relações com Investidores

55-19-3756-6083  
[ri@cpfl.com.br](mailto:ri@cpfl.com.br)  
[www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri)

## ÍNDICE

1) VENDAS DE ENERGIA .....	3
1.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras .....	3
1.1.1) Vendas no Mercado Cativo .....	3
1.1.2) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão .....	4
1.1.3) TUSD por Distribuidora .....	4
1.2) Vendas de Comercialização e Geração – Exclusive Partes Relacionadas .....	4
2) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS .....	5
2.1) Consolidação da CPFL Renováveis .....	6
3) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO .....	7
3.1) Receita Operacional .....	8
3.2) Custo com Energia Elétrica .....	9
3.3) Custos e Despesas Operacionais .....	10
3.4) Ativos e Passivos Regulatórios .....	11
3.5) EBITDA .....	12
3.6) Resultado Financeiro .....	12
3.7) Tributação sobre o Resultado .....	13
3.8) Lucro Líquido .....	13
4) ENDIVIDAMENTO .....	13
4.1) Dívida Financeira (Incluindo <i>Hedge</i> ) .....	13
4.2) Dívida Total (Dívida Financeira + <i>Hedge</i> + Dívida com Entidade de Previdência Privada) .....	16
4.3) Dívida Líquida – critério em consonância com o cálculo dos <i>covenants</i> financeiros .....	17
4.4) Nova Captação .....	17
5) INVESTIMENTOS .....	17
6) FLUXO DE CAIXA .....	19
7) DIVIDENDOS .....	20
8) MERCADO DE CAPITAIS .....	21
8.1) Desempenho das Ações .....	21
8.3) <i>Ratings</i> .....	22
9) GOVERNANÇA CORPORATIVA .....	23
10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA – 31/12/2011 .....	24
11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO .....	25
11.1) Segmento de Distribuição .....	25
11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	25
11.1.2) Revisão Tarifária .....	29
11.1.3) Reajuste Tarifário .....	30
11.2) Segmento de Comercialização e Serviços (exclusive CPFL Renováveis) .....	32
11.3) Segmento de Geração Convencional (exclusive CPFL Renováveis) .....	33
11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	33
11.4) CPFL Renováveis .....	35
11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	35
11.4.2) Status dos Projetos de Geração .....	37
11.4.3) Eventos Subsequentes .....	38
12) ANEXOS .....	41
12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia .....	41
12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia .....	42
12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia .....	43
12.4) Demonstração de Resultados - Segmentos de Geração Convencional (exclusive CPFL Renováveis) e CPFL Renováveis .....	44
12.5) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição Consolidado .....	45
12.6) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora .....	46
12.7) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh) .....	48

## 1) VENDAS DE ENERGIA

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

Vendas na Área de Concessão - GWh						
	4T11	4T10	Var.	2011	2010	Var.
Residencial	3.461	3.286	5,3%	13.626	12.983	4,9%
Industrial	6.285	6.116	2,8%	24.752	23.814	3,9%
Comercial	2.171	2.033	6,8%	8.405	7.885	6,6%
Outros	2.031	1.905	6,6%	7.807	7.362	6,1%
<b>Total</b>	<b>13.947</b>	<b>13.339</b>	<b>4,6%</b>	<b>54.590</b>	<b>52.044</b>	<b>4,9%</b>

No 4T11, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 13.947 GWh, um aumento de 4,6%.

Vendas na Área de Concessão - GWh						
	4T11	4T10	Var.	2011	2010	Var.
Mercado Cativo	10.183	9.869	3,2%	39.917	39.250	1,7%
TUSD	3.764	3.469	8,5%	14.674	12.794	14,7%
<b>Total</b>	<b>13.947</b>	<b>13.339</b>	<b>4,6%</b>	<b>54.590</b>	<b>52.044</b>	<b>4,9%</b>

No 4T11, as vendas para o mercado cativo totalizaram 10.183 GWh, um aumento de 3,2%.

A quantidade de energia, em GWh, correspondente ao consumo dos clientes livres na área de atuação das distribuidoras do grupo, faturadas por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), atingiu 3.764 GWh no 4T11, um aumento de 8,5%, reflexo da migração de clientes para o mercado livre.

#### 1.1.1) Vendas no Mercado Cativo

Mercado Cativo - GWh						
	4T11	4T10	Var.	2011	2010	Var.
Residencial	3.461	3.286	5,3%	13.626	12.983	4,9%
Industrial	2.636	2.754	-4,3%	10.536	11.393	-7,5%
Comercial	2.077	1.945	6,7%	8.031	7.587	5,9%
Outros	2.009	1.884	6,7%	7.724	7.287	6,0%
<b>Total</b>	<b>10.183</b>	<b>9.869</b>	<b>3,2%</b>	<b>39.917</b>	<b>39.250</b>	<b>1,7%</b>

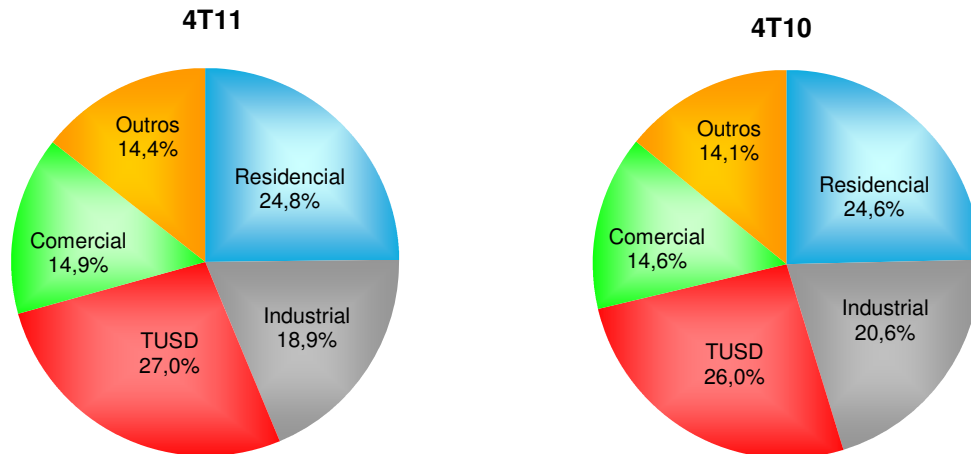
Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.7.

No mercado cativo, destacam-se os crescimentos das classes residencial e comercial que, juntas, representam 54,4% do total consumido pelos clientes cativos das distribuidoras do grupo:

- **Classes residencial e comercial:** aumentos de 5,3% e 6,7%, respectivamente, favorecidos 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, compensado parcialmente pelas temperaturas mais baixas.
- **Classe industrial:** redução de 4,3%, reflexo da migração de clientes para o mercado livre e da

desaceleração da produção industrial.

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



### 1.1.3) TUSD por Distribuidora

TUSD por Distribuidora - GWh						
	4T11	4T10	Var.	2011	2010	Var.
CPFL Paulista	1.895	1.774	6,8%	7.318	6.339	15,4%
CPFL Piratininga	1.422	1.339	6,2%	5.649	5.183	9,0%
RGE	385	310	24,2%	1.489	1.111	34,0%
CPFL Santa Cruz	7	5	42,6%	22	19	14,0%
CPFL Jaguarí	19	16	15,6%	54	68	-20,9%
CPFL Mococa	-	-	0,0%	-	-	0,0%
CPFL Leste Paulista	13	1	1392,1%	47	1	5215,7%
CPFL Sul Paulista	23	25	-5,4%	96	73	32,1%
<b>Total</b>	<b>3.764</b>	<b>3.469</b>	<b>8,5%</b>	<b>14.674</b>	<b>12.794</b>	<b>14,7%</b>

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

Vendas de Comercialização e Geração - GWh						
	4T11	4T10	Var.	2011	2010	Var.
Total	3.186	3.200	-0,5%	12.173	12.262	-0,7%

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). Inclui as vendas da CPFL Renováveis consolidadas em outubro e novembro, considerando 54,5%, e em dezembro, considerando 63,0% (exclusive partes relacionadas).

No 4T11, as vendas de comercialização e geração totalizaram 3.186 GWh, uma redução de 0,5%, devido principalmente à redução das vendas por meio de contratos bilaterais de curto prazo da comercialização, ainda vigentes em 2010, e que venceram ao longo de 2011. Já as vendas para clientes livres tiveram alta, decorrente do aumento do número de clientes em carteira em 2011 comparado a 2010 (de 129 para 140).

## 2) 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 31 de dezembro 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.

Distribuição de Energia	Tipo de Sociedade	Participação Societária	Localização (Estado)	Nº de municípios	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	3.768	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior de S. Paulo	27	1.483	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	1.314	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	186	16 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	52	16 anos	Julho de 2015
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Jaguarí")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo	2	34	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	75	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	42	16 anos	Julho de 2015

Geração de energia	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%**	São Paulo	1 Hidrelétrica	903 MW	63 MW
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 63%	-	-	-	-

(\*) PCH - Pequena Central Hidrelétrica

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

<b>Comercialização de Energia e Serviços</b>	<b>Tipo de Sociedade</b>	<b>Atividade preponderante</b>	<b>Participação Societária</b>
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia, consultoria e assessoramento a agentes no setor 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%
Chumpitaz Serviços S.A. ("Chumpitaz")	Sociedade por ações de capital fechado	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%
<b>Outras</b>	<b>Tipo de Sociedade</b>	<b>Atividade preponderante</b>	<b>Participação</b>
CPFL Jaguariuna S.A. ("CPFL Jaguariuna")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Direta 100%
Companhia Jaguarí de Geração de Energia ("Jaguarí Geração")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Direta 100%
Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Indireta 51%
CPFL Bio Anicuns S.A. ("Anicuns")	Sociedade por ações de capital fechado	Estudos e projetos para geração de energia	Indireta 100%
CPFL Bio Itapaci S.A. ("Itapaci")	Sociedade por ações de capital fechado	Estudos e projetos para geração de energia	Indireta 100%
Sul Geradora Participações S.A. ("Sul Geradora")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Indireta 99,95%

## 2.1) 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 foi concluída a aquisição da Jantus e 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.

### 3) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (R\$ Mil)						
	4T11	4T10	Var.	2011	2010	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>4.982.643</b>	<b>4.591.377</b>	<b>8,5%</b>	<b>18.865.982</b>	<b>17.556.678</b>	<b>7,5%</b>
Receita Operacional Líquida	3.404.164	3.178.570	7,1%	12.764.028	12.023.729	6,2%
Custo com Energia Elétrica	(1.642.241)	(1.639.930)	0,1%	(6.220.970)	(6.222.490)	0,0%
Custos e Despesas Operacionais	(984.893)	(907.107)	8,6%	(3.492.512)	(3.061.924)	14,1%
Resultado do Serviço	777.030	631.533	23,0%	3.050.547	2.739.315	11,4%
<b>EBITDA (IFRS) <sup>(1)</sup></b>	<b>978.145</b>	<b>809.811</b>	<b>20,8%</b>	<b>3.768.797</b>	<b>3.350.479</b>	<b>12,5%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)<sup>(2)</sup></b>	<b>988.581</b>	<b>833.374</b>	<b>18,6%</b>	<b>3.786.311</b>	<b>3.297.399</b>	<b>14,8%</b>
Resultado Financeiro	(170.231)	(114.712)	48,4%	(688.590)	(353.943)	94,5%
Lucro Antes da Tributação	606.798	516.821	17,4%	2.361.957	2.385.372	-1,0%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>443.362</b>	<b>361.623</b>	<b>22,6%</b>	<b>1.582.384</b>	<b>1.560.037</b>	<b>1,4%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)<sup>(3)</sup></b>	<b>448.134</b>	<b>374.021</b>	<b>19,8%</b>	<b>1.583.455</b>	<b>1.517.414</b>	<b>4,4%</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.

AJUSTES GERENCIAIS NO RESULTADO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (R\$ Mil)	EBITDA		Lucro Líquido	
	4T11	4T10	4T11	4T10
<b>Valor reportado</b>	<b>978</b>	<b>810</b>	<b>443</b>	<b>362</b>
<b>(-) Efeitos não-recorrentes</b>				
Prestação de serviços de terceiros relacionados à estruturação das operações com a ERSa e com a Jantus	(9)	-	(6)	-
Ganho com a alienação de ativos - venda imóvel em Santos (CPFL Piratininga)	-	11	-	7
<b>(=) Total efeitos não-recorrentes</b>	<b>(9)</b>	<b>11</b>	<b>(6)</b>	<b>7</b>
<b>(+) Ativos e Passivos Regulatórios</b>				
Rito provisório da CPFL Piratininga - Receita Líquida	(29)	-	(19)	-
Outros Ativos e Passivos Regulatórios	30	35	18	20
<b>(+) Ativos e Passivos Regulatórios</b>	<b>1</b>	<b>35</b>	<b>(1)</b>	<b>20</b>
<b>(=) Total de ajustes</b>	<b>10</b>	<b>24</b>	<b>5</b>	<b>13</b>
<b>Valor ajustado</b>	<b>989</b>	<b>833</b>	<b>448</b>	<b>374</b>

AJUSTES GERENCIAIS NO RESULTADO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (R\$ Mil)	EBITDA		Lucro Líquido	
	2011	2010	2011	2010
<b>Valor reportado</b>	<b>3.769</b>	<b>3.350</b>	<b>1.582</b>	<b>1.560</b>
<b>(-) Efeitos não-recorrentes</b>				
Programa de Aposentadoria Incentivada (PAI)	(51)	-	(33)	-
Prestação de serviços de terceiros relacionados à estruturação das operações com a ERSa e com a Jantus	(18)	-	(12)	-
Provisão para contingência de ISS da controlada em conjunto Enercan	(10)	-	(6)	-
Diferença de custo de energia da Epasa de 2010 (líquido de encargos)	11	-	7	-
Ajustes contábeis de depreciação e UBP das usinas	-	-	(14)	-
Provisão para contingência trabalhista relacionada a um acordo judicial celebrado com o Sindicato dos Engenheiros de São Paulo (CPFL Paulista)	-	(20)	-	(13)
Estorno de provisão referente ao passivo dos créditos de PIS/Cofins sobre encargos setoriais (CPFL Paulista e CPFL Piratininga)	-	40	-	29
Ganho com a alienação de ativos - venda imóvel em Santos (CPFL Piratininga)	-	11	-	7
<b>(=) Total efeitos não-recorrentes</b>	<b>(68)</b>	<b>31</b>	<b>(58)</b>	<b>23</b>
<b>(+) Ativos e Passivos Regulatórios</b>	<b>(50)</b>	<b>(22)</b>	<b>(57)</b>	<b>(19)</b>
<b>(=) Total de ajustes</b>	<b>18</b>	<b>(53)</b>	<b>1</b>	<b>(42)</b>
<b>Valor ajustado</b>	<b>3.786</b>	<b>3.297</b>	<b>1.583</b>	<b>1.517</b>

### 3.1) Receita Operacional

A receita operacional bruta no 4T11 atingiu R\$ 4.983 milhões, representando um aumento de 8,5% (R\$ 391 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\$ 4.631 milhões, um crescimento de 9,1% (R\$ 384 milhões).

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

- Reajustes tarifários das distribuidoras;
- Aumento de 3,2% no volume de vendas para o mercado cativo;
- Aumento de 4,1% (R\$ 13 milhões) na receita bruta de TUSD de clientes livres, devido principalmente à migração de clientes cativos para o mercado livre;
- Aumento de 75,1% (R\$ 28 milhões) nas outras receitas e rendas;
- Receita adicional bruta:
  - **No Segmento de Geração Convencional**, no valor de R\$ 22 milhões (R\$ 21 milhões líquidos de impostos), devido ao início das operações da UHE Foz do Chapecó, em outubro de 2010, e das operações das 2 termelétricas da Epasa, em janeiro de 2011;
  - **Na CPFL Renováveis**, no valor de R\$ 83 milhões (R\$ 79 milhões líquidos de impostos),



devido: (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; e (ii) à entrada em operação da UTE Bio Formosa, em setembro de 2011 e da UTE Bio Buriti, em outubro de 2011.

