

São Paulo, 07 de maio de 2012 – A CPFL Energia S.A. (BM&FBOVESPA: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 1T12**. 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 1T11, salvo indicação contrária.

CPFL ENERGIA ANUNCIA LUCRO LÍQUIDO DE R\$ 423 MILHÕES NO 1T12

Indicadores (R\$ Milhões)	1T12	1T11	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	13.938	13.482	3,4%
Mercado Cativo	10.220	9.983	2,4%
TUSD	3.718	3.499	6,3%
Vendas de Comercialização e Geração - GWh	3.600	3.118	15,4%
Receita Operacional Bruta	5.042	4.510	11,8%
Receita Operacional Líquida	3.421	3.023	13,2%
EBITDA (IFRS) ⁽¹⁾	1.084	1.020	6,2%
EBITDA (IFRS+ Ativos e Passivos Regulatórios - Não-Recorrentes) ⁽²⁾	1.067	906	17,9%
Lucro Líquido (IFRS)	423	466	-9,2%
Lucro Líquido (IFRS+ Ativos e Passivos Regulatórios - Não-Recorrentes) ⁽³⁾	411	375	9,5%
Investimentos	555	412	34,6%

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 1T12

- Crescimentos de 3,4% nas vendas de energia na área de concessão, de 2,4% para o mercado cativo e 6,3% na TUSD;
- Investimentos de R\$ 555 milhões;
- Reajuste Tarifário Anual de 3,71% da CPFL Paulista em abril de 2012, sendo 1,96% relativos ao reajuste tarifário e 1,75% referentes aos componentes financeiros externos ao reajuste tarifário anual;
- Conclusão da transação de aquisição do Complexo Eólico Atlântica, em março de 2012;
- Manutenção do *rating* de crédito da CPFL Energia pela *Fitch Ratings* | AA+(bra);
- Nos últimos 12 meses, a valorização das ações da CPFL Energia na BM&FBOVESPA foi de 25,5%, superando o Ibovespa (-5,9%) e o IEE (18,0%); no mesmo período, a valorização dos ADRs na NYSE foi de 9,9%, superando o DJ Br20 (-13,1%) e o Dow Jones (7,2%);
- Aumento de 15,5% no volume médio diário de negociação das ações da CPFL Energia na BM&FBOVESPA e na NYSE, passando de R\$ 30,7 milhões, no 1T11, para R\$ 35,5 milhões, no 1T12. O número de negócios realizados na BM&FBOVESPA, por sua vez, aumentou 83,7%, passando de uma média diária de 1.368 negócios, no 1T11, para 2.512 negócios, no 1T12;
- Reingresso das ações da CPFL Energia no Dow Jones Brazil Titans 20 ADR Index (que representa os 20 ADRs com a mais alta liquidez na NYSE e NASDAQ), a partir de março de 2012.

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

- Terça-feira, 08 de maio 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.cpf.com.br/ri

Área de Relações com Investidores

55-19-3756-6083
ri@cpf.com.br
www.cpf.com.br/ri

ÍNDICE

1) CONTEXTO MACROECONÔMICO.....	3
2) VENDAS DE ENERGIA	6
2.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras	6
2.1.1) Vendas no Mercado Cativo.....	6
2.1.2) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão	7
2.1.3) TUSD por Distribuidora.....	7
2.2) Vendas de Comercialização e Geração – Exclusive Partes Relacionadas	7
3) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS.....	8
3.1) Consolidação da CPFL Renováveis	9
4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	10
4.1) Receita Operacional.....	11
4.2) Custo com Energia Elétrica.....	11
4.3) Custos e Despesas Operacionais	12
4.4) Ativos e Passivos Regulatórios.....	14
4.5) EBITDA.....	14
4.6) Resultado Financeiro	14
4.7) Lucro Líquido.....	15
5) ENDIVIDAMENTO	16
5.1) Dívida Financeira (Incluindo <i>Hedge</i>).....	16
5.2) Dívida Total (Dívida Financeira + <i>Hedge</i> + Dívida com Entidade de Previdência Privada)	18
5.3) Dívida Líquida – critério em consonância com o cálculo dos <i>covenants</i> financeiros	19
6) INVESTIMENTOS.....	20
7) DIVIDENDOS.....	21
8) MERCADO DE CAPITALIS	22
8.1) Desempenho das Ações.....	22
8.2) Volume Médio Diário	23
8.3) <i>Ratings</i>	23
9) GOVERNANÇA CORPORATIVA	24
10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA – 31/03/2012.....	25
11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO.....	26
11.1) Segmento de Distribuição	26
11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro	26
11.1.2) Revisão Tarifária	30
11.1.3) Reajuste Tarifário	31
11.2) Segmentos de Comercialização e Serviços	32
11.3) Segmento de Geração Convencional.....	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	36
12) ANEXOS	40
12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia.....	40
12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia.....	41
12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia	42
12.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia	43
12.5) Demonstração de Resultados - Segmentos de Geração Convencional e CPFL Renováveis	44
12.6) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição Consolidado	45
12.7) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora.....	46
12.8) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh).....	48

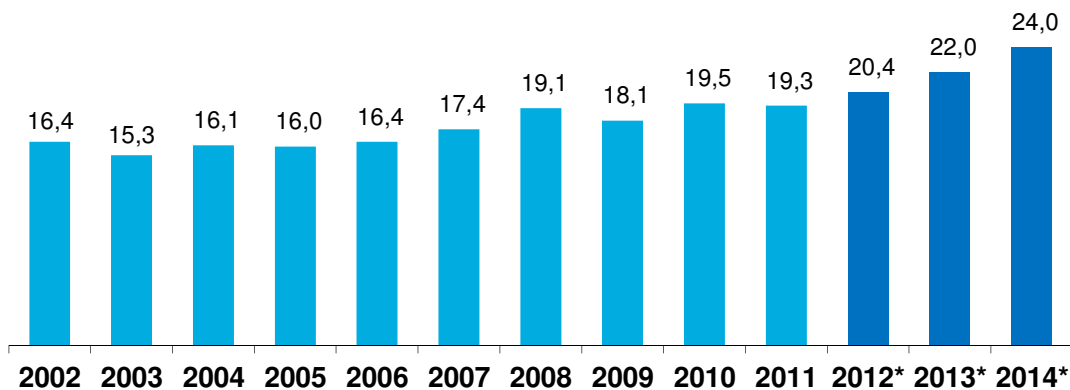
1) CONTEXTO MACROECONÔMICO

O Brasil tem se destacado recentemente no contexto internacional: além de ter passado quase que ileso à crise que assola o mundo desde a segunda metade de 2008, o País tem demonstrado ótimas perspectivas para o futuro. Com uma economia interna pujante, índices de desemprego em queda, ganhos reais da massa de renda, expansão do crédito para as famílias e altos níveis de investimento, o Brasil tem se sobressaído comparado ao restante das economias mundiais.

Segundo dados do IBGE e do Ministério da Fazenda, a taxa de investimento (formação bruta de capital fixo) se acelerou nos últimos anos, conforme mostra o gráfico abaixo.

Taxa de investimento em aceleração

Taxa de investimento (formação bruta de capital fixo), em % do PIB



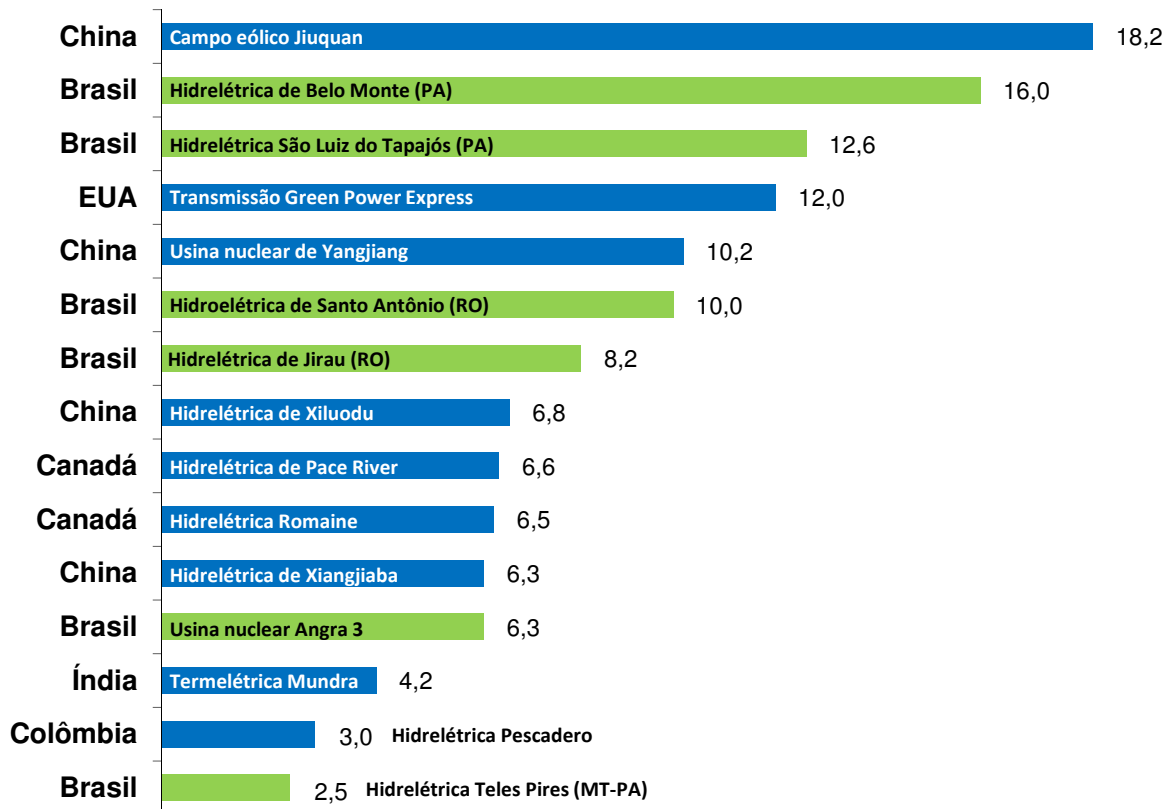
(*) Projeções do Ministério da Fazenda.
Fonte: IBGE e Ministério da Fazenda

De acordo com dados do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, a 2ª fase do PAC – Programa de Aceleração do Crescimento – deverá envolver quase R\$ 1 trilhão em investimentos no quadriênio 2011-2014. Somente os investimentos em Energia deverão representar mais de 48% deste montante.

Eixos	PAC 2 (R\$ bilhões)		Total
	2011-2014	Pós-2014	
PAC Comunidade Cidadã	23,0	-	23,0
PAC Água e Luz para Todos	30,6	-	30,6
PAC Cidade Melhor	57,1	-	57,1
PAC Transportes	104,5	4,5	109,0
PAC Minha Casa Minha Vida	278,2	-	278,2
PAC Energia	461,6	626,9	1.088,5
Total	955,0	631,4	1.586,4

Fonte: IBGE e Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão.