É importante destacar que parte das vendas desses empreendimentos de geração é feita para empresas do Grupo, sendo a receita correspondente eliminada na consolidação.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 1.578 milhões, representando um aumento de 11,7% (R\$ 166 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores: (i) aumento de 10,0% nos impostos incidentes sobre a receita (R\$ 106 milhões); (ii) aumento de 12,9% nos encargos setoriais de CCC e CDE (R\$ 37 milhões); (iii) aumento na RGR (R\$ 24 milhões); e (iv) aumento de 37,8% nos valores referentes ao Proinfa (R\$ 5 milhões). Esses aumentos foram parcialmente compensados pela redução de 14,4% no valor referente ao programa de P&D e eficiência energética (R\$ 6 milhões).

A receita operacional líquida atingiu R\$ 3.404 milhões no 4T11, representando um aumento de 7,1% (R\$ 226 milhões). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional líquida seria de R\$ 3.052 milhões, um crescimento de 7,7% (R\$ 219 milhões).

### 3.2) 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\$ 1.642 milhões no 4T11, representando um aumento de 0,1% (R\$ 2 milhões):

- O custo da energia comprada para revenda no 4T11 foi de R\$ 1.298 milhões, o que representa uma redução de 2,2% (R\$ 29 milhões), devido aos seguintes efeitos:
  - (i) Redução no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 109,0 milhões), devido à redução de 86,3% no preço médio de compra, parcialmente compensada pelo aumento de 48,5% (489 GWh) na quantidade de energia comprada;
  - (ii) Redução no custo com Proinfa (R\$ 1,5 milhão), devido à redução de 8,1% (39 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensada pelo aumento de 5,0% no preço médio de compra;
  - (iii) Aumento dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir da compra de energia (R\$ 6,8 milhões).

Parcialmente compensados por:

- (i) Aumento no custo com energia adquirida por meio de leilão no ambiente regulado e de contratos bilaterais (R\$ 71,2 milhões), devido principalmente ao aumento de 17,5% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 9,0% (860 GWh) na quantidade de energia comprada. Esse aumento foi parcialmente compensado pelos seguintes fatores: (i) Epasa: incremento de despesas, **no 4T10**, de R\$ 31 milhões com a aquisição de energia para honrar compromissos assumidos, enquanto não iniciava as operações das UTEs Termonordeste e Termoparaíba; e (ii) UHE Foz do Chapecó: incremento de despesas, **no 4T10**, de R\$ 10 milhões com a aquisição de energia, para honrar compromissos assumidos;
- (ii) Aumento no custo de energia de Itaipu (R\$ 17,3 milhões), decorrente principalmente do aumento de 7,8% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 0,7% (19 GWh) na quantidade de energia comprada.

A redução líquida de 428 GWh na quantidade de energia comprada é decorrente do **aumento**

das compras dentro do Grupo CPFL.

- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição atingiram R\$ 344 milhões no 4T11, aumento de 10,0% (R\$ 31 milhões), devido aos seguintes fatores:
  - (i) Aumento de 19,4% nos encargos da rede básica (R\$ 42,5 milhões), devido principalmente aos seguintes efeitos:
    - Aumentos de 17,2% na CPFL Paulista (R\$ 18,3 milhões) e de 19,3% na CPFL Piratininga (R\$ 10,3 milhões) parcialmente compensados pela redução de 14,9% na RGE (R\$ 7,4 milhões);
    - Aumentos na UHE Foz do Chapecó (R\$ 6,5 milhões) e na Epasa (R\$ 1,5 milhões) devido à entrada em operação das usinas.
  - (ii) Aumento nos encargos de energia de reserva (R\$ 12,8 milhões);
  - (iii) Aumento de 27,1% nos encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 2,7 milhões).

Parcialmente compensados por:

- (i) Redução de 25,0% nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 15,2 milhões);
- (ii) Redução de 23,8% nos encargos de conexão (R\$ 5,9 milhões).
- (iii) Redução de 10,1% nos encargos de Itaipu (R\$ 2,6 milhões);
- (iv) Aumento dos créditos de Pis e Cofins (R\$ 3,0 milhões), gerados a partir dos encargos do sistema de transmissão e distribuição.

### 3.3) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 985 milhões no 4T11, registrando um aumento de 8,6% (R\$ 78 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Aumento de 2,0% (R\$ 7 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\$ 352 milhões no 4T11, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- PMSO, item que atingiu R\$ 432 milhões no 4T11, registrando um aumento de 12,5% (R\$ 48 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação com o 4T10):
  - (i) PMSO adicional da **CPFL Renováveis**, no valor de R\$ 41 milhões, referente:
    - ✓ Aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSa e da aquisição da Jantus (R\$ 40 milhões). Desse montante, **R\$ 9 milhões** são gastos **não-recorrentes** com prestação de serviços de terceiros referentes às operações com a ERSa e com a Jantus, para a consolidação da CPFL Renováveis na CPFL Energia;
    - ✓ À entrada em operação da UTE Bio Formosa, em setembro de 2011 e da UTE Bio Buriti, em outubro de 2011 (R\$ 1 milhão).
  - (ii) PMSO adicional no **Segmento de Geração Convencional**, no valor de R\$ 5 milhões, devido à entrada em operação da UHE Foz do Chapecó e das UTEs Termonordeste e Termoparaíba – Epasa;
  - (iii) Aumento na rubrica “despesas legais, judiciais e indenizações” da CPFL Piratininga, devido ao efeito negativo no item “perda/ganho com alienação de ativos” (R\$ 11 milhões), decorrente da receita não-operacional obtida, **no 4T10**, com a venda de um imóvel em Santos, no valor de R\$ 11 milhões (**item não-recorrente**).

Desconsiderando os efeitos mencionados, o PMSO do 4T11 seria de R\$ 383 milhões e o PMSO do 4T10 seria de R\$ 392 milhões, uma **redução de 2,4% (R\$ 9 milhões)**, em comparação ao IGP-M de 5,1% (últimos 12 meses).

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

- (i) Gastos com serviços de terceiros, que registraram redução de 6,1% (R\$ 9 milhões), devido principalmente ao maior volume de contratação de serviços entre empresas do Grupo;
- (ii) Outros custos/despesas operacionais, que registraram redução de 15,4% (R\$ 11 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
  - ✓ Redução de despesas na RGE (R\$ 4 milhões), decorrente principalmente de maior recuperação de incobráveis (R\$ 2 milhões) e de menores gastos com publicidade e propaganda (R\$ 1 milhão);
  - ✓ Redução na CPFL Geração (R\$ 4 milhões), devido principalmente: (i) ao valor registrado nas “outras indenizações, perdas e danos” **no 4T10**, referente à Auditoria Social relacionada ao acordo homologado na justiça entre o Movimento dos Atingidos por Barragens (MAB) e o Ministério das Minas e Energia (MME) (R\$ 2 milhões); e (ii) aos menores gastos com publicidade e propaganda (R\$ 1 milhão).

Parcialmente compensados por:

- (i) Gastos com pessoal, que registraram aumento de 6,7% (R\$ 10 milhões), decorrente principalmente do acordo coletivo de 2011 (R\$ 7,5 milhões).
- Depreciação e Amortização, que apresentou um aumento líquido de 12,1% (R\$ 24 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Despesa adicional no **Segmento de Geração Convencional**, no valor de R\$ 6,9 milhões, devido à entrada em operação da UHE Foz do Chapecó (R\$ 3,3 milhões) e das UTEs Termonordeste e Termoparaíba – Epasa (R\$ 3,6 milhões);
  - (ii) Adicional da **CPFL Renováveis**, no valor de R\$ 25,5 milhões, referente: (i) aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSA e da aquisição da Jantus (R\$ 23,0 milhões); e (ii) à entrada em operação da UTE Bio Formosa, em setembro de 2011 e da UTE Bio Buriti, em outubro de 2011 (R\$ 2,5 milhões).

Parcialmente compensados por:

- (i) Redução decorrente da alteração da legislação referente ao critério de aproveitamento de créditos de PIS/COFINS (R\$ 14,8 milhões).

O aumento dos custos e despesas operacionais foi parcialmente compensado pela Entidade de Previdência Privada, item que representava uma receita de R\$ 15 milhões no 4T10 e passou a representar uma receita de R\$ 16 milhões no 4T11, resultando em uma variação positiva de R\$ 1 milhão. Essa variação é decorrente dos impactos das estimativas esperadas sobre os ativos e passivos atuariais, em consonância com a Deliberação CVM nº 371/00, conforme definido no Laudo Atuarial.

### 3.4) 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\$ 35 milhões no 4T10 e de R\$ 1 milhão no 4T11 (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.

Cabe ressaltar que, conforme orientação da Aneel, os valores do 4T11 incluem montantes preliminares de passivo relativo ao rito tarifário provisório do 3º ciclo de revisão tarifária periódica da CPFL Piratininga (correspondente à redução de R\$ 29 milhões no EBITDA). A aplicação da referida metodologia deveria ter ocorrido em 23 de outubro de 2011.

### 3.5) EBITDA

Com base nos fatores expostos, o **EBITDA (IFRS)** do 4T11 foi de R\$ 978 milhões, registrando um aumento de 20,8% (R\$ 168 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios e expurgando o efeito não-recorrente, o EBITDA **(IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrente)** seria de R\$ 833 milhões no 4T10 e de R\$ 989 milhões no 4T11, um aumento de 18,6% (R\$ 155 milhões).

### 3.6) Resultado Financeiro

No 4T11, a despesa financeira líquida foi de R\$ 170 milhões, um aumento de 48,4% (R\$ 55,5 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 115 milhões registrada no 4T10.

Os itens que explicam essa variação são:

- Despesas Financeiras: aumento de 49,4% (R\$ 131 milhões), passando de R\$ 266 milhões no 4T10 para R\$ 397 milhões no 4T11, devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Aumento do saldo do endividamento, reflexo da: (i) consolidação 100% da dívida da CPFL Renováveis, de acordo com as novas práticas contábeis do IFRS; (ii) da estratégia de expansão dos negócios do Grupo, como por exemplo a aquisição dos ativos da Jantus e o financiamento dos vários projetos greenfield ainda em fase de construção na CPFL Renováveis; e (iii) a estratégia de *pre-funding*, antecipando-se nas captações de dívidas vincendas ao longo de 2012;
  - (ii) Aumento do CDI, de 2,6% no 4T10 para 2,7% no 4T11 (R\$ 9,3 milhões);
  - (iii) Efeito câmbio na compra de energia de Itaipu (diferença entre fatura e dia do pagamento + ajuste até final do mês das faturas em aberto) (R\$ 12,7 milhões);
  - (iv) Despesa financeira no **Segmento de Geração Convencional** (R\$ 24,1 milhões) decorrente da entrada em operação da UHE Foz do Chapecó (R\$ 10,5 milhões) e das UTEs Termonordeste e Termoparaíba – Epasa (R\$ 13,6 milhões). Durante o período de construção destes empreendimentos, esta despesa financeira era contabilizada como investimento no ativo imobilizado, em conformidade com as práticas contábeis (CPC 20);
  - (v) Despesa financeira adicional na **CPFL Renováveis** (R\$ 19,4 milhões), referente aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSA e da aquisição da Jantus.
- Receitas Financeiras: aumento de 50,1% (R\$ 76 milhões), passando de R\$ 151 milhões no 4T10 para R\$ 227 milhões no 4T11, devido principalmente ao aumento da renda de aplicações financeiras (R\$ 78 milhões), reflexo do aumento do estoque de aplicações e do aumento do CDI.

### 3.7) Tributação sobre o Resultado

No 4T11, o imposto de renda e a contribuição social somaram R\$ 163 milhões, um aumento de R\$ 8 milhões em comparação ao valor registrado no 4T10. Esse aumento decorre do aumento do lucro antes dos tributos, parcialmente compensado pelo maior aproveitamento de créditos fiscais (R\$ 36 milhões no 4T11 comparados a R\$ 18 milhões no 4T10).

### 3.8) Lucro Líquido

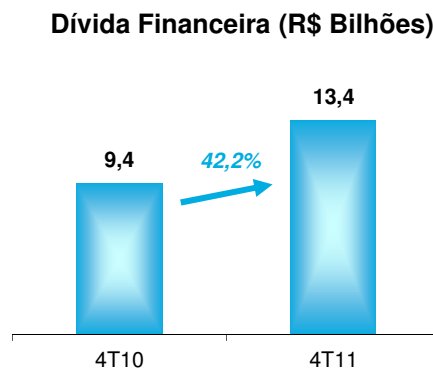
No 4T11, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 443 milhões, aumento de 22,6% (R\$ 82 milhões).

Excluindo a participação dos acionistas não-controladores, o lucro líquido (IFRS) do 4T11 foi de R\$ 414 milhões, aumento de 16,3% (R\$ 58 milhões), em comparação ao lucro líquido de R\$ 356 milhões do 4T10.

Considerando os ativos e passivos regulatórios, inclusive efeitos no resultado financeiro (líquidos de impostos) e expurgando o efeito não-recorrente, o **lucro líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrente)** seria de R\$ 374 milhões no 4T10 e de R\$ 448 milhões no 4T11, um aumento de 19,8% (R\$ 74 milhões).

## 4) ENDIVIDAMENTO

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



A dívida financeira (incluindo *hedge*) da CPFL Energia atingiu R\$ 13.388 milhões no 4T11, aumento de 42,2%. Este aumento no endividamento é reflexo da consolidação 100% da dívida da CPFL Renováveis, de acordo com as novas práticas contábeis do IFRS, além de suportar a estratégia de expansão dos negócios do Grupo, como por exemplo, a aquisição dos ativos da Jantus e o financiamento dos vários projetos *greenfield* ainda em fase de construção na CPFL Renováveis. No decorrer de 2011, a CPFL Energia colocou em prática sua estratégia de *pre-funding* para 2012, antecipando-se nas captações de dívidas vincendas ao longo de 2012. Com isso, a Companhia foi capaz de reduzir o seu custo real de dívida em aproximadamente 0,1 ponto percentual para 4,3% ao ano, além de alongar o perfil de seu endividamento em 24,5%, de 3,47 para 4,32 anos. Dessa forma, o percentual de dívidas classificadas como curto-prazo caiu de 23,9% para 12,3%.