A partir de dados elaborados pelo Anuário da Revista Exame 2011-2012, dos 15 maiores projetos no setor de energia elétrica no mundo, 6 estão localizados no Brasil:

15 Maiores Projetos no Setor de Energia Elétrica do Mundo* (US\$ bilhões)


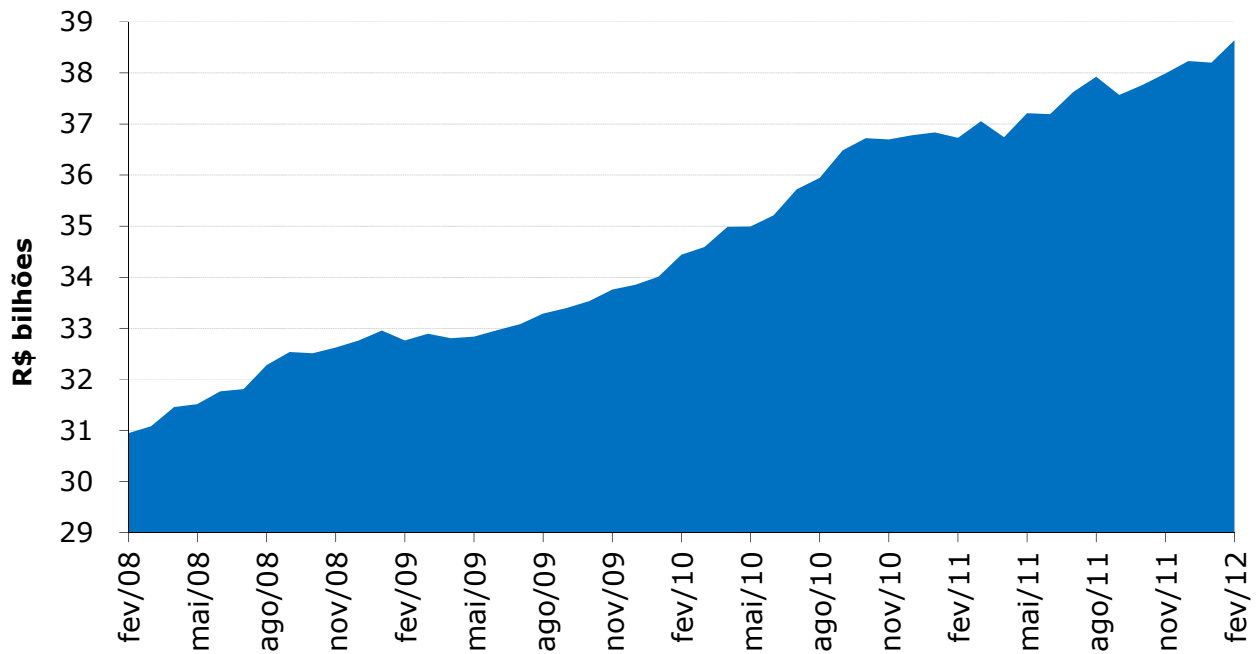
(*) Em fase final de preparação ou em andamento.
 Fonte: CG-LA, Anuário Exame 2011-2012.

Isso representa, portanto, a grande demanda de investimentos em infraestrutura de energia que o Brasil tem apresentado para suportar o seu crescimento nos próximos anos, principalmente em relação à 2ª fase do PAC, à Copa do Mundo em 2014 e às Olimpíadas em 2016.

Não obstante a um cenário de altos investimentos, que por si só deverão conduzir o segmento industrial a um consumo mais elevado de energia em virtude da produção de bens de capital, a queda das taxas de juros promovida pelo Banco Central do Brasil e as novas medidas de estímulo ao setor industrial lançadas pelo Ministério da Fazenda deverão começar a surtir efeito a partir da segunda metade de 2012.

Além disso, as tendências de desemprego em baixa e massa de renda salarial em alta, conforme mostra a figura abaixo, também contribuirão para que os segmentos residencial e comercial apresentem desempenhos expressivos, favorecendo o crescimento consolidado do consumo de energia no Brasil.

Massa real de rendimentos do trabalho (Total RMs) com ajuste sazonal



Fonte: IBGE

Observa-se, portanto, ótimas perspectivas para o desempenho da economia brasileira em comparação com o restante do mundo, evidenciando os desafios e oportunidades para a indústria de energia no Brasil.

2) VENDAS DE ENERGIA

2.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras

Vendas na Área de Concessão - GWh			
	1T12	1T11	Var.
Residencial	3.631	3.459	5,0%
Industrial	5.993	5.942	0,9%
Comercial	2.295	2.199	4,4%
Outros	2.019	1.882	7,3%
Total	13.938	13.482	3,4%

No 1T12, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 13.938 GWh, um aumento de 3,4%.

Vendas na Área de Concessão - GWh			
	1T12	1T11	Var.
Mercado Cativo	10.220	9.983	2,4%
TUSD	3.718	3.499	6,3%
Total	13.938	13.482	3,4%

No 1T12, as vendas para o mercado cativo totalizaram 10.220 GWh, um aumento de 2,4%.

Já 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 3.718 GWh no 1T12, um aumento de 6,3%, reflexo da migração de clientes para o mercado livre.