Os principais fatores que contribuíram para a variação do saldo da dívida financeira foram:

- CPFL Brasil, CPFL Geração, CPFL Renováveis e Empreendimentos de Geração Convencional: captações líquidas de amortizações (BNDES e outras instituições financeiras)



totalizando R\$ 1.651 milhões, para rolagem de dívidas, financiamento dos investimentos e aumento de capital feito pela CPFL Brasil na CPFL Renováveis (para aquisição do *equity* da Jantus), com destaque para:

- + Emissões de debêntures pela CPFL Brasil (2ª Emissão de R\$ 1.320 milhões), CPFL Geração (4ª Emissão de R\$ 680 milhões) e Epasa (3ª Emissão de R\$ 69 milhões);
  - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Renováveis (R\$ 471 milhões) e Epasa (R\$ 103 milhões);
  - + Captação de financiamento, por meio da Lei nº 4131/62, pela CPFL Geração (R\$ 100 milhões);
  - + Captação de financiamento junto ao BNB pela Epasa (R\$ 10 milhões);
  - Amortizações de principal das debêntures da Epasa (2ª Emissão de R\$ 211 milhões), CPFL Geração (2ª Emissão de R\$ 425 milhões), CPFL Brasil (1ª Emissão de R\$ 165 milhões), Baesa (R\$ 6 milhões) e Enercan (R\$ 3 milhões);
  - Amortizações de linhas de capital de giro pela CPFL Geração (R\$ 100 milhões), Ceran (R\$ 22 milhões) e Foz do Chapecó (R\$ 22 milhões);
  - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela Ceran (R\$ 54 milhões), CPFL Geração (R\$ 40 milhões), Enercan (R\$ 35 milhões), Baesa (R\$ 19 milhões), Foz do Chapecó (R\$ 17 milhões) e CPFL Renováveis (R\$ 11 milhões).
- CPFL Energia e Distribuidoras do Grupo: captações líquidas de amortizações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 718 milhões, para rolagem de dívidas e financiamento dos investimentos, com destaque para:
    - + Captações de financiamentos, por meio da Lei nº 4131/62, pela CPFL Paulista (R\$ 952 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 336 milhões), CPFL Leste Paulista (R\$ 8 milhões), CPFL Sul Paulista (R\$ 8 milhões), CPFL Jaguari (R\$ 7 milhões) e CPFL Mococa (R\$ 7 milhões);
    - + Emissões de debêntures pela CPFL Paulista (5ª Emissão de R\$ 484 milhões), CPFL Piratininga (5ª Emissão de R\$ 160 milhões), RGE (5ª Emissão de R\$ 70 milhões) e CPFL Santa Cruz (1ª Emissão de R\$ 65 milhões);
    - + Captações de financiamentos pela CPFL Paulista (R\$ 150 milhões), RGE (R\$ 56 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 19 milhões), CPFL Leste Paulista (R\$ 18 milhões), CPFL Sul Paulista (R\$ 9 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 7 milhões), CPFL Jaguari (R\$ 6 milhões) e CPFL Mococa (R\$ 3 milhões);
    - + Captações líquidas de amortizações de financiamentos junto ao BNDES pelas Distribuidoras do Grupo, totalizando R\$ 88 milhões;
    - Amortizações de principal das debêntures da CPFL Piratininga (1ª Emissão de R\$ 200 milhões e 4ª Emissão de R\$ 280 milhões), RGE (2ª Emissão de R\$ 29 milhões, 3ª Emissão de R\$ 127 milhões e 4ª Emissão de R\$ 185 milhões), CPFL Paulista (3ª Emissão de R\$ 213 milhões e 4ª Emissão de R\$ 110 milhões), CPFL Leste Paulista (1ª Emissão de R\$ 24 milhões), CPFL Sul Paulista (1ª Emissão de R\$ 16 milhões) e CPFL Jaguari (1ª Emissão de R\$ 10 milhões);
    - Amortização de dívidas na modalidade suportada pela Resolução Bacen nº 2770, realizada pela CPFL Paulista (R\$ 489 milhões).
  - Endividamento proveniente da criação da CPFL Renováveis (origem ERSA), no montante de R\$ 492 milhões;
  - Endividamento proveniente da aquisição da Jantus pela CPFL Renováveis, no montante de R\$ 669 milhões, dos quais R\$ 517 milhões são relativos à 1ª Emissão de Debêntures e R\$

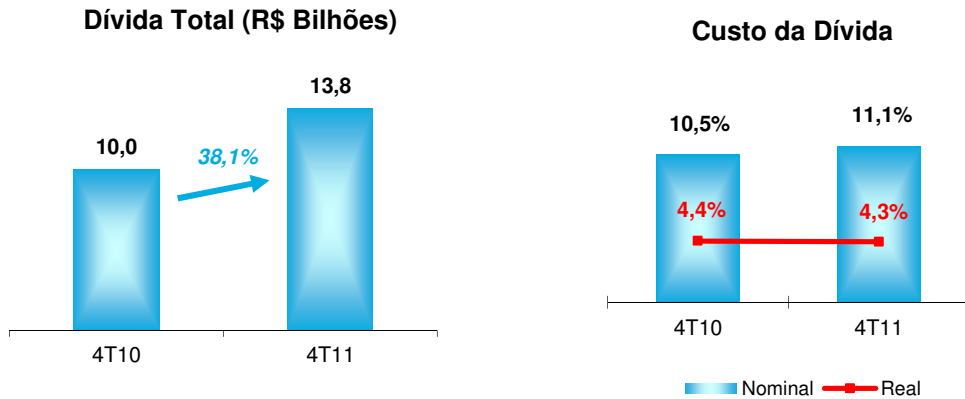
152 milhões são relativos a financiamento junto ao BNB;

- Endividamento proveniente da aquisição da PCH Santa Luzia pela CPFL Renováveis, no montante de R\$ 136 milhões, relativos a financiamento junto ao BNDES.

Dívida Financeira - 4T11 (R\$ Mil)							
	Encargos		Principal		Total		
	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
<b>Moeda Nacional</b>							
BNDES - Repotenciação	34	-	3.690	4.802	3.724	4.802	8.526
BNDES - Investimento	25.032	-	542.153	4.071.103	567.185	4.071.103	4.638.287
BNDES - Bens de Renda	49	-	2.039	5.042	2.088	5.042	7.130
BNDES - Capital de Giro	687	-	111.129	36.928	111.816	36.928	148.743
Instituições Financeiras	96.177	23.627	221.142	1.507.927	317.319	1.531.555	1.848.874
Outros	782	-	13.154	28.327	13.936	28.327	42.263
<b>Sub-Total</b>	<b>122.761</b>	<b>23.627</b>	<b>893.307</b>	<b>5.654.129</b>	<b>1.016.068</b>	<b>5.677.756</b>	<b>6.693.824</b>
<b>Moeda Estrangeira</b>							
Instituições Financeiras	19.141	-	3.107	1.728.326	22.248	1.728.326	1.750.574
<b>Sub-Total</b>	<b>19.141</b>	<b>-</b>	<b>3.107</b>	<b>1.728.326</b>	<b>22.248</b>	<b>1.728.326</b>	<b>1.750.574</b>
<b>Debêntures</b>							
CPFL Energia	16.403	-	150.000	300.000	166.403	300.000	466.403
CPFL Paulista	8.551	-	213.333	695.696	221.884	695.696	917.580
CPFL Piratininga	8.865	-	-	418.534	8.865	418.534	427.399
RGE	13.539	-	126.667	196.366	140.206	196.366	336.572
CPFL Santa Cruz	454	-	-	64.694	454	64.694	65.148
CPFL Brasil	12.940	-	-	1.315.580	12.940	1.315.580	1.328.520
CPFL Geração	14.089	-	-	940.664	14.089	940.664	954.753
EPASA	3.670	-	5.480	62.364	9.150	62.364	71.514
BAESA	544	-	5.734	21.503	6.278	21.503	27.781
ENERCAN	281	-	3.616	47.009	3.897	47.009	50.906
CPFL Renováveis	4.214	-	26.355	486.241	30.569	486.241	516.810
<b>Sub-Total</b>	<b>83.552</b>	<b>-</b>	<b>531.185</b>	<b>4.548.651</b>	<b>614.737</b>	<b>4.548.651</b>	<b>5.163.388</b>
<b>Dívida Financeira</b>	<b>225.454</b>	<b>23.627</b>	<b>1.427.598</b>	<b>11.931.106</b>	<b>1.653.054</b>	<b>11.954.732</b>	<b>13.607.787</b>
<b>Hedge</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(3.733)</b>	<b>(215.618)</b>	<b>(219.350)</b>
<b>Dívida Financeira Incluindo Hedge</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.649.321</b>	<b>11.739.115</b>	<b>13.388.436</b>
Participação sobre o total (%)	-	-	-	-	12,3%	87,7%	100%

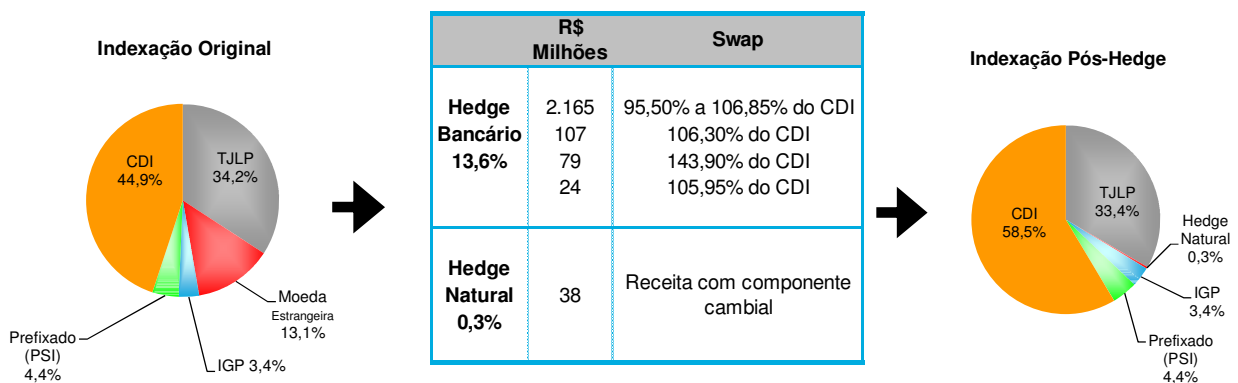
No 4T11, R\$ 11.739 milhões (87,7% do total) são considerados de longo prazo, e que R\$ 1.649 milhões (12,3% do total) são considerados de curto prazo. No 4T10, R\$ 7.167 milhões (76,1% do total) são considerados de longo prazo, e que R\$ 2.251 milhões (23,9% do total) são considerados de curto prazo.

## 4.2) 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\$ 13.840 milhões no 4T11, aumento de 38,1%. O seu custo médio nominal passou de 10,5% a.a., no 4T10, para 11,1% a.a., no 4T11, em função do aumento do CDI (de 9,7% para 11,6%). Já o seu custo médio real passou de 4,4% a.a., no 4T10, para 4,3% a.a., no 4T11, em função do aumento do IPCA (de 5,9% para 6,5%). (taxas acumuladas nos últimos 12 meses)

### Perfil da Dívida – 4T11



Nota: PSI – Programa de Sustentação do Investimento.

Como consequência das operações de captação e das amortizações realizadas, podemos observar um crescimento da participação de dívidas atreladas à TJLP (de 30,7%, no 4T10, para 33,4%, no 4T11) e prefixadas-PSI (de 3,2%, no 4T10, para 4,4%, no 4T11), e uma diminuição da participação de dívidas atreladas ao CDI (de 59,0%, no 4T10, para 58,5%, no 4T11) e ao IGP-M/IGP-DI (de 6,7%, no 4T10, para 3,4%, no 4T11).

As participações de dívidas atreladas à moeda estrangeira e à TJLP seriam de 13,1% e 34,2%, respectivamente, se não fossem consideradas as operações de *hedge* bancário. Como consideramos as operações de Swap contratadas, que convertem a indexação das dívidas em moeda estrangeira e TJLP para CDI, a participação de dívidas atreladas à moeda estrangeira e à TJLP são de 0,3% (parcela esta que possui *hedge* natural) e 33,4%, respectivamente.

A dívida atrelada ao IGP-M/IGP-DI está relacionada, em sua maior parte, à dívida com entidade



de previdência privada.

### 4.3) Dívida Líquida – critério em consonância com o cálculo dos *covenants* financeiros

R\$ Mil	4T11	4T10	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> )	(13.388.436)	(9.418.257)	42,2%
(+) Disponibilidades	2.699.837	1.562.897	72,7%
<b>(=) Dívida Líquida</b>	<b>(10.688.600)</b>	<b>(7.855.360)</b>	<b>36,1%</b>

Nota: para adequar a informação ao cálculo dos *covenants* financeiros da Companhia, passamos a considerar apenas a dívida financeira (incluindo *hedge*) e as disponibilidades, retirando do cálculo a dívida com entidade de previdência privada e o depósito judicial referente ao processo de imposto de renda da CPFL Paulista. O EBITDA não considera Ativos e Passivos Regulatórios.

No 4T11, a dívida líquida atingiu R\$ 10.689 milhões, um aumento de 36,1% (R\$ 2.833 milhões), em função dos fatores já explicados anteriormente (investimentos, consolidação e estratégia de *pre-funding*).

A Companhia encerrou o 4T11 com uma relação Dívida Líquida / EBITDA de 2,84x. Se ajustarmos o EBITDA, considerando uma estimativa pro forma recorrente de CPFL Renováveis para os últimos 12 meses e expurgarmos os saldos de dívidas dos empreendimentos que encontram-se em fase de construção (e ainda não geraram EBITDA para o grupo), a relação Dívida Líquida / EBITDA seria de 2,55x. Para efeito de verificação dos *covenants* financeiros, onde o ajuste é realizado somente para o EBITDA pro forma de 12 meses, a alavancagem líquida atingiu 2,63x, substancialmente mais baixo do que o limite de 3,75x da Companhia.

### 4.4) Nova Captação

Em janeiro de 2012, foi aprovada a contratação de financiamento junto ao BNDES pela SPE Salto Góes Energia S.A., sociedade controlada da CPFL Renováveis, para a construção da PCH Salto Góes. O montante total do financiamento é de até R\$ 85 milhões, com prazo de 192 meses e taxa de juros de TJLP + 2,05% a.a.. A PCH já se encontra em construção, com início de operação previsto para o 1T13.

## 5) INVESTIMENTOS

No 4T11, foram realizados investimentos de R\$ 702 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 324 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 374 milhões à geração e R\$ 4 milhões à comercialização e serviços. Com esses montantes, a CPFL Energia totaliza R\$ 1.905 milhões de investimentos em 2011, dos quais R\$ 1.065 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 823 milhões à geração (R\$ 488 milhões da CPFL Renováveis) e R\$ 17 milhões à comercialização e serviços.

Entre os investimentos da CPFL Energia no 4T11 podemos destacar os realizados nos seguintes segmentos:

- (i) Distribuição: foram feitos investimentos na ampliação e no reforço do sistema elétrico para atender ao crescimento de mercado, tanto nas vendas de energia quanto no número de clientes. Também foram feitos investimentos em melhorias e na manutenção do sistema

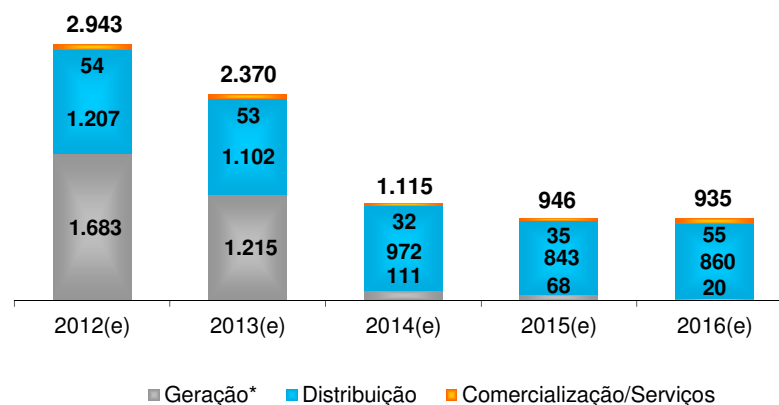
elétrico, em infra-estrutura operacional, na modernização dos sistemas de suporte à gestão e operação, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros. A CPFL Energia, por meio de suas oito distribuidoras, atende 569 municípios, nos Estados de São Paulo, Rio Grande do Sul, Paraná e Minas Gerais. Em 31 de dezembro de 2011, nossas distribuidoras possuíam 7,0 milhões de clientes e nossa rede de distribuição consistia em 210.491 km de linhas de distribuição incluindo 276.561 transformadores de distribuição. Nossas oito subsidiárias de distribuição tinham 9.437 km de linhas de distribuição de alta tensão entre 34,5 kV e 138 kV. Naquela data, detínhamos 434 subestações transformadoras de alta tensão para média tensão para subsequente distribuição, com capacidade total de transformação de 13.650 MVA;

- (ii) **Geração:** foram destinados principalmente às UTEs Bio Formosa e Bio Buriti, empreendimentos que já entraram em operação comercial, e UTEs Bio Ipê, Bio Pedra, Alvorada e Coopcana, PCH Salto Góes e Parques Eólicos Santa Clara, Macacos I e Campo dos Ventos II, 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. Inclui investimentos para todos os novos empreendimentos anunciados pelo Grupo, inclusive Parques Eólicos Atlântica.

## 6) FLUXO DE CAIXA

<b>Fluxo de Caixa Consolidado (R\$ mil)</b>		
	<b>4T11</b>	<b>2011</b>
<b>Saldo Inicial do Caixa</b>	<b>4.274.619</b>	<b>1.562.897</b>
Lucro Líquido Incluindo CSLL e IRPJ	606.798	2.361.957
Depreciação e Amortização	217.012	801.203
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	334.374	1.168.617
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(214.145)	(764.195)
Encargos de Dívidas Pagos	(432.309)	(981.682)
Outros	(29.242)	(97.247)
	(124.310)	126.696
<b>Total de Atividades Operacionais</b>	<b>482.488</b>	<b>2.488.653</b>
<b>Atividades de Investimentos</b>		
Aquisição de Participação Societária Líquido do caixa adquirido	(862.938)	(862.938)
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(702.525)	(1.904.773)
Outros	(18.105)	280.180
<b>Total de Atividades de Investimentos</b>	<b>(1.583.568)</b>	<b>(2.487.531)</b>
<b>Atividades de Financiamento</b>		
Captação de Empréstimos e Debêntures	705.150	5.536.932
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures	(1.175.952)	(3.157.839)
Dividendos Pagos	(215)	(1.240.590)
Outros	(2.684)	(2.684)
<b>Total de Atividades de Financiamento</b>	<b>(473.701)</b>	<b>1.135.819</b>
<b>Geração de Caixa</b>	<b>(1.574.781)</b>	<b>1.136.940</b>
<b>Saldo Final do Caixa - 31/12/2011</b>	<b>2.699.837</b>	<b>2.699.837</b>

O saldo final do caixa no 4T11 atingiu R\$ 2.700 milhões, representando uma redução de 36,8% (R\$ 1.575 milhões) em relação ao saldo de caixa ao final do 3T11. Destacamos a seguir os principais fatores que contribuíram para a variação do saldo do caixa:

- Aumento do saldo do caixa:
  - (i) O caixa gerado pelas atividades operacionais, no montante de R\$ 482 milhões.
- Redução do saldo do caixa:
  - (i) Aquisição de participação societária líquido do caixa adquirido, no montante de R\$ 863 milhões, sendo R\$ 817 milhões relativos à aquisição da Jantus e o restante relativo à aquisição da PCH Santa Luzia e outros;
  - (ii) Investimentos (soma das contas “Aquisições de Imobilizado” e “Adições de Intangível”), no montante de R\$ 702 milhões (detalhados no item 5, “Investimentos”);
  - (iii) Amortizações de principal de empréstimos e debêntures, que superou em R\$ 471 milhões as captações.

## 7) DIVIDENDOS

	R\$ mil
<b>Lucro Líquido do Exercício</b>	<b>1.582.384</b>
Participação de acionistas não controladores	(51.981)
<b>Lucro Líquido do Exercício - Controladora</b>	<b>1.530.403</b>
Dividendos prescritos	4.967
Constituição de reserva legal	(76.520)
Realização do resultado abrangente	47.329
<b>Lucro Líquido base para destinação</b>	<b>1.506.179</b>

A Administração propõe a distribuição de R\$ 1.506 milhões em dividendos aos detentores de ações ordinárias, negociadas na BM&FBovespa – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros S.A. (BM&FBOVESPA). O valor proposto corresponde a R\$ 1,565228302 por ação, relativo ao ano de 2011.

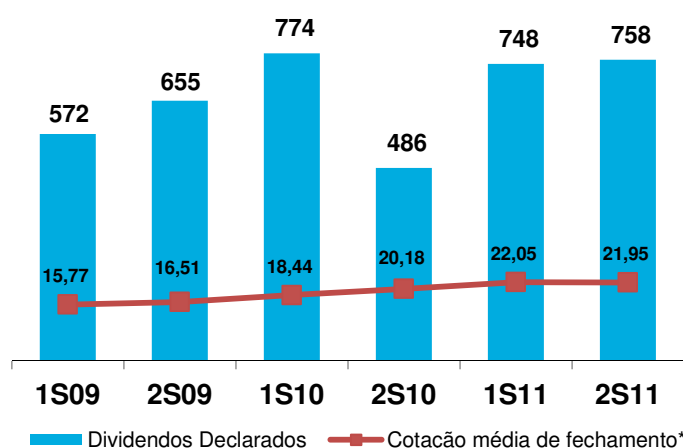
Descontando o montante de R\$ 748 milhões, referente ao 1S11 (pago em setembro de 2011), o valor a ser pago será de R\$ 758 milhões, equivalente a R\$ 0,788205126 por ação.

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

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

O *dividend yield* referente ao 2S11, calculado a partir da média das cotações de fechamento do período (R\$ 21,95 por ação) é de 3,6% (7,1% 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 empresa, mais uma vez, está praticando o *payout* máximo.

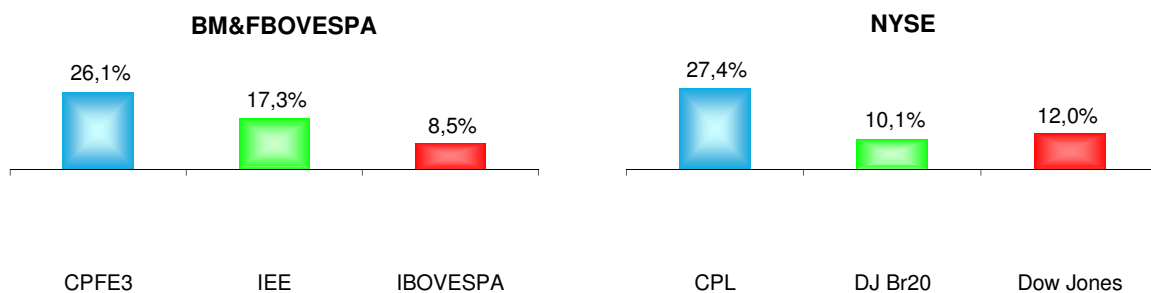
## 8) MERCADO DE CAPITAIS

### 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.

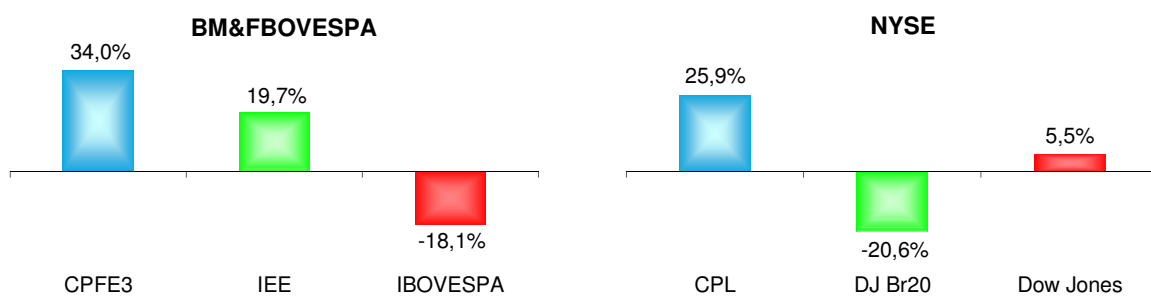
As ações encerraram o período cotadas a R\$ 26,02 por ação e US\$ 28,21 por ADR, respectivamente (cotações de fechamento em 31/12/2011).

#### Desempenho das Ações – 4T11 (com proventos)



No 4T11, as ações da CPFL Energia apresentaram valorização de 26,1% na BM&FBOVESPA e de 27,4% na NYSE, performance superior à dos principais índices de mercado.

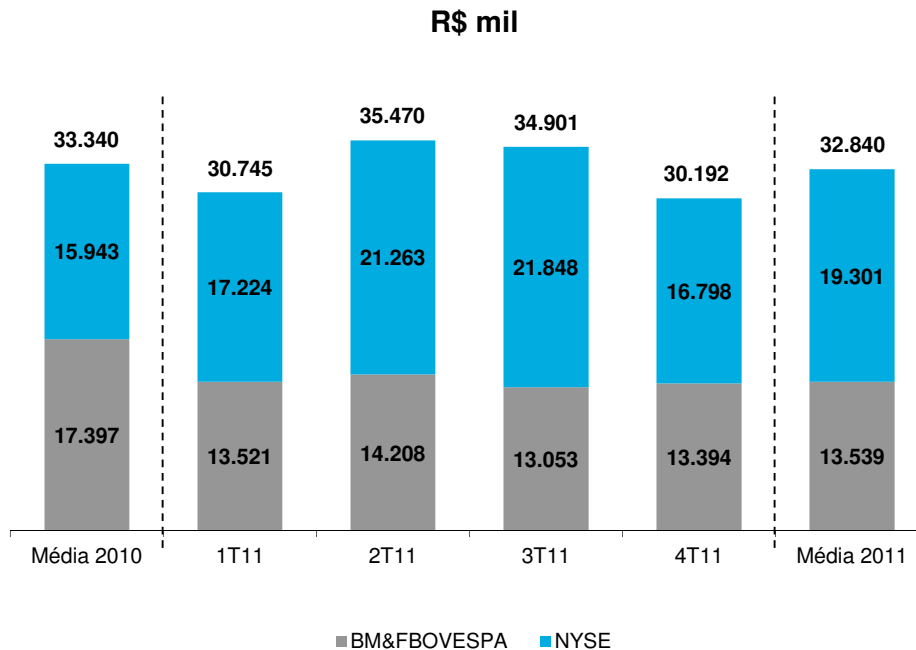
#### Desempenho das Ações – 2011 (com proventos)



Em 2011, as ações da CPFL Energia apresentaram valorização de 34,0% na BM&FBOVESPA e de 25,9% na NYSE, também superando os principais índices de mercado.

## 8.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação em 2011 foi de R\$ 32,8 milhões, sendo R\$ 13,5 milhões na BM&FBOVESPA e R\$ 19,3 milhões na NYSE, representando uma redução de 1,5% em relação a 2010. O número de negócios realizados na BM&FBOVESPA, por sua vez, aumentou 45,4%, passando de uma média diária de 1.406 negócios, em 2010, para 2.045 negócios, em 2011.



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

## 8.3) Ratings

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

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

<b>Ratings CPFL Energia - Escala Nacional</b>				
Agência		2009	2010	2011
Standard & Poor's	<i>Rating</i>	brAA+	brAA+	brAA+
	<i>Perspectiva</i>	Estável	Estável	Estável
Fitch Ratings	<i>Rating</i>	AA (bra)	AA+ (bra)	AA+ (bra)
	<i>Perspectiva</i>	Positiva	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 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.

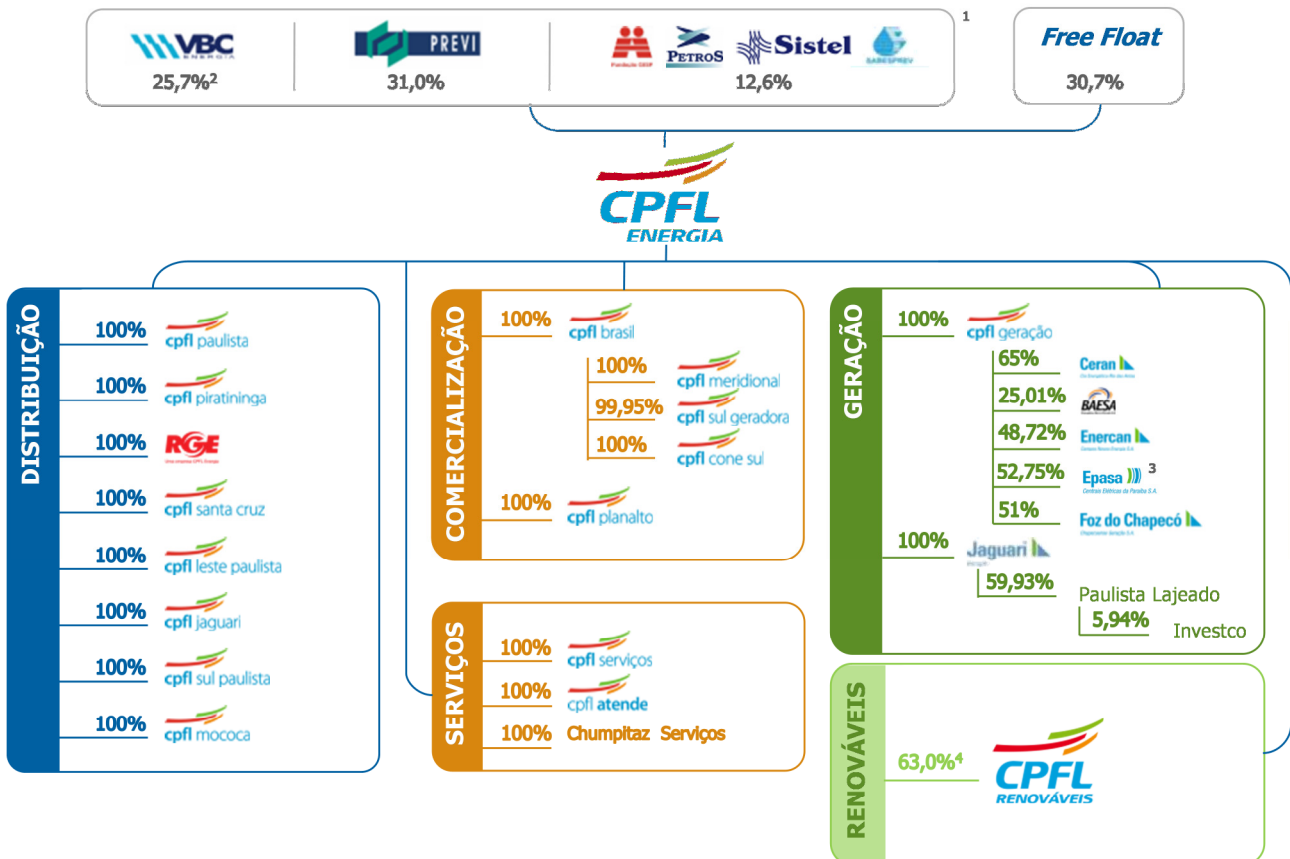
A Diretoria Executiva é formada por seis diretores, com prazo de mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Compete à Diretoria Executiva representar a companhia e gerir os negócios, de acordo com as diretrizes traçadas pelo Conselho de Administração. Ao diretor presidente cabe a indicação dos 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 – 31/12/2011

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

Cabe destacar a elevação da participação da CPFL Energia para 63% na CPFL Renováveis, com a conclusão da aquisição da Jantus, e para 52,75% na Epasa, a partir de dezembro de 2011.



Notas:

- (1) Acionistas controladores;
- (2) Inclui 0,1% de ações da empresa Camargo Corrêa S.A.;
- (3) UTEs Termoparaíba e Termonordeste;
- (4) Pro-forma - 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%.



## 11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

### 11.1) Segmento de Distribuição

#### 11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (Pro-forma - R\$ Mil)						
	4T11	4T10	Var.	2011	2010	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>4.443.474</b>	<b>4.127.438</b>	<b>7,7%</b>	<b>16.964.764</b>	<b>15.863.617</b>	<b>6,9%</b>
Receita Operacional Líquida	2.917.546	2.755.535	5,9%	11.052.574	10.475.200	5,5%
Custo com Energia Elétrica	(1.655.262)	(1.572.410)	5,3%	(6.278.019)	(6.017.232)	4,3%
Custos e Despesas Operacionais	(745.051)	(723.861)	2,9%	(2.711.991)	(2.464.652)	10,0%
Resultado do Serviço	517.233	459.265	12,6%	2.062.565	1.993.316	3,5%
<b>EBITDA (IFRS) <sup>(1)</sup></b>	<b>591.007</b>	<b>543.017</b>	<b>8,8%</b>	<b>2.339.948</b>	<b>2.266.685</b>	<b>3,2%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)<sup>(2)</sup></b>	<b>592.100</b>	<b>566.580</b>	<b>4,5%</b>	<b>ND</b>	<b>ND</b>	<b>ND</b>
Resultado Financeiro	(73.519)	(36.594)	100,9%	(240.481)	(79.118)	204,0%
Lucro antes da Tributação	443.714	422.671	5,0%	1.822.083	1.914.198	-4,8%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>315.585</b>	<b>299.514</b>	<b>5,4%</b>	<b>1.250.880</b>	<b>1.309.333</b>	<b>-4,5%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)<sup>(3)</sup></b>	<b>314.191</b>	<b>311.911</b>	<b>0,7%</b>	<b>ND</b>	<b>ND</b>	<b>ND</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 12.6.

ND = Não disponível.