2.1.1) Vendas no Mercado Cativo

Mercado Cativo - GWh			
	1T12	1T11	Var.
Residencial	3.631	3.459	5,0%
Industrial	2.406	2.565	-6,2%
Comercial	2.187	2.099	4,2%
Outros	1.997	1.860	7,3%
Total	10.220	9.983	2,4%

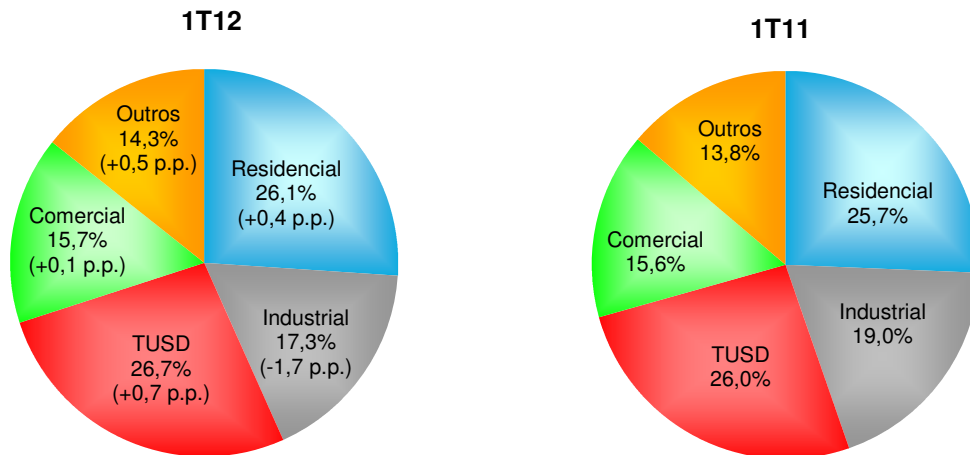
Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.8.

No mercado cativo, destacam-se os crescimentos das classes residencial e comercial que, juntas, representam 56,9% do total consumido pelos clientes cativos das distribuidoras do grupo:

- **Classes residencial e comercial:** aumentos de 5,0% e 4,2%, 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.
- **Classe industrial:** redução de 6,2%, reflexo da migração de clientes para o mercado livre e da queda da produção industrial. Apesar da produção industrial estar em ritmo mais lento, não

foram observados pedidos de redução de carga (potência) de clientes industriais no período, favorecendo a manutenção da receita advinda desta classe.

2.1.2) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 1T11 para o 1T12.

2.1.3) TUSD por Distribuidora

TUSD por Distribuidora - GWh			
	1T12	1T11	Var.
CPFL Paulista	1.832	1.742	5,2%
CPFL Piratininga	1.405	1.349	4,2%
RGE	412	356	16,0%
CPFL Santa Cruz	7	4	68,2%
CPFL Jaguari	24	16	47,3%
CPFL Mococa	1	-	0,0%
CPFL Leste Paulista	12	9	29,8%
CPFL Sul Paulista	24	23	5,6%
Total	3.718	3.499	6,3%

2.2) Vendas de Comercialização e Geração – Exclusive Partes Relacionadas

Vendas de Comercialização e Geração - GWh			
	1T12	1T11	Var.
Total	3.600	3.118	15,4%

Nota: Exclui vendas para partes relacionadas e na CCEE. Considera Furnas (Semesa) e demais vendas da geração para fora do grupo, exceto as vendas da Epasa (contrato de disponibilidade). Considera 100% das vendas da CPFL Renováveis. Considera fornecimento provisionado de 39 GWh no 1T12.

No 1T12, as vendas de comercialização e geração totalizaram 3.600 GWh, um aumento de 15,4%, devido ao (i) aumento das vendas para clientes livres, decorrente do aumento do número de clientes em carteira no 1T12 comparado ao 1T11 (de 112 para 139), e (ii) aumento das vendas

por meio de contratos bilaterais da comercialização e geração.

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

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

Em 31 de março de 2012 e 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. Em 31 de março de 2011, a participação de acionistas não controladores referia-se à participação de outros sócios nas controladas Ceran e Paulista Lajeado.

Distribuição de Energia	Tipo de Sociedade	Participação Societária	Localização (Estado)	Nº de municípios	Nº de consumidores aproximados (em milhares)	Prazo da concessão	Término da concessão
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior de S. Paulo	234	3.800	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	1.495	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	1.325	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	187	20 anos	Julho de 2015
Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo	7	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	76	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 (fontes convencionais e renováveis) ⁽¹⁾	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% ⁽²⁾	São Paulo	1 Hidrelétrica	903 MW	63 MW
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 63%	São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Santa Catarina, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraná e Rio Grande do Sul	Vide item 14.4.2	Vide item 14.4.2	Vide item 14.4.2

Notas:

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

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

Comercialização de Energia e Serviços	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia, 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%
NECT Serviços Administrativos Ltda ("Nect")	Sociedade Limitada	Prestação de serviços administrativos	Direta 100%
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda. ("CPFL Atende")	Sociedade Limitada	Prestação de serviços de tele-atendimento	Direta 100%
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. ("CPFL Total")	Sociedade Limitada	Serviços de arrecadação e cobrança	Direta e indireta 100%
Outras	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação
CPFL Jaguariúna Participações Ltda ("CPFL Jaguariuna")	Sociedade Limitada	Sociedade de Participação	Direta 100%
CPFL Jaguari de Geração de Energia Ltda ("Jaguari Geração")	Sociedade Limitada	Sociedade de Participação	Direta 100%
Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Indireta 51%
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%