### Receita Operacional

A receita operacional bruta no 4T11 atingiu R\$ 4.443 milhões, representando um aumento de 7,7% (R\$ 316 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\$ 4.092 milhões, um crescimento de 8,2% (R\$ 309 milhões).

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

- Reajustes tarifários das distribuidoras;
- Aumento de 3,2% no volume de vendas para o mercado cativo;
- Aumento de 2,0% (R\$ 6,5 milhões) na receita bruta de TUSD de clientes livres, devido principalmente à migração de clientes cativos para o mercado livre;
- Aumento de 52,2% (R\$ 17 milhões) nas outras receitas e rendas.

As deduções da receita operacional foram de R\$ 1.526 milhões, representando um aumento de 11,2% (R\$ 154 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores: (i) aumento de 9,2% nos impostos incidentes sobre a receita (R\$ 95,2 milhões); (ii) aumento de 12,9% nos encargos setoriais de CCC e CDE (R\$ 37,0 milhões); (iii) aumento na RGR (R\$ 23,8 milhões); e (iv) aumento de 2,3% nos valores referentes ao Proinfra (R\$ 0,4 milhões). Esses aumentos foram parcialmente compensados pela redução de 6,3% no valor referente ao programa de P&D e eficiência energética (R\$ 2,3 milhões).

A receita operacional líquida atingiu R\$ 2.918 milhões no 4T11, representando um aumento de 5,9% (R\$ 162 milhões). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional líquida seria de R\$ 2.566 milhões, um crescimento de 6,4% (R\$ 155 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\$ 1.655 milhões no 4T11, representando um aumento de 5,3% (R\$ 83 milhões):

- O custo da energia comprada para revenda no 4T11 foi de R\$ 1.331 milhões, o que representa um aumento de 4,7% (R\$ 59 milhões), devido aos seguintes efeitos:
  - (i) Aumento no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 74,4 milhões), devido ao aumento de 153,2% (3.063 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensado pela redução de 9,7% no preço médio de compra;
  - (ii) Aumento no custo de energia de Itaipu (R\$ 17,3 milhões), principalmente decorrente do aumento de 7,8% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 0,7% (19 GWh) na quantidade de energia comprada.

Parcialmente compensados por:

- (i) Redução no custo com energia adquirida por meio de leilão no ambiente regulado e de contratos bilaterais (R\$ 21,9 milhões), devido à redução de 53,1% (6.039 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensada pelo aumento de 109% preço médio de compra;
  - (ii) Redução no custo com Proinfa (R\$ 1,5 milhão), devido à redução de 8,1% (39 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensada pelo aumento de 5,0% no preço médio de compra;
  - (iii) Aumento dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir da compra de energia (R\$ 8,9 milhão).
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição atingiram R\$ 325 milhões no 4T11, aumento de 7,8% (R\$ 24 milhões), devido aos seguintes fatores:
    - (i) Aumento de 7,9% nos encargos da rede básica (R\$ 18,2 milhões), devido, entre outros fatores, aos aumentos de 17,2% na CPFL Paulista (R\$ 18,3 milhões) e de 19,3% na CPFL Piratininga (R\$ 10,3 milhões), parcialmente compensados pela redução de 14,9% na RGE (R\$ 7,4 milhões).
    - (i) Aumento nos encargos de energia de reserva (R\$ 12,8 milhões);
    - (ii) Aumento nos encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 6,0 milhões);
    - (iii) Aumento de 14,0% nos encargos de conexão (R\$ 2,3 milhões);
    - (iv) Aumento de 7,4% nos encargos de Itaipu (R\$ 1,6 milhão).

Parcialmente compensados por:

- (i) Redução de 25,0% nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 15,2 milhões);
- (ii) Aumento dos créditos de Pis e Cofins (R\$ 2,2 milhões), gerados a partir dos encargos do sistema de transmissão e distribuição.

## Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 745 milhões no 4T11, registrando um aumento de 2,9% (R\$ 21 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Aumento de 2,0% (R\$ 7 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\$ 352 milhões no 4T11, tem sua contrapartida na “receita operacional”;

- PMSO, item que atingiu R\$ 320 milhões no 4T11, registrando um aumento de 8,2% (R\$ 24 milhões), devido principalmente ao seguinte fator (que deve ser expurgado para fins de melhor comparação com o 4T10):
  - (i) Aumento na rubrica “despesas legais, judiciais e indenizações” da CPFL Piratininga, devido ao efeito negativo no item “perda/ganho com alienação de ativos” (R\$ 11 milhões), decorrente da receita não-operacional obtida, **no 4T10**, com a venda de um imóvel em Santos, no valor de R\$ 11 milhões (**item não-recorrente**).

Desconsiderando o efeito mencionado, o PMSO do 4T11 seria de R\$ 320 milhões e o do 4T10 seria de R\$ 307 milhões, um **aumento de 4,3% (R\$ 13 milhões)**, em comparação ao IGP-M de 5,1% (últimos 12 meses).

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

- (i) Gastos com pessoal, que registraram aumento de 1,2% (R\$ 2 milhões), devido, entre outros fatores, ao acordo coletivo de 2011;
- (ii) Gastos com material, que registraram aumento de 24,9% (R\$ 4 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
  - ✓ CPFL Paulista (R\$ 1 milhão) e CPFL Piratininga (R\$ 2 milhões), decorrente, entre outros fatores, do aumento dos gastos com prestação de serviços a terceiros;
  - ✓ RGE (R\$ 1 milhão), devido principalmente ao aumento dos gastos com material para manutenção de linhas e redes.
- (iii) Gastos com serviços de terceiros, que registraram aumento de 10,2% (R\$ 11 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
  - ✓ CPFL Paulista (R\$ 4 milhões), decorrente: (i) do aumento dos gastos com entrega/cobrança de faturas, re-aviso/corte/re-ligação, entrega de documentos e leitura de medidores de uso (R\$ 1 milhão); (ii) do aumento dos gastos com consultoria (R\$ 1 milhão); e (iii) de outros serviços terceirizados (R\$ 2 milhões);
  - ✓ CPFL Piratininga (R\$ 2 milhões), decorrente principalmente do aumento dos gastos com: (i) entrega/cobrança de faturas, re-aviso/corte/re-ligação, entrega de documentos e leitura de medidores de uso (R\$ 1 milhão); e (ii) outros serviços terceirizados (R\$ 1 milhão);
  - ✓ Aumento dos gastos com re-aviso/corte/re-ligação nas distribuidoras RGE, CPFL Sul Paulista, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Mococa e CPFL Santa Cruz (R\$ 2 milhões).

Parcialmente compensados por:

- (i) Outros custos/despesas operacionais, que registraram redução de 7,8% (R\$ 4 milhões), devido principalmente à redução de despesas na RGE (R\$ 4 milhões), decorrente principalmente de maior recuperação de incobráveis (R\$ 2 milhões) e de menores gastos com publicidade e propaganda (R\$ 1 milhão).
- Depreciação e Amortização, que apresentou uma redução líquida de 9,8% (R\$ 10 milhões), devido principalmente à alteração da legislação referente ao critério de aproveitamento de créditos de PIS/COFINS (R\$ 14,8 milhões).

## 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\$ 35 milhões no 4T10 e de R\$ 1 milhão no 4T11 (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.

Cabe ressaltar que, conforme orientação da Aneel, os valores do 4T11 incluem montantes preliminares de passivo relativo ao rito tarifário provisório do 3º ciclo de revisão tarifária periódica da CPFL Piratininga (correspondente à redução de R\$ 29 milhões no EBITDA). A aplicação da referida metodologia deveria ter ocorrido em 23 de outubro de 2011.

## EBITDA

Com base nos fatores expostos, o **EBITDA (IFRS)** do 4T11 foi de R\$ 591 milhões, registrando um aumento de 8,8% (R\$ 48 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios e expurgando o efeito não-recorrente, o EBITDA (**IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrente**) seria de R\$ 567 milhões no 4T10 e de R\$ 592 milhões no 4T11, um aumento de 4,5% (R\$ 26 milhões).

## Resultado Financeiro

No 4T11, a despesa financeira líquida foi de R\$ 74 milhões, um aumento de 100,9% (R\$ 37 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 37 milhões registrada no 4T10.

Os itens que explicam essa variação são:

- Despesas Financeiras: aumento de 65,0% (R\$ 75 milhões), passando de R\$ 116 milhões no 4T10 para R\$ 191 milhões no 4T11. Essa variação é decorrente principalmente: (i) do aumento do saldo do endividamento; (ii) do aumento do CDI, de 2,6% no 4T10 para 2,7% no 4T11 (R\$ 7,3 milhões); e (iii) do efeito câmbio na compra de energia de Itaipu (diferença entre fatura e dia do pagamento + ajuste até final do mês das faturas em aberto) (R\$ 12,7 milhões).
- Receitas Financeiras: aumento de 48,4% (R\$ 38 milhões), passando de R\$ 79 milhões no 4T10 para R\$ 117 milhões no 4T11, devido principalmente ao aumento da renda de aplicações financeiras, reflexo do aumento do estoque de aplicações e do aumento do CDI.

## Lucro Líquido

No 4T11, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 316 milhões, aumento de 5,4% (R\$ 16 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-Recorrente)** seria de R\$ 312 milhões no 4T10 e de R\$ 314 milhões no 4T11, um aumento de 0,7% (R\$ 2 milhões).

## 11.1.2) Revisão Tarifária

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. A aplicação da nova metodologia para a CPFL Piratininga deverá ocorrer em 2012.

### 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.

#### Principais alterações para o 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica:

- **Custos operacionais:** transição da metodologia de empresa de referência para o modelo de benchmark. Os custos definidos no ciclo anterior serão atualizados, revertendo para a modicidade tarifária os ganhos médios de produtividade alcançados pelas distribuidoras. Complementarmente, será feita uma avaliação comparativa da eficiência das distribuidoras. Se houver diferença entre os dois resultados, será definida uma trajetória de custos operacionais por meio do Fator X;
- **Taxa de Retorno (WACC):** caiu de 9,95% para 7,5% (real e líquido de impostos). A queda visa refletir a redução do risco percebido para se investir em distribuição de energia no Brasil e diminuição dos custos de captação de recursos pelas distribuidoras, além de ajustes metodológicos, tais como exclusão do risco regulatório e risco país apurado pela mediana, entre outros;
- **Fator XPd – Componente de Produtividade:** para se estimar os ganhos de produtividade, será observada a relação histórica entre a expansão do mercado e o crescimento dos custos

das distribuidoras. (XPd: ponto central de 1,11%, cálculo ex-ante);

- **Fator XQ – Componente Qualidade:** trata as empresas diferentemente. As empresas que tiverem um melhor desempenho terão um maior benefício e menor penalidade. O inverso ocorre para as empresas que tiverem um pior desempenho de qualidade, sempre comparado com o histórico da própria empresa. (Para XQ = 0, variação nos índices de qualidade DEC e FEC entre -5% e + 5%);
- **Fator Xt – Trajetória:** aplicado se os custos operacionais definidos no 2CRTP, atualizados pelos ganhos de produtividade, não estiverem contidos no intervalo de custos operacionais eficientes definidos pelo método de benchmarking (XT limitado a +/- 2%);
- **Receitas Irrecuperáveis:** será considerada a inadimplência por classe de consumo e sobre encargos setoriais, com limite determinado pela Aneel;
- No caso de “**Outras receitas**”, as receitas por ultrapassagem de demanda (valor adicional que a distribuidora recebe quando um consumidor ultrapassa a demanda pré-estabelecida em contrato) e a cobrança de excedente de reativo dos consumidores (valor adicional recebido pela distribuidora quando um consumidor usa energia reativa\* além dos níveis estabelecidos pela Aneel, sobrecarregando o sistema) passam a ser contabilizadas como “obrigações especiais”, sendo utilizadas em benefício do sistema de distribuição de energia elétrica, com consequentes reflexos sobre o consumidor final. **Essa determinação está suspensa por decisão judicial e, portanto, não aplicada pela empresa.\*\***

(\*) A energia reativa é consumida em função das características predominantemente indutivas e não-lineares de algumas cargas, como é o caso de lâmpadas fluorescentes, motores de geladeira, ar condicionado, computadores e transformadores. De forma geral, a energia reativa não produz trabalho e, portanto, reduz a eficiência do sistema.

(\*\*) Em janeiro de 2012, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee) entrou com uma ação judicial com pedido de tutela antecipada contra a aplicação da metodologia de Outras Receitas no 3º ciclo pela Aneel.

### 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 19 de outubro de 2010, por meio da Resolução Homologatória nº 1.075, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Piratininga em 10,11%, sendo 8,59% relativos ao Reajuste Tarifário e 1,52% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário Anual,



correspondendo a um efeito médio de +5,66% a ser percebido pelos consumidores. As novas tarifas entraram em vigor em 23 de outubro de 2010.

### 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”.

### 11.1.3.3) CPFL Paulista

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

### 11.1.3.4) RGE

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

### 11.1.3.5) Tabela com Reajustes

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

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

## 11.2) Segmento de Comercialização e Serviços (exclusive CPFL Renováveis)

DRE Consolidado - Comercialização e Serviços (Pro-forma - R\$ Mil)			
	4T11	4T10	Var.
Receita Operacional Bruta	490.726	541.736	-9,4%
Receita Operacional Líquida	432.073	483.082	-10,6%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>72.568</b>	<b>63.962</b>	<b>13,5%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>40.827</b>	<b>42.993</b>	<b>-5,0%</b>

Nota:

(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.

### Receita Operacional

No 4T11, a receita operacional bruta atingiu R\$ 491 milhões, representando uma redução de 9,4% (R\$ 51 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 432 milhões, representando uma redução de 10,6% (R\$ 51 milhões).

### EBITDA

No 4T11, o EBITDA atingiu R\$ 73 milhões, aumento de 13,5% (R\$ 9 milhões).

### Ganho com Combinação de Negócios

No 4T11, o ganho com a combinação de negócios (vindos da CPFL Renováveis) foi de R\$ 8 milhões. Trata-se de um efeito contábil pontual (**não-recorrente**), que resulta da conclusão da associação da CPFL Energia com a ERSA. Não afeta os dividendos e nem o resultado da CPFL Energia.

Contabilização (conforme o pronunciamento contábil CPC 15 - IFRS 3):

Na CPFL Brasil, os valores referentes à combinação de negócios (vindos da CPFL Renováveis) são contabilizados como "outras receitas operacionais" (dentro de outros custos/despesas operacionais) e transitam pelo resultado via lucro, pelo fato de a CPFL Brasil ser uma coligada da CPFL Renováveis. Já no caso da CPFL Energia, que é controladora, esses valores são contabilizados em "investimento" contra "reserva" no patrimônio líquido, não transitando pelo resultado.

### Lucro Líquido

No 4T11, o lucro líquido foi de R\$ 41 milhões, redução de 5,0% (R\$ 2 milhões).

Desconsiderando o efeito da combinação de negócios (vindos da CPFL Renováveis), o lucro líquido do 4T11 seria de R\$ 33 milhões, redução de 23,4% (R\$ 10 milhões).



## 11.3) Segmento de Geração Convencional (exclusive CPFL Renováveis)

### 11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

<b>DRE Consolidado - Geração Convencional (Pro-forma - R\$ Mil)</b>			
	<b>4T11<sup>(2)</sup></b>	<b>4T10<sup>(3)</sup></b>	<b>Var.</b>
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>359.310</b>	<b>303.734</b>	<b>18,3%</b>
Receita Operacional Líquida	337.525	284.682	18,6%
Custo com Energia Elétrica	(20.982)	(56.179)	-62,7%
Custos e Despesas Operacionais	307.924	(84.762)	-463,3%
Resultado do Serviço	624.466	143.740	334,4%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>272.836</b>	<b>194.030</b>	<b>40,6%</b>
Resultado Financeiro	(111.767)	(91.097)	22,7%
Lucro antes da Tributação	512.699	52.643	873,9%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>487.403</b>	<b>61.311</b>	<b>695,0%</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) Pro-forma: exclui CPFL Renováveis;
- (3) Pro-forma: também exclui CPFL Renováveis, sendo que os valores reportados no 4T10 foram ajustados para fins de comparação. Exclui, portanto, os ativos que, antes da associação da CPFL Energia com a ERSa, eram consolidados dentro do segmento de Geração.

### Receita Operacional

No 4T11, a receita operacional bruta atingiu R\$ 359 milhões, representando um aumento de 18,3% (R\$ 56 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 338 milhões, representando um aumento de 18,6% (R\$ 53 milhões).

Essa variação deve-se principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Receita adicional bruta decorrente do início das operações da UHE Foz do Chapecó, em outubro de 2010, e das 2 termelétricas da Epasa, em janeiro de 2011, no valor de R\$ 22 milhões (R\$ 21 milhões líquidos de impostos). É importante lembrar que parte das vendas desses empreendimentos é feita para empresas do Grupo;
- (ii) Reajustes de preços dos demais ativos.

### Custo com Energia Elétrica

No 4T11, o custo com energia elétrica foi de R\$ 21 milhões, representando uma redução de 62,7% (R\$ 35 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Incremento de despesas **no 4T10**, pela UHE Foz do Chapecó, no valor de R\$ 10 milhões, com a aquisição de energia (71 GWh) para honrar compromissos assumidos, em virtude de ainda não estar com todas as turbinas em operação comercial integral;
- (ii) Incremento de despesas **no 4T10**, pela Epasa, no valor de R\$ 31 milhões, com a aquisição de energia (248 GWh), para honrar compromissos assumidos, enquanto não iniciava as operações das UTEs Termonordeste e Termoparaíba.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento nos encargos de uso do sistema de transmissão relativos a UHE Foz do Chapecó (R\$ 3 milhões) e a Epasa (R\$ 2 milhões), devido à entrada em operação das usinas.

## Custos e Despesas Operacionais

No 4T11, o ganho da CPFL Geração com a combinação de negócios (vindos da CPFL Renováveis) foi de R\$ 412 milhões. Trata-se de um efeito contábil pontual (**não-recorrente**), que resulta da conclusão da associação da CPFL Energia com a ERSA. Não afeta os dividendos e nem o resultado da CPFL Energia.

Contabilização (conforme o pronunciamento contábil CPC 15 - IFRS 3): Na CPFL Geração, o valor referente à combinação de negócios (vindos da CPFL Renováveis) é contabilizado em “outras receitas operacionais” (dentro de outros custos/despesas operacionais) e transita pelo resultado via lucro, pelo fato de a CPFL Geração ser uma coligada da CPFL Renováveis. Já no caso da CPFL Energia, que é controladora, esse valor é contabilizado em “investimento” contra “reserva” no patrimônio líquido, não transitando pelo resultado.

Desconsiderando esse montante, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 104 milhões, representando um aumento de 23,2% (R\$ 20 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- PMSO, item que atingiu R\$ 44 milhões no 4T11, registrando um aumento de 26,8% (R\$ 9 milhões), devido, entre outros fatores, à entrada em operação da UHE Foz do Chapecó e das UTEs Termonordeste e Termoparaíba – Epasa (R\$ 5 milhões). (Esses efeitos devem ser expurgados para fins de melhor comparação com o 4T10).

Desconsiderando os efeitos mencionados, o PMSO do 4T11 seria de R\$ 35 milhões e o PMSO do 4T10 seria de R\$ 31 milhões, um aumento de 13,2% (R\$ 4 milhões).

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

- (i) Aumento de 101,5% (R\$ 7 milhões) nos gastos com serviços de terceiros, devido principalmente a maiores gastos com consultoria (R\$ 5 milhões) e serviços de informática (R\$ 1 milhão).

Parcialmente compensado por:

- (i) Redução de 18,5% (R\$ 3 milhões) nos outros custos/despesas operacionais, devido principalmente aos seguintes efeitos, na CPFL Geração: (i) valor registrado nas “outras indenizações, perdas e danos” **no 4T10**, referente à Auditoria Social relacionada ao Acordo homologado na justiça entre o Movimento dos Atingidos por Barragens (MAB) e o Ministério das Minas e Energia (MME) (R\$ 2 milhões); e (ii) menores gastos com publicidade e propaganda (R\$ 1 milhão).
- Depreciação e Amortização, que apresentou um aumento líquido de 21,3% (R\$ 11 milhões), devido principalmente à entrada em operação da UHE Foz do Chapecó (R\$ 3,3 milhões) e das UTEs Termonordeste e Termoparaíba – Epasa (R\$ 3,6 milhões).

## EBITDA

No 4T11, o **EBITDA (IFRS)** foi de R\$ 273 milhões, aumento de 40,6% (R\$ 79 milhões).

## Resultado Financeiro

No 4T11, a despesa financeira líquida foi de R\$ 112 milhões, representando um aumento de 22,7% (R\$ 21 milhões). Os itens que explicam essa variação são:

- Despesas Financeiras: passaram de R\$ 102 milhões no 4T10 para R\$ 127 milhões no 4T11 (aumento de R\$ 25 milhões), devido principalmente à despesa financeira (R\$ 24,1 milhões) decorrente da entrada em operação da UHE Foz do Chapecó (R\$ 10,5 milhões) e das UTEs

Termonordeste e Termoparaíba – Epasa (R\$ 13,6 milhões). Durante o período de construção destes empreendimentos, esta despesa financeira era contabilizada como investimento no ativo imobilizado, em conformidade com as práticas contábeis (CPC 20);

- Receitas Financeiras: passaram de R\$ 11 milhões no 4T10 para R\$ 16 milhões no 4T11 (aumento de R\$ 5 milhões), devido principalmente ao aumento nas rendas de aplicações financeiras, reflexo do aumento do estoque de aplicações e do aumento do CDI.

## Lucro Líquido

No 4T11, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 487 milhões, aumento de 695,0% (R\$ 426 milhões).

Desconsiderando o efeito da combinação de negócios (vindos da CPFL Renováveis), o lucro líquido do 4T11 seria de R\$ 75 milhões, um aumento de 22,4% (R\$ 14 milhões).

## 11.4) CPFL Renováveis

### 11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

Essa avaliação comparativa considera, no 4T10, 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 e UTE Biomassa Baldin).

DRE Consolidado - CPFL Renováveis (Pro-forma - R\$ Mil)			
	4T11	4T10 <sup>(2)</sup>	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>119.861</b>	<b>35.948</b>	<b>233,4%</b>
Receita Operacional Líquida	113.802	33.657	238,1%
Custo com Energia Elétrica	(11.472)	(4.451)	157,8%
Custos e Despesas Operacionais	(73.923)	(10.146)	628,6%
Resultado do Serviço	28.408	19.059	49,0%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>57.231</b>	<b>25.247</b>	<b>126,7%</b>
Resultado Financeiro	18.740	4.520	314,7%
Lucro antes da Tributação	47.148	23.579	100,0%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>52.968</b>	<b>15.654</b>	<b>238,4%</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) **DRE pro-forma (visto que a criação da CPFL Renováveis ocorreu em 01/08/2011): elaborado apenas para fins de comparação com o 4T11. Considera somente os ativos que já pertenciam à CPFL Energia no 4T10 e que foram contribuídos para a CPFL Renováveis quando de sua criação (PCH's da CPFL Geração, CPFL Sul e UTE Biomassa Baldin).**

## Receita Operacional

No 4T11, a receita operacional bruta atingiu R\$ 120 milhões, representando um aumento de 233,4% (R\$ 84 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 114 milhões, representando um aumento de 238,1% (R\$ 80 milhões).

O aumento na receita operacional bruta deve-se principalmente ao aumento, no valor de R\$ 83 milhões (R\$ 79 milhões líquidos de impostos), decorrente:

- Dos 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;

- Da entrada em operação da UTE Bio Formosa, em setembro de 2011 e da UTE Bio Buriti, em outubro de 2011;
- Dos reajustes de preços dos outros ativos que eram antes da CPFL Geração.

## Custos e Despesas Operacionais

No 4T11, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 74 milhões, representando um aumento de 157,8% (R\$ 64 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) PMSO adicional da CPFL Renováveis, no valor de R\$ 41 milhões, referente:
  - Aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSA e da aquisição da Jantus (R\$ 40 milhões). Desse montante, **R\$ 9 milhões** são gastos **não-recorrentes** com prestação de serviços de terceiros referentes às operações com a ERSA e com a Jantus, para a consolidação da CPFL Renováveis na CPFL Energia;
  - À entrada em operação da UTE Bio Formosa, em setembro de 2011 e da UTE Bio Buriti, em outubro de 2011 (R\$ 1 milhão).
- (ii) Depreciação e Amortização adicional da CPFL Renováveis, no valor de R\$ 25,5 milhões, referente: (i) aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSA e da aquisição da Jantus (R\$ 23,0 milhões); e (i) à entrada em operação da UTE Bio Formosa, em setembro de 2011 e da UTE Bio Buriti, em outubro de 2011 (R\$ 2,5 milhões).

## EBITDA

No 4T11, o **EBITDA (IFRS)** foi de R\$ 57 milhões, aumento de 126,7% (R\$ 32 milhões).

Desse montante, R\$ 16 milhões se referem aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSA e da aquisição da Jantus.

Desconsiderando o efeito não-recorrente (R\$ 9 milhões), o **EBITDA (IFRS – Não-Recorrente)** seria de R\$ 66 milhões no 4T11, um aumento de 163,7% (R\$ 41 milhões).

## Resultado Financeiro

No 4T11, a receita financeira líquida (= receita - despesa financeira) foi de R\$ 19 milhões, representando um aumento de 314,7% (R\$ 14 milhões), devido principalmente aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSA e da aquisição da Jantus, como segue:

- ✓ Receita financeira adicional de R\$ 31,8 milhões, parcialmente compensada pela despesa financeira adicional de R\$ 19,4 milhões.

## Lucro Líquido

No 4T11, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 53 milhões, aumento de 238,4% (R\$ 37 milhões).

Desconsiderando o efeito não-recorrente, o lucro líquido (**IFRS – Não-Recorrente**) seria de R\$ 59 milhões no 4T11, um aumento de 277,8% (R\$ 43 milhões).

## 11.4.2) Status dos Projetos de Geração

### UTE Bio Ipê

A UTE Bio Ipê, localizada em Nova Independência (Estado de São Paulo), encontra-se em fase final de construção (93% das obras realizadas – dezembro de 2011), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 2T12. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 26 milhões. A potência instalada é de 25 MW e a garantia física é de 8,4 MWmédios. Estrutura de capital (estimada): 79% BNDES (74% → TJLP + 1,9% a.a. e 26% → 5,5% a.a. pré) e 21% *equity*. Amortização média: 14 anos.

### UTE Bio Pedra

A UTE Bio Pedra, localizada em Serrana (Estado de São Paulo), encontra-se em fase de construção (70% das obras realizadas – dezembro de 2011), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 2T12. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 205 milhões. A potência instalada é de 70 MW e a garantia física é de 24,4 MWmédios. A energia foi vendida no 3º Leilão de Energia de Reserva ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 154,12/MWh – dezembro de 2011). Estrutura de capital (estimada): 73% BNDES (26% → TJLP + 1,9% a.a. e 74% → 5,5% a.a. pré) e 27% *equity*. Amortização média: 11 anos.

### UTE Coopcana

A UTE Coopcana, localizada em São Carlos do Ivaí (Estado do Paraná), encontra-se em fase de construção (6% das obras realizadas – dezembro de 2011), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 2T13. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 153 milhões. 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 (7% das obras realizadas – dezembro de 2011), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 2T13. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 154 milhões. A potência instalada é de 50 MW e a garantia física é de 18 MWmédios.

### PCH Salto Góes

A PCH Salto Góes, localizada no Estado de Santa Catarina, encontra-se em fase de construção (52% das obras realizadas – dezembro de 2011), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 1T13. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 136 milhões. 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\$ 160,41/MWh – dezembro de 2011). Estrutura de capital (estimada): 63% BNDES e 37% *equity*.

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

Os Parques Eólicos Santa Clara I, II, III, IV, V e VI e Eurus VI, localizados no Estado do Rio Grande do Norte, encontram-se em fase de construção (47% das obras realizadas – dezembro de 2011), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 3T12. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 801 milhões. A potência instalada é de 188 MW e a garantia física é

de 76 MW médios. A energia foi vendida no Leilão de Reserva ocorrido em dezembro de 2009 (preço: R\$ 168,32/MWh – dezembro de 2011). Estrutura de capital (estimada): 65% BNDES (TJLP + 1,7% a.a.) e 35% *equity*. Amortização média: 16 anos.

### **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 (10% das obras realizadas – dezembro de 2011), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 3T13. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 374 milhões. A potência instalada é de 78,2 MW e a garantia física é de 37,1 MW médios. A energia foi vendida no Leilão de Fontes Alternativas ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 137,30/MWh – dezembro de 2011).

### **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 (7% das obras realizadas – dezembro de 2011), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 3T13. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 127 milhões. A potência instalada é de 30 MW e a garantia física é de 14 MW médios. A energia foi vendida no 3º Leilão de Energia de Reserva ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 133,70/MWh – dezembro de 2011).

### **Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos (Campo dos Ventos I, III e V, Ventos de São Domingos e Ventos de São Martinho)**

Os Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos (Campo dos Ventos I, III e V, Ventos de São Domingos e Ventos de São Martinho), localizados no Estado do Rio Grande do Norte, tem a sua entrada em operação prevista para o 2T14. O início da construção está condicionado à aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 660 milhões. A potência instalada é de 138 MW e a garantia física é de 68,5 MW médios.

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

Os Parques Eólicos Complexo São Benedito (Santa Mônica, Santa Úrsula, Ventos de São Benedito e Ventos de São Dimas), localizado no Estado do Rio Grande do Norte, tem a sua entrada em operação prevista para o 2T14. O início da construção está condicionado à aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. O investimento estimado no empreendimento é de R\$ 506 milhões. A potência instalada é de 116 MW e a garantia física é de 60,6 MW médios.

## **11.4.3) Eventos Subsequentes**

### **Aquisição dos Parques Eólicos Atlântica (a serem implementados)**

Em 13 de janeiro de 2012, a CPFL Renováveis emitiu Comunicado ao Mercado informando que celebrou, em 12 de janeiro de 2012, o Contrato de Compra e Venda de Ações com a COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS S.A. (“Contrato de Compra e Venda de Ações”), cujo objeto é a aquisição pela Companhia da totalidade das ações de emissão das sociedades ATLÂNTICA I PARQUE EÓLICO S.A., ATLÂNTICA II PARQUE EÓLICO S.A., ATLÂNTICA IV PARQUE



EÓLICO S.A. e ATLÂNTICA V PARQUE EÓLICO S.A. (“Sociedades”). As Sociedades são detentoras de autorização, pelo prazo de 35 anos, para geração de energia elétrica de fonte eólica sob o regime de produção independente, mediante a implantação de seus respectivos parques eólicos. Os empreendimentos são objeto das portarias do Ministério de Minas e Energia de nº 134, de 25 de fevereiro de 2011, nº 148, de 03 de março de 2011, nº 147, de 03 de março de 2011 e nº 168, de 21 de março de 2011. O Contrato de Compra e Venda de Ações está sujeito a aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e demais condições inerentes a este tipo de negociação. Uma vez implementadas as condições, a Companhia passará a deter a totalidade das ações de emissão das Sociedades. Os quatro parques eólicos, localizados no município de Palmares do Sul, Estado do Rio Grande do Sul, possuem em conjunto potência instalada de 120 MW (sendo 30 MW cada um) e garantia física de 52,7 MW médios, e tiveram toda sua energia certificada comercializada no Leilão de Fontes Alternativas ocorrido em 26 de agosto de 2010, ao preço de R\$ 135,00/MWh na data-base de abril de 2010 (R\$ 147,44/MWh na data-base de dezembro de 2011).