3.1) Consolidação da CPFL Renováveis

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

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

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

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

4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (R\$ Mil)			
	1T12	1T11	Var.
Receita Operacional Bruta	5.042.116	4.509.764	11,8%
Receita Operacional Líquida	3.420.988	3.022.784	13,2%
Custo com Energia Elétrica	(1.665.729)	(1.418.661)	17,4%
Custos e Despesas Operacionais	(887.507)	(749.966)	18,3%
Resultado do Serviço	867.753	854.156	1,6%
EBITDA (IFRS) ⁽¹⁾	1.083.556	1.019.976	6,2%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)⁽²⁾	1.067.372	905.584	17,9%
Resultado Financeiro	(214.548)	(131.106)	63,6%
Lucro Antes da Tributação	653.205	723.050	-9,7%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	423.198	465.875	-9,2%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)⁽³⁾	411.093	375.290	9,5%

Notas:

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

AJUSTES GERENCIAIS NO RESULTADO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (em milhões de Reais)	EBITDA		Lucro Líquido	
	1T12	1T11	1T12	1T11
Valor reportado (A)	1.083,6	1.020,0	423,2	465,9
(-) Efeitos não-recorrentes				
Ajustes contábeis referentes ao recálculo do Uso do Bem Público (UBP) das usinas Foz do Chapecó, Enercan, Baesa e Ceran				
Na despesa financeira	-	-	-	8,6
Na depreciação	-	-	-	2,9
Laudos técnicos nas distribuidoras, referentes ao inventário físico de ativos e à implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, em atendimento à Resolução Aneel nº 367/09	(5,2)	(9,0)	(3,5)	(6,0)
(=) Total efeitos não-recorrentes (B)	(5,2)	(9,0)	(3,5)	5,5
(+) Ativos e Passivos Regulatórios				
Rito provisório da CPFL Piratininga - Receita Líquida	(47,8)	-	(31,6)	-
Outros Ativos e Passivos Regulatórios	26,4	(123,4)	16,0	(85,1)
(+) Ativos e Passivos Regulatórios (C)	(21,4)	(123,4)	(15,6)	(85,1)
(=) Total de ajustes (D = C - B)	(16,2)	(114,4)	(12,1)	(90,6)
Valor ajustado (A + D)	1.067,4	905,6	411,1	375,3

4.1) Receita Operacional

A receita operacional bruta no 1T12 atingiu R\$ 5.042 milhões, representando um aumento de 11,8% (R\$ 532 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\$ 4.773 milhões, um crescimento de 11,1% (R\$ 477 milhões).

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

- Reajustes tarifários das distribuidoras, no período entre 1T11 e 1T12;
- Aumento de 2,4% no volume de vendas para o mercado cativo;
- Aumento de 1,9% (R\$ 6 milhões) na receita bruta de TUSD de clientes livres, devido principalmente à migração de clientes cativos para o mercado livre;
- Receita adicional bruta na **CPFL Renováveis**, no valor de R\$ 105 milhões (R\$ 99 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 (R\$ 91 milhões líquidos de impostos); e (ii) à entrada em operação da UTE Bio Formosa, em setembro de 2011 e da UTE Bio Buriti, em outubro de 2011 (R\$ 8 milhões líquidos de impostos);

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

Esses fatores foram parcialmente compensados pela redução de R\$ 10 milhões na CPFL Piratininga, decorrente da reclassificação de receita de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos para obrigações especiais. Em atendimento ao Despacho nº 4.991, de 29 de dezembro de 2011, da Aneel, que trata dos procedimentos básicos para a elaboração das demonstrações financeiras, a CPFL Piratininga efetuou um ajuste de receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos relacionados às receitas da rubrica "Fornecimento de Energia Elétrica" e "Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica - TUSD consumidor livre" para a rubrica "Obrigações Especiais". O montante apurado refere-se ao período de 23 de outubro de 2011 (data em que ocorreria a 3ª revisão tarifária da distribuidora), até 31 de março de 2012.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 1.621 milhões, representando um aumento de 9,0% (R\$ 134 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores: (i) aumento de 7,2% nos impostos incidentes sobre a receita (R\$ 80,8 milhões); (ii) aumento de 11,6% nos encargos setoriais de CCC e CDE (R\$ 35,4 milhões); (iii) aumento na RGR (R\$ 15,5 milhões); e (iv) aumento de 7,1% no valor referente ao programa de P&D e eficiência energética (R\$ 2,5 milhões).

A receita operacional líquida atingiu R\$ 3.421 milhões no 1T12, representando um aumento de 13,2% (R\$ 398 milhões). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional líquida seria de R\$ 3.151 milhões, um crescimento de 12,2% (R\$ 342 milhões).

4.2) Custo com Energia Elétrica

O custo com energia elétrica, composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 1.666 milhões no 1T12, representando um aumento de 17,4% (R\$ 247 milhões):

- O custo da energia comprada para revenda no 1T12 foi de R\$ 1.318 milhões, o que representa um aumento de 18,3% (R\$ 204 milhões), devido aos seguintes efeitos:
 - (i) Aumento no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 121,6 milhões), devido ao aumento no preço médio de compra (56,2%) e na quantidade de energia comprada

(2.167 GWh);

- (ii) Aumento no custo com energia adquirida por meio de leilão no ambiente regulado e de contratos bilaterais (R\$ 70,3 milhões), devido principalmente ao aumento de 21,9% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 11,7% (940 GWh) na quantidade de energia comprada.
- (iii) Aumento no custo com Proinfa (R\$ 14,9 milhões), devido ao aumento de 16,1% (35 GWh) na quantidade de energia comprada e ao aumento de 16,3% no preço médio de compra;
- (iv) Aumento no custo de energia de Itaipu (R\$ 10,9 milhões), decorrente principalmente do aumento de 5,7% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 1,1% (28 GWh) na quantidade de energia comprada.

Parcialmente compensados por:

- (v) Aumento dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir da compra de energia (R\$ 13,9 milhões).
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição atingiram R\$ 347 milhões no 1T12, aumento de 14,3% (R\$ 43 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 19,5% nos encargos da rede básica (R\$ 46,8 milhões), devido principalmente aos aumentos de 21,4% (R\$ 23,9 milhões) na CPFL Paulista, de 17,9% (R\$ 10,1 milhões) na CPFL Piratininga, e de 7,6% (R\$ 3,4 milhões) na RGE;
 - (ii) Aumento nos encargos de energia de reserva (R\$ 8,2 milhões);
 - (iii) Aumento de 27,8% nos encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 2,6 milhões);
 - (iv) Aumento de 14,8% nos encargos de conexão (R\$ 2,5 milhões);
 - (v) Aumento de 6,0% nos encargos de Itaipu (R\$ 1,3 milhão).

Parcialmente compensados por:

- (vi) Redução de 38,3% nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 18,1 milhões), devido principalmente às reduções de 42,3% (R\$ 12,3 milhões) na CPFL Paulista e de 43,3% (R\$ 5,6 milhões) na CPFL Piratininga.

4.3) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 888 milhões no 1T12, registrando um aumento de 18,3% (R\$ 138 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Aumento de 26,1% (R\$ 56 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\$ 269 milhões no 1T12, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- PMSO, item que atingiu R\$ 402 milhões no 1T12, comparado a R\$ 371 milhões no 1T11, registrando um aumento de 8,6% (R\$ 32 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação com o 1T11):
 - (i) PMSO adicional da **CPFL Renováveis**, no valor de R\$ 28 milhões, referente:
 - ✓ ‘Aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSa, da aquisição da Jantus e da aquisição dos parques eólicos Atlântica (R\$ 27 milhões);
 - ✓ 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) Gastos **não-recorrentes** com laudos técnicos nas distribuidoras, referentes ao inventário físico de ativos e à implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, em atendimento à Resolução Aneel nº 367/09 (R\$ 5 milhões no 1T12, comparados a R\$ 9 milhões no 1T11, apresentando variação de R\$ 4 milhões).

Desconsiderando os efeitos mencionados, o PMSO do 1T12 seria de R\$ 369 milhões, comparado a R\$ 362 milhões no 1T11, um **aumento de 2,2% (R\$ 8 milhões)**, em comparação ao IGP-M de 3,2% (últimos 12 meses).

AJUSTES GERENCIAIS NO PMSO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (em milhões de Reais)				
	1T12	1T11	Variação	
			R\$ MM	%
PMSO reportado (A)	(402,4)	(370,5)	(31,8)	8,6%
PMSO adicional da CPFL Renováveis (B)	(27,7)	-	(27,7)	-
Gastos não-recorrentes referentes aos laudos técnicos nas distribuidoras (C)	(5,2)	(9,0)	3,8	-
PMSO ajustado (expurgando os efeitos da CPFL Renováveis e dos laudos técnicos) (A - B - C)	(369,4)	(361,5)	(7,9)	2,2%

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

- (i) Gastos com materiais, que registraram aumento de 37,2% (R\$ 7 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
- ✓ Aumentos na CPFL Paulista (R\$ 4 milhões) e na RGE (R\$ 1 milhão), devido principalmente ao aumento dos gastos com manutenção de linhas e redes e ao reajuste de preços;
 - ✓ Aumento na CPFL Geração (R\$ 2 milhões), devido à aquisição de óleo combustível para geração de energia pela Epasa.
- (ii) Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 5,0% (R\$ 4 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores: (i) aumento na taxa de arrecadação (R\$ 3,4 milhões); e (iii) aumento nas despesas com arrendamento e aluguéis (R\$ 2,4 milhões).

Parcialmente compensados por:

- (iii) Gastos com pessoal, que registraram redução líquida de 1,7% (R\$ 3 milhões), decorrente principalmente do PAI – Programa de Aposentadoria Incentivada, já considerando o acordo coletivo de 2011, que reajustou os salários em 7,6% em média (R\$ 8,1 milhões).
- Depreciação e Amortização, que apresentou um aumento líquido de 16,0% (R\$ 30 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Adicional da **CPFL Renováveis**, no valor de R\$ 43,5 milhões, referente: (i) aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSA e da aquisição da Jantus (R\$ 41,0 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);
 - (ii) Aumento no **Segmento de Geração Convencional**, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - Depreciação adicional nas UTEs Termonordeste e Termoparaíba – Epasa (R\$

4,1 milhões);

- Ajustes contábeis **não-recorrentes** (efetuados no 2T11 e que ainda não haviam sido efetuados no 1T11) decorrentes do recálculo de UBP das usinas (R\$ 4,4 milhões).

Parcialmente compensados por:

- (iii) Redução decorrente da mudança de taxas de depreciação da Aneel (R\$ 11,8 milhões); e
 - (iv) Redução decorrente da alteração da legislação referente ao critério de aproveitamento de créditos de PIS/COFINS.
- Entidade de Previdência Privada, item que representava uma receita de R\$ 22,3 milhões no 1T11 e passou a representar uma receita de R\$ 2,5 milhões no 1T12, resultando em uma variação negativa de R\$ 20 milhões. 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.