### Aquisição dos Parques Eólicos Bons Ventos (em operação)

Em 24 de fevereiro de 2012, a CPFL Energia e CPFL Renováveis emitiram Fato Relevante informando que, naquela data, a CPFL Renováveis celebrou com o Fundo de Investimento em Participações Brasil Energia, Servtec Investimentos e Participações Ltda., Fundo de Investimento em Participações Progresso e algumas pessoas físicas (em conjunto “Vendedores”) contrato de compra e venda de ações referente à aquisição da totalidade do capital da sociedade BVP S.A. (“BVP”), que detém 100% das ações da sociedade Bons Ventos Geradora de Energia S.A. (“Bons Ventos”) (“Aquisição”). A Bons Ventos detém autorização outorgada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) para explorar os parques eólicos (i) Taíba Albatroz, com capacidade instalada de 16,8 MW; (ii) Bons Ventos, com capacidade instalada de 50,4 MW; (iii) Enacel, com capacidade instalada de 31,5 MW; e (iv) Canoa Quebrada, com capacidade instalada de 58,8 MW (“Parques Eólicos”). Todos os Parques Eólicos localizam-se no litoral do Estado do Ceará e se encontram em operação comercial plena, sendo que a totalidade da energia está contratada com a Eletrobrás por vinte anos, através do PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (R\$ 290,50/MWh na data-base de dezembro de 2011). O preço total da Aquisição é de R\$ 1.062 milhões, que compreende: (i) o valor de R\$ 600 milhões a ser pago aos vendedores; e (ii) a assunção de dívida líquida no valor de R\$ 462 milhões, os quais poderão ser ajustados até a data do fechamento da Aquisição, conforme previsto no contrato de compra e venda de ações. O fechamento da Aquisição e o pagamento do Preço de Aquisição encontram-se sujeitos à satisfação das condições precedentes estabelecidas no contrato de compra e venda de ações e à obtenção das aprovações prévias pertinentes, nas quais se incluem a anuência da ANEEL e dos bancos financiadores, destacadamente do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, Banco do Nordeste do Brasil e Nordic Investment Bank -NIB. A Aquisição será submetida também à aprovação dos órgãos de defesa da concorrência, incluindo o CADE – Conselho Administrativo de Defesa Econômica, no prazo e forma assinalados pela respectiva legislação de regência. Através da Aquisição dos Parques Eólicos, a Companhia agregará 157,5 MW à sua capacidade instalada, com fator de capacidade médio de cerca de 40%.

### Aquisição dos Ativos de Co-geração da Usina Ester (em operação)

Em 12 de março de 2012, a CPFL Renováveis emitiu Comunicado ao Mercado informando que celebrou, em 09 de março de 2012, o contrato de aquisição de ativos de co-geração de energia elétrica e vapor d’água da SPE LACENAS PARTICIPAÇÕES LTDA. (“SPE Lacenas”), controlada da Usina Ester (“Usina Ester”), que detém autorização outorgada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) para explorar a energia proveniente da biomassa produzida pela

moagem de cana-de-açúcar e com capacidade instalada de 40,0 MW. A Usina Ester tem contrato de venda de energia (“PPA”) comercializado no Leilão LFA 2007 de cerca de 7 MW médios, com duração de 15 anos. A energia restante, equivalente a cerca de 4 MW médios em 2012, será comercializada no Mercado Livre. Os ativos de co-geração localizam-se no município de Cosmópolis, Estado de São Paulo, e encontram-se em operação comercial plena. O preço total de aquisição dos ativos é de R\$ 111,5 milhões, que compreende, na data de assinatura do contrato: (i) o valor de R\$ 50,9 milhões a ser pago aos vendedores; e (ii) a assunção de dívida líquida no valor de R\$ 60,6 milhões. O fechamento da operação encontra-se sujeito ao cumprimento das condições precedentes estabelecidas no contrato de aquisição e à obtenção das aprovações prévias pertinentes, incluindo as autorizações de todos os órgãos regulamentares competentes.



## 12) ANEXOS

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

(em milhares de reais)



	<b>Consolidado</b>	
<b>ATIVO</b>	<b>31/12/2011</b>	<b>31/12/2010</b>
<b>CIRCULANTE</b>		
Caixa e Equivalentes de Caixa	2.699.837	1.562.897
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	1.874.280	1.816.073
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	830	-
Títulos e Valores Mobiliários	47.521	42.533
Tributos a Compensar	277.463	193.020
Derivativos	3.733	244
Estoques	44.872	25.223
Arrendamentos	4.581	4.754
Outros Créditos	409.938	253.445
<b>TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>5.363.054</b>	<b>3.898.190</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>		
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	182.300	195.738
Depósitos Judiciais	1.128.616	890.685
Títulos e Valores Mobiliários	109.965	72.823
Tributos a Compensar	216.715	138.966
Derivativos	215.642	82
Créditos Fiscais Diferidos	1.176.535	1.183.460
Arrendamentos	24.521	26.315
Ativo Financeiro da Concessão	1.376.664	934.646
Entidade de Previdência Privada	3.416	5.800
Investimentos ao Custo	116.654	116.654
Outros Créditos	279.461	222.100
Imobilizado	8.292.076	5.786.465
Intangível	8.927.439	6.584.874
<b>TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>22.050.004</b>	<b>16.158.607</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>27.413.057</b>	<b>20.056.797</b>

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

(em milhares de reais)



	<b>Consolidado</b>	
<b>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>31/12/2011</b>	<b>31/12/2010</b>
<b>PASSIVO</b>		
<b>CIRCULANTE</b>		
Fornecedores	1.240.143	1.047.385
Encargos de Dívidas	141.902	40.516
Encargos de Debêntures	83.552	118.066
Empréstimos e Financiamentos	896.414	578.867
Debêntures	531.185	1.509.958
Entidade de Previdência Privada	40.695	40.103
Taxas Regulamentares	145.146	123.541
Tributos e Contribuições Sociais	483.028	455.248
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	24.524	23.813
Obrigações Estimadas com Pessoal	70.771	58.688
Derivativos	-	3.982
Uso do Bem Público	28.738	17.287
Outras Contas a Pagar	813.338	410.869
<b>TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE</b>	<b>4.499.437</b>	<b>4.428.323</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>		
Encargos de Dívidas	23.627	29.155
Empréstimos e Financiamentos	7.382.455	4.917.843
Debêntures	4.548.651	2.212.314
Entidade de Previdência Privada	414.629	570.877
Tributos e Contribuições Sociais	165	960
Débitos Fiscais Diferidos	1.038.101	277.767
Provisão para Contingências	338.121	291.265
Derivativos	24	7.883
Uso do Bem Público	440.926	429.632
Outras Contas a Pagar	174.410	141.124
<b>TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>14.361.110</b>	<b>8.878.819</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		
Capital Social	4.793.424	4.793.424
Reservas de Capital	229.956	16
Reservas de Lucros	495.185	418.665
Dividendo Adicional Proposto	758.470	486.040
Reserva de Avaliação Patrimonial	790.123	795.563
	<u>7.067.157</u>	<u>6.493.708</u>
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	1.485.352	255.948
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>8.552.510</b>	<b>6.749.656</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>27.413.057</b>	<b>20.056.797</b>

## 12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado						
	4T11	4T10	Variação	2011	2010	Variação
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica <sup>(1)</sup>	3.850.449	3.508.547	9,74%	14.866.101	13.930.188	6,72%
Suprimento de Energia Elétrica	383.279	350.234	9,44%	1.297.846	1.196.121	8,50%
Receita com construção de infraestrutura	351.674	344.811	1,99%	1.129.826	1.043.678	8,25%
Outras Receitas Operacionais <sup>(1)</sup>	397.241	387.785	2,44%	1.572.209	1.386.691	13,38%
	<b>4.982.643</b>	<b>4.591.377</b>	<b>8,52%</b>	<b>18.865.982</b>	<b>17.556.678</b>	<b>7,46%</b>
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.578.479)	(1.412.807)	11,73%	(6.101.954)	(5.532.949)	10,28%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>3.404.164</b>	<b>3.178.570</b>	<b>7,10%</b>	<b>12.764.028</b>	<b>12.023.729</b>	<b>6,16%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.298.073)	(1.326.958)	-2,18%	(4.907.136)	(5.050.075)	-2,83%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(344.168)	(312.972)	9,97%	(1.313.834)	(1.172.415)	12,06%
	<b>(1.642.241)</b>	<b>(1.639.930)</b>	<b>0,14%</b>	<b>(6.220.970)</b>	<b>(6.222.490)</b>	<b>-0,02%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(176.932)	(152.522)	16,00%	(703.997)	(593.617)	18,59%
Material	(25.407)	(22.997)	10,48%	(94.807)	(80.623)	17,59%
Serviços de Terceiros	(163.262)	(147.181)	10,93%	(531.022)	(467.404)	13,61%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(66.502)	(61.318)	8,45%	(314.609)	(265.438)	18,52%
Custos com construção de infraestrutura	(351.674)	(344.811)	1,99%	(1.129.826)	(1.043.678)	8,25%
Entidade de Previdência Privada	15.897	15.224	4,42%	82.953	80.629	2,88%
Depreciação e Amortização	(169.752)	(150.127)	13,07%	(615.769)	(509.178)	20,93%
Amortização do Intangível da Concessão	(47.260)	(43.375)	8,96%	(185.434)	(182.615)	1,54%
	<b>(984.893)</b>	<b>(907.107)</b>	<b>8,58%</b>	<b>(3.492.512)</b>	<b>(3.061.924)</b>	<b>14,06%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>978.145</b>	<b>809.811</b>	<b>20,79%</b>	<b>3.768.797</b>	<b>3.350.479</b>	<b>12,49%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>777.030</b>	<b>631.533</b>	<b>23,04%</b>	<b>3.050.547</b>	<b>2.739.315</b>	<b>11,36%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	226.604	150.998	50,07%	698.188	483.115	44,52%
Despesas	(396.836)	(265.710)	49,35%	(1.386.778)	(837.058)	65,67%
	<b>(170.231)</b>	<b>(114.712)</b>	<b>48,40%</b>	<b>(688.590)</b>	<b>(353.943)</b>	<b>94,55%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>606.798</b>	<b>516.821</b>	<b>17,41%</b>	<b>2.361.957</b>	<b>2.385.372</b>	<b>-0,98%</b>
Contribuição Social	(46.224)	(42.918)	7,70%	(209.872)	(221.235)	-5,14%
Imposto de Renda	(117.212)	(112.279)	4,39%	(569.701)	(604.100)	-5,69%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>443.362</b>	<b>361.623</b>	<b>22,60%</b>	<b>1.582.384</b>	<b>1.560.037</b>	<b>1,43%</b>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>413.975</i>	<i>356.105</i>	<i>16,25%</i>	<i>1.530.403</i>	<i>1.538.281</i>	<i>-0,51%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>29.387</i>	<i>5.518</i>	<i>432,57%</i>	<i>51.981</i>	<i>21.756</i>	<i>138,93%</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) Demonstração de Resultados - Segmentos de Geração Convencional (exclusive CPFL Renováveis) e CPFL Renováveis (Pro-forma, em milhares de reais)



	Geração Convencional			CPFL Renováveis
	4T11 <sup>(1)</sup>	4T10 <sup>(2)</sup>	Variação	4T11
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>				
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	353.256	303.382	16,44%	119.818
Outras Receitas Operacionais	6.054	353	1615,81%	43
	<b>359.310</b>	<b>303.734</b>	<b>18,30%</b>	<b>119.861</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(21.786)	(19.053)	14,34%	(6.058)
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>337.525</b>	<b>284.682</b>	<b>18,56%</b>	<b>113.802</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>				
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(3.047)	(44.484)	-93,15%	(8.947)
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(17.935)	(11.695)	53,35%	(2.525)
	<b>(20.982)</b>	<b>(56.179)</b>	<b>-62,65%</b>	<b>(11.472)</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>				
Pessoal	(9.898)	(9.420)	5,08%	(13.710)
Material	(3.490)	(1.194)	192,28%	(244)
Serviços de Terceiros	(15.248)	(7.544)	102,12%	(26.623)
Outros Custos/Despesas Operacionais	(15.071)	(16.315)	-7,62%	(4.522)
Combinação de Negócios - CPFL Renováveis	412.360	-	-	-
Entidade de Previdência Privada	620	295	110,34%	-
Depreciação e Amortização	(56.517)	(46.177)	22,39%	(27.575)
Amortização do Intangível da Concessão	(4.833)	(4.407)	9,67%	(1.248)
	<b>307.924</b>	<b>(84.762)</b>	<b>-463,28%</b>	<b>(73.923)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>272.836</b>	<b>194.030</b>	<b>40,62%</b>	<b>57.231</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>624.466</b>	<b>143.740</b>	<b>334,44%</b>	<b>28.408</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>				
Receitas	15.533	10.888	42,67%	39.522
Despesas	(127.300)	(101.985)	24,82%	(20.782)
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-
	<b>(111.767)</b>	<b>(91.097)</b>	<b>22,69%</b>	<b>18.740</b>
<b>EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	-	-	<b>0,00%</b>	-
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>512.699</b>	<b>52.643</b>	<b>873,91%</b>	<b>47.148</b>
Contribuição Social	(6.871)	2.114	-424,96%	(1.525)
Imposto de Renda	(18.425)	6.553	-381,17%	7.345
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>487.403</b>	<b>61.311</b>	<b>694,97%</b>	<b>52.968</b>
<b>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</b>	<b>446.355</b>	<b>55.547</b>	<b>703,56%</b>	<b>52.911</b>
<b>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</b>	<b>41.049</b>	<b>5.764</b>	<b>612,16%</b>	<b>57</b>

Notas:

(1) Pro-forma: exclui CPFL Renováveis;

(2) Pro-forma: também exclui CPFL Renováveis, sendo que os valores reportados no 4T10 foram ajustados para fins de comparação. Exclui, portanto, os ativos que, antes da associação da CPFL Energia com a ERSa, eram consolidados dentro do segmento de Geração.

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



	Consolidado			2011	2010	Variação
	4T11	4T10	Variação			
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica <sup>(1)</sup>	3.668.036	3.353.955	9,36%	14.166.645	13.356.155	6,07%
Suprimento de Energia Elétrica	45.828	68.754	-33,35%	184.844	182.799	1,12%
Receita com construção de infraestrutura	351.674	344.811	1,99%	1.129.826	1.043.678	8,25%
Outras Receitas Operacionais <sup>(1)</sup>	377.937	359.918	5,01%	1.483.448	1.280.985	15,81%
	<b>4.443.474</b>	<b>4.127.438</b>	<b>7,66%</b>	<b>16.964.764</b>	<b>15.863.617</b>	<b>6,94%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(1.525.929)	(1.371.903)	11,23%	(5.912.190)	(5.388.417)	9,72%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>2.917.546</b>	<b>2.755.535</b>	<b>5,88%</b>	<b>11.052.574</b>	<b>10.475.200</b>	<b>5,51%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.330.743)	(1.271.427)	4,67%	(5.038.460)	(4.886.112)	3,12%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(324.519)	(300.983)	7,82%	(1.239.559)	(1.131.120)	9,59%
	(1.655.262)	(1.572.410)	5,27%	(6.278.019)	(6.017.232)	4,33%
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(130.775)	(129.206)	1,21%	(559.346)	(508.477)	10,00%
Material	(20.875)	(16.718)	24,86%	(77.770)	(63.674)	22,14%
Serviços de Terceiros	(121.477)	(110.251)	10,18%	(441.536)	(383.596)	130,14%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(46.476)	(39.123)	18,80%	(226.129)	(191.858)	-78,33%
Custos com construção de infraestrutura	(351.674)	(344.811)	1,99%	(1.129.826)	(1.043.678)	8,25%
Entidade de Previdência Privada	15.276	14.929	2,33%	80.471	79.437	1,30%
Depreciação e Amortização	(84.168)	(93.756)	-10,23%	(338.329)	(333.124)	1,56%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.881)	(4.925)	-0,89%	(19.526)	(19.682)	-0,79%
	(745.051)	(723.861)	2,93%	(2.711.991)	(2.464.652)	10,04%
<b>EBITDA</b>	<b>591.007</b>	<b>543.017</b>	<b>8,84%</b>	<b>2.339.948</b>	<b>2.266.685</b>	<b>3,23%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>517.233</b>	<b>459.265</b>	<b>12,62%</b>	<b>2.062.565</b>	<b>1.993.316</b>	<b>3,47%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	117.497	79.183	48,39%	429.371	316.020	35,87%
Despesas	(191.016)	(115.777)	64,99%	(669.853)	(395.138)	69,52%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	(73.519)	(36.594)	100,90%	(240.481)	(79.118)	203,95%
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>443.714</b>	<b>422.671</b>	<b>4,98%</b>	<b>1.822.083</b>	<b>1.914.198</b>	<b>-4,81%</b>
Contribuição Social	(34.173)	(34.214)	-0,12%	(153.132)	(163.643)	-6,42%
Imposto de Renda	(93.956)	(88.943)	5,64%	(418.071)	(441.222)	-5,25%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>315.585</b>	<b>299.514</b>	<b>5,37%</b>	<b>1.250.880</b>	<b>1.309.333</b>	<b>-4,46%</b>