4.4) Ativos e Passivos Regulatórios

Os ativos e passivos regulatórios que, de acordo com os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e práticas internacionais (IFRS), não são mais contabilizados, representaram um custo de R\$ 21 milhões no 1T12 e de R\$ 123 milhões no 1T11 (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 1T12 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\$ 48 milhões no EBITDA). A aplicação da referida metodologia deveria ter ocorrido em 23 de outubro de 2011.

4.5) EBITDA

Com base nos fatores expostos, o **EBITDA (IFRS)** do 1T12 foi de R\$ 1.084 milhões, registrando um aumento de 6,2% (R\$ 64 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\$ 1.067 milhões no 1T12, comparado a R\$ 906 milhões no 1T11, um aumento de 17,9% (R\$ 162 milhões).

4.6) Resultado Financeiro

No 1T12, a despesa financeira líquida foi de R\$ 215 milhões, um aumento de 63,6% (R\$ 83 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 131 milhões registrada no 1T11.

Os itens que explicam essa variação são:

- Despesas Financeiras: aumento de 39,3% (R\$ 101 milhões), passando de R\$ 257 milhões no 1T11 para R\$ 358 milhões no 1T12, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento do saldo do endividamento, reflexo: (i) da consolidação 100% da dívida da CPFL Renováveis, de acordo com as novas práticas contábeis do IFRS; (ii) da estratégia de expansão e investimentos dos negócios do Grupo, como por exemplo, a

aquisição dos ativos da Jantus e a construção de novos projetos *greenfield* na CPFL Renováveis; e (iii) da estratégia de *pre-funding* realizada em 2011, antecipando-se nas captações de dívidas vincendas ao longo de 2012;

- (ii) Efeito câmbio na compra de energia de Itaipu (diferença entre fatura e dia do pagamento + ajuste até final do mês das faturas em aberto) (R\$ 11,9 milhões);
 - (iii) Despesa financeira adicional na **CPFL Renováveis** (R\$ 35,4 milhões), referente aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSa e da aquisição da Jantus;
 - (iv) Despesa financeira na CPFL Geração, com Uso do Bem Público (UBP) (R\$ 8,2 milhões), devido aos ajustes contábeis **não-recorrentes** decorrentes do recálculo de UBP das usinas, que foram efetuados no 2T11 e ainda não haviam sido efetuados no 1T11. Excluindo esse efeito, que foi de R\$ 13,0 milhões no 1T11, a variação da rubrica “UBP” teria apresentado uma **redução** de despesa financeira no valor de R\$ 4,8 milhões.
- Receitas Financeiras: aumento de 14,0% (R\$ 18 milhões), passando de R\$ 126 milhões no 1T11 para R\$ 144 milhões no 1T12, devido principalmente ao aumento da renda de aplicações financeiras (R\$ 22 milhões), decorrente dos seguintes fatores:
 - (i) Receita financeira adicional na **CPFL Renováveis** (R\$ 10,9 milhões), referente: (i) aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSa e da aquisição da Jantus; e (ii) à entrada em operação da UTE Bio Formosa, em setembro de 2011 e da UTE Bio Buriti, em outubro de 2011;
 - (ii) Aumento do estoque de aplicações.

4.7) Lucro Líquido

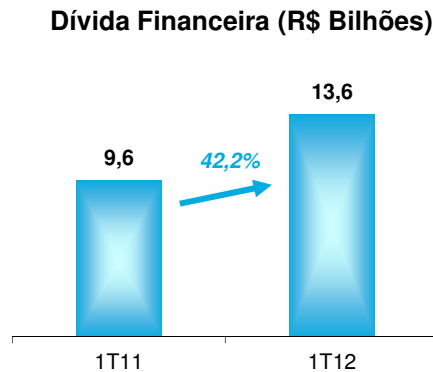
No 1T12, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 423 milhões, redução de 9,2% (R\$ 43 milhões). Este resultado reflete a maior despesa financeira decorrente do maior endividamento da Companhia para suportar sua estratégia de expansão de seus negócios, principalmente área de geração da CPFL Renováveis, conforme explicitado no item anterior.

Excluindo a participação dos acionistas não-controladores, o lucro líquido (IFRS) do 1T12 foi de R\$ 411 milhões, redução de 10,6% (R\$ 49 milhões), em comparação ao lucro líquido de R\$ 460 milhões do 1T11.

Considerando os ativos e passivos regulatórios, inclusive efeitos no resultado financeiro (líquidos de impostos) e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **lucro líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrentes)** seria de R\$ 411 milhões no 1T12, comparado a R\$ 375 milhões no 1T11, um aumento de 9,5% (R\$ 36 milhões).

5) ENDIVIDAMENTO

5.1) Dívida Financeira (Incluindo *Hedge*)



A dívida financeira (incluindo *hedge*) da CPFL Energia atingiu R\$ 13.622 milhões no 1T12, 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 a construção dos vários projetos *greenfield* 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 nominal de dívida em aproximadamente 0,2 ponto percentual para 10,7% ao ano, além de alongar o perfil de seu endividamento em 23,5%, de 3,4 para 4,2 anos. Dessa forma, o percentual de dívidas classificadas como curto-prazo caiu de 26,7%, no 1T11, para 14,2%, no 1T12.