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

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

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

CPFL PAULISTA						
	4T11	4T10	Var.	2011	2010	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>2.289.508</b>	<b>2.102.166</b>	<b>8,9%</b>	<b>8.591.810</b>	<b>8.114.888</b>	<b>5,9%</b>
Receita Operacional Líquida	1.506.310	1.403.758	7,3%	5.594.932	5.360.015	4,4%
Custo com Energia Elétrica	(863.062)	(817.104)	5,6%	(3.258.902)	(3.125.378)	4,3%
Custos e Despesas Operacionais	(365.521)	(352.227)	3,8%	(1.332.385)	(1.195.442)	11,5%
Resultado do Serviço	277.727	234.427	18,5%	1.003.645	1.039.195	-3,4%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>300.867</b>	<b>260.241</b>	<b>15,6%</b>	<b>1.099.130</b>	<b>1.118.645</b>	<b>-1,7%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>309.441</b>	<b>297.783</b>	<b>3,9%</b>	<b>1.115.441</b>	<b>1.089.711</b>	<b>2,4%</b>
Resultado Financeiro	(34.188)	(13.735)	148,9%	(93.979)	(2.767)	3296,6%
Lucro antes da Tributação	243.539	220.692	10,4%	909.666	1.036.428	-12,2%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>165.796</b>	<b>150.496</b>	<b>10,2%</b>	<b>613.307</b>	<b>695.761</b>	<b>-11,9%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>171.052</b>	<b>172.529</b>	<b>-0,9%</b>	<b>609.551</b>	<b>667.347</b>	<b>-8,7%</b>

CPFL PIRATININGA						
	4T11	4T10	Var.	2011	2010	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>975.377</b>	<b>989.326</b>	<b>-1,4%</b>	<b>3.954.930</b>	<b>3.720.819</b>	<b>6,3%</b>
Receita Operacional Líquida	617.093	654.205	-5,7%	2.524.131	2.436.451	3,6%
Custo com Energia Elétrica	(383.577)	(367.179)	4,5%	(1.430.025)	(1.375.940)	3,9%
Custos e Despesas Operacionais	(126.988)	(159.749)	-20,5%	(571.836)	(583.679)	-2,0%
Resultado do Serviço	106.528	127.277	-16,3%	522.271	476.832	9,5%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>117.502</b>	<b>141.846</b>	<b>-17,2%</b>	<b>571.116</b>	<b>530.984</b>	<b>7,6%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>104.119</b>	<b>133.659</b>	<b>-22,1%</b>	<b>511.750</b>	<b>519.875</b>	<b>-1,6%</b>
Resultado Financeiro	(19.737)	(8.522)	131,6%	(64.158)	(28.458)	125,4%
Lucro antes da Tributação	86.791	118.755	-26,9%	458.113	448.374	2,2%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>60.161</b>	<b>80.617</b>	<b>-25,4%</b>	<b>308.433</b>	<b>301.746</b>	<b>2,2%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>50.442</b>	<b>74.724</b>	<b>-32,5%</b>	<b>265.836</b>	<b>294.126</b>	<b>-9,6%</b>

RGE						
	4T11	4T10	Var.	2011	2010	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>927.874</b>	<b>820.452</b>	<b>13,1%</b>	<b>3.469.718</b>	<b>3.211.469</b>	<b>8,0%</b>
Receita Operacional Líquida	617.224	548.573	12,5%	2.279.458	2.125.171	7,3%
Custo com Energia Elétrica	(327.631)	(311.883)	5,0%	(1.275.651)	(1.216.017)	4,9%
Custos e Despesas Operacionais	(185.333)	(158.975)	16,6%	(595.176)	(530.667)	12,2%
Resultado do Serviço	104.260	77.715	34,2%	408.631	378.487	8,0%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>140.368</b>	<b>117.603</b>	<b>19,4%</b>	<b>523.454</b>	<b>499.945</b>	<b>4,7%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>144.278</b>	<b>118.808</b>	<b>21,4%</b>	<b>514.854</b>	<b>501.400</b>	<b>2,7%</b>
Resultado Financeiro	(15.205)	(13.478)	12,8%	(71.313)	(46.674)	52,8%
Lucro antes da Tributação	89.055	64.237	38,6%	337.317	331.813	1,7%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>71.883</b>	<b>55.280</b>	<b>30,0%</b>	<b>248.233</b>	<b>245.090</b>	<b>1,3%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>73.972</b>	<b>56.087</b>	<b>31,9%</b>	<b>236.481</b>	<b>251.250</b>	<b>-5,9%</b>

CPFL SANTA CRUZ						
	4T11	4T10	Var.	2011	2010	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>103.588</b>	<b>88.576</b>	<b>16,9%</b>	<b>390.389</b>	<b>330.985</b>	<b>17,9%</b>
Receita Operacional Líquida	73.314	62.688	17,0%	270.000	228.902	18,0%
Custo com Energia Elétrica	(34.647)	(32.743)	5,8%	(132.752)	(127.634)	4,0%
Custos e Despesas Operacionais	(25.428)	(25.485)	-0,2%	(85.316)	(75.291)	13,3%
Resultado do Serviço	13.239	4.460	196,8%	51.931	25.977	99,9%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>15.331</b>	<b>6.920</b>	<b>121,5%</b>	<b>60.381</b>	<b>34.496</b>	<b>75,0%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>15.595</b>	<b>10.624</b>	<b>46,8%</b>	<b>56.416</b>	<b>47.635</b>	<b>18,4%</b>
Resultado Financeiro	(1.929)	(430)	348,5%	(5.953)	(460)	1194,1%
Lucro antes da Tributação	11.311	4.030	180,7%	45.978	25.517	80,2%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>7.700</b>	<b>3.453</b>	<b>123,0%</b>	<b>31.369</b>	<b>18.291</b>	<b>71,5%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>7.828</b>	<b>5.988</b>	<b>30,7%</b>	<b>28.922</b>	<b>26.712</b>	<b>8,3%</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.

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

CPFL LESTE PAULISTA						
	4T11	4T10	Var.	2011	2010	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>38.142</b>	<b>29.999</b>	<b>27,1%</b>	<b>138.996</b>	<b>120.528</b>	<b>15,3%</b>
Receita Operacional Líquida	28.773	21.290	35,1%	101.694	85.159	19,4%
Custo com Energia Elétrica	(10.144)	(10.075)	0,7%	(40.085)	(37.855)	5,9%
Custos e Despesas Operacionais	(13.530)	(8.155)	65,9%	(39.523)	(25.775)	53,3%
Resultado do Serviço	5.098	3.060	66,6%	22.086	21.529	2,6%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>4.946</b>	<b>4.030</b>	<b>22,7%</b>	<b>24.926</b>	<b>25.193</b>	<b>-1,1%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>5.686</b>	<b>5.147</b>	<b>10,5%</b>	<b>28.885</b>	<b>26.785</b>	<b>7,8%</b>
Resultado Financeiro	(617)	(595)	3,8%	(2.635)	(1.738)	51,6%
Lucro antes da Tributação	4.481	2.465	81,8%	19.452	19.791	-1,7%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>3.311</b>	<b>797</b>	<b>315,4%</b>	<b>13.454</b>	<b>12.465</b>	<b>7,9%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>3.534</b>	<b>1.577</b>	<b>124,1%</b>	<b>15.997</b>	<b>13.283</b>	<b>20,4%</b>

CPFL SUL PAULISTA						
	4T11	4T10	Var.	2011	2010	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>46.418</b>	<b>40.556</b>	<b>14,5%</b>	<b>180.731</b>	<b>151.327</b>	<b>19,4%</b>
Receita Operacional Líquida	33.019	27.936	18,2%	127.023	101.967	24,6%
Custo com Energia Elétrica	(14.971)	(13.735)	9,0%	(58.182)	(54.630)	6,5%
Custos e Despesas Operacionais	(12.825)	(8.518)	50,6%	(43.525)	(24.606)	76,9%
Resultado do Serviço	5.223	5.683	-8,1%	25.317	22.731	11,4%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>5.934</b>	<b>6.402</b>	<b>-7,3%</b>	<b>28.337</b>	<b>25.388</b>	<b>11,6%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>6.234</b>	<b>5.965</b>	<b>4,5%</b>	<b>28.849</b>	<b>25.388</b>	<b>13,6%</b>
Resultado Financeiro	(664)	45	-1576,5%	(1.196)	64	-1968,3%
Lucro antes da Tributação	4.558	5.728	-20,4%	24.121	22.795	5,8%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>3.456</b>	<b>4.212</b>	<b>-17,9%</b>	<b>16.722</b>	<b>15.839</b>	<b>5,6%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>3.644</b>	<b>3.899</b>	<b>-6,5%</b>	<b>16.942</b>	<b>15.858</b>	<b>6,8%</b>

CPFL JAGUARI						
	4T11	4T10	Var.	2011	2010	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>38.810</b>	<b>36.989</b>	<b>4,9%</b>	<b>153.952</b>	<b>139.980</b>	<b>10,0%</b>
Receita Operacional Líquida	25.270	24.095	4,9%	99.696	89.687	11,2%
Custo com Energia Elétrica	(15.485)	(13.678)	13,2%	(59.271)	(54.286)	9,2%
Custos e Despesas Operacionais	(6.590)	(5.747)	14,7%	(21.682)	(18.665)	16,2%
Resultado do Serviço	3.195	4.670	-31,6%	18.742	16.736	12,0%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>3.693</b>	<b>5.157</b>	<b>-28,4%</b>	<b>20.855</b>	<b>18.659</b>	<b>11,8%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>4.197</b>	<b>4.565</b>	<b>-8,1%</b>	<b>21.571</b>	<b>19.447</b>	<b>10,9%</b>
Resultado Financeiro	(693)	(68)	919,0%	(550)	345	-259,5%
Lucro antes da Tributação	2.502	4.602	-45,6%	18.192	17.081	6,5%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>2.000</b>	<b>3.079</b>	<b>-35,1%</b>	<b>12.661</b>	<b>11.578</b>	<b>9,4%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>2.309</b>	<b>2.671</b>	<b>-13,6%</b>	<b>13.118</b>	<b>12.130</b>	<b>8,1%</b>

CPFL MOCOCA						
	4T11	4T10	Var.	2011	2010	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>27.653</b>	<b>22.630</b>	<b>22,2%</b>	<b>98.661</b>	<b>84.475</b>	<b>16,8%</b>
Receita Operacional Líquida	20.103	15.961	25,9%	68.821	57.744	19,2%
Custo com Energia Elétrica	(9.053)	(7.981)	13,4%	(35.307)	(31.704)	11,4%
Custos e Despesas Operacionais	(9.087)	(6.008)	51,2%	(23.573)	(14.211)	65,9%
Resultado do Serviço	1.963	1.972	-0,5%	9.941	11.829	-16,0%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>2.366</b>	<b>2.391</b>	<b>-1,0%</b>	<b>11.749</b>	<b>13.375</b>	<b>-12,2%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>2.550</b>	<b>2.882</b>	<b>-11,5%</b>	<b>12.112</b>	<b>14.349</b>	<b>-15,6%</b>
Resultado Financeiro	(485)	190	-355,2%	(697)	570	-222,3%
Lucro antes da Tributação	1.478	2.162	-31,6%	9.244	12.399	-25,4%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>1.279</b>	<b>1.580</b>	<b>-19,1%</b>	<b>6.702</b>	<b>8.563</b>	<b>-21,7%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>1.410</b>	<b>1.881</b>	<b>-25,0%</b>	<b>6.987</b>	<b>9.184</b>	<b>-23,9%</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.



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

CPFL Paulista						
	4T11	4T10	Var.	2011	2010	Var.
Residencial	1.958	1.865	5,0%	7.601	7.252	4,8%
Industrial	1.263	1.259	0,3%	4.930	5.315	-7,2%
Comercial	1.218	1.141	6,8%	4.673	4.368	7,0%
Outros	1.004	961	4,5%	3.804	3.714	2,4%
<b>Total</b>	<b>5.443</b>	<b>5.226</b>	<b>4,2%</b>	<b>21.008</b>	<b>20.649</b>	<b>1,7%</b>

CPFL Piratininga						
	4T11	4T10	Var.	2011	2010	Var.
Residencial	845	794	6,3%	3.376	3.198	5,6%
Industrial	695	753	-7,8%	2.816	2.990	-5,8%
Comercial	467	446	4,8%	1.832	1.784	2,7%
Outros	255	245	4,1%	1.016	959	6,0%
<b>Total</b>	<b>2.262</b>	<b>2.239</b>	<b>1,0%</b>	<b>9.041</b>	<b>8.931</b>	<b>1,2%</b>

RGE						
	4T11	4T10	Var.	2011	2010	Var.
Residencial	498	470	5,9%	2.004	1.913	4,8%
Industrial	514	569	-9,6%	2.127	2.384	-10,8%
Comercial	312	284	10,0%	1.217	1.145	6,4%
Outros	586	525	11,7%	2.273	2.003	13,5%
<b>Total</b>	<b>1.910</b>	<b>1.847</b>	<b>3,4%</b>	<b>7.622</b>	<b>7.446</b>	<b>2,4%</b>

CPFL Santa Cruz						
	4T11	4T10	Var.	2011	2010	Var.
Residencial	75	73	2,7%	298	289	3,1%
Industrial	43	43	-0,1%	183	169	7,9%
Comercial	38	37	2,9%	150	144	4,6%
Outros	88	83	5,6%	336	317	6,2%
<b>Total</b>	<b>244</b>	<b>236</b>	<b>3,2%</b>	<b>967</b>	<b>918</b>	<b>5,3%</b>

CPFL Jaguari						
	4T11	4T10	Var.	2011	2010	Var.
Residencial	18	18	4,7%	74	71	3,6%
Industrial	72	68	5,7%	281	274	2,3%
Comercial	10	10	5,6%	40	37	8,1%
Outros	9	9	1,7%	37	36	2,3%
<b>Total</b>	<b>110</b>	<b>105</b>	<b>5,1%</b>	<b>431</b>	<b>419</b>	<b>3,0%</b>

CPFL Mococa						
	4T11	4T10	Var.	2011	2010	Var.
Residencial	16	15	3,8%	64	62	3,6%
Industrial	16	15	6,2%	62	61	0,7%
Comercial	7	7	7,6%	28	26	8,1%
Outros	15	13	12,5%	57	59	-2,4%
<b>Total</b>	<b>54</b>	<b>50</b>	<b>7,3%</b>	<b>211</b>	<b>208</b>	<b>1,6%</b>

CPFL Leste Paulista						
	4T11	4T10	Var.	2011	2010	Var.
Residencial	21	21	0,5%	86	83	3,9%
Industrial	6	18	-65,8%	26	72	-64,2%
Comercial	10	10	8,0%	39	36	8,6%
Outros	29	26	13,5%	112	113	-0,9%
<b>Total</b>	<b>67</b>	<b>74</b>	<b>-9,7%</b>	<b>263</b>	<b>304</b>	<b>-13,5%</b>

CPFL Sul Paulista						
	4T11	4T10	Var.	2011	2010	Var.
Residencial	31	30	4,2%	122	116	5,8%
Industrial	27	28	-5,4%	112	126	-10,9%
Comercial	13	12	6,5%	51	48	6,6%
Outros	23	22	4,1%	88	87	2,0%
<b>Total</b>	<b>94</b>	<b>92</b>	<b>1,5%</b>	<b>373</b>	<b>375</b>	<b>-0,6%</b>