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\$ 1.680 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\$ 555 milhões), Epasa (R\$ 105 milhões) e CPFL Brasil (R\$ 5 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\$ 4 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\$ 49 milhões), Enercan (R\$ 35 milhões), Foz do Chapecó (R\$ 33 milhões),

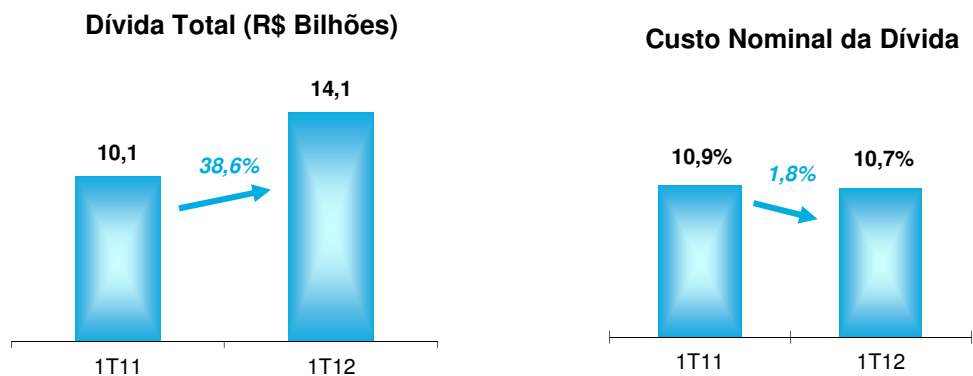
Baesa (R\$ 19 milhões) e CPFL Renováveis (R\$ 17 milhões).

- CPFL Energia e Distribuidoras do Grupo: captações líquidas de amortizações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 628 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) e CPFL Piratininga (R\$ 19 milhões);
 - + Captações líquidas de amortizações de financiamentos junto ao BNDES pelas Distribuidoras do Grupo, totalizando R\$ 66 milhões;
 - Amortizações de principal das debêntures da CPFL Piratininga (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\$ 486 milhões;
- Endividamento proveniente da aquisição da Jantus pela CPFL Renováveis, no montante de R\$ 676 milhões, dos quais R\$ 526 milhões são relativos à 1ª Emissão de Debêntures e R\$ 149 milhões são relativos a financiamento junto ao BNB;
- Endividamento proveniente da aquisição da PCH Santa Luzia pela CPFL Renováveis, no montante de R\$ 294 milhões, dos quais R\$ 161 milhões são relativos à 2ª Emissão de Debêntures e R\$ 133 milhões são relativos a financiamento junto ao BNDES.

Dívida Financeira - 1T12 (R\$ Mil)							
	Encargos		Principal		Total		
	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
Moeda Nacional							
BNDES - Repotenciação	30	-	3.690	3.880	3.720	3.880	7.600
BNDES/BNB - Investimento	21.613	-	554.367	4.069.504	575.980	4.069.504	4.645.484
BNDES - Bens de Renda	56	-	2.557	7.217	2.613	7.217	9.830
BNDES - Capital de Giro	558	-	99.503	20.771	100.061	20.771	120.832
Instituições Financeiras	162.231	-	354.599	1.370.749	516.830	1.370.749	1.887.580
Outros	620	-	11.876	27.231	12.496	27.231	39.728
Sub-Total	185.109	-	1.026.593	5.499.352	1.211.700	5.499.352	6.711.054
Moeda Estrangeira							
Instituições Financeiras	8.258	-	3.037	1.717.757	11.295	1.717.757	1.729.052
Sub-Total	8.258	-	3.037	1.717.757	11.295	1.717.757	1.729.052
Debêntures							
CPFL Energia	3.276	-	150.000	300.000	153.276	300.000	453.276
CPFL Paulista	33.254	-	213.333	695.786	246.587	695.786	942.374
CPFL Piratininga	20.417	-	-	418.632	20.417	418.632	439.049
RGE	12.060	-	126.667	196.383	138.727	196.383	335.110
CPFL Santa Cruz	2.298	-	-	64.706	2.298	64.706	67.004
CPFL Brasil	50.484	-	-	1.315.749	50.484	1.315.749	1.366.233
CPFL Geração	40.580	-	-	940.825	40.580	940.825	981.405
EPASA	5.690	-	9.779	58.202	15.469	58.202	73.671
BAESA	459	-	5.734	20.070	6.193	20.070	26.263
ENERCAN	246	-	3.616	46.106	3.862	46.106	49.968
CPFL Renováveis	13.501	-	26.367	647.823	39.868	647.823	687.691
Sub-Total	182.265	-	535.496	4.704.282	717.761	4.704.282	5.422.043
Dívida Financeira	375.632	-	1.565.125	11.921.391	1.940.757	11.921.392	13.862.149
Hedge	-	-	-	-	(1.288)	(238.967)	(240.255)
Dívida Financeira Incluindo Hedge	-	-	-	-	1.939.469	11.682.425	13.621.893
Participação sobre o total (%)	-	-	-	-	14,2%	85,8%	100%

Do total do endividamento de R\$ 13.622 milhões no 1T12, R\$ 11.682 milhões (85,8%) são considerados de longo prazo e R\$ 1.939 milhões (14,2%) são considerados de curto prazo. No 1T11, do total de R\$ 9.577 milhões, R\$ 7.023 milhões (73,3%) eram considerados de longo prazo e R\$ 2.553 milhões (26,7%) eram considerados de curto prazo.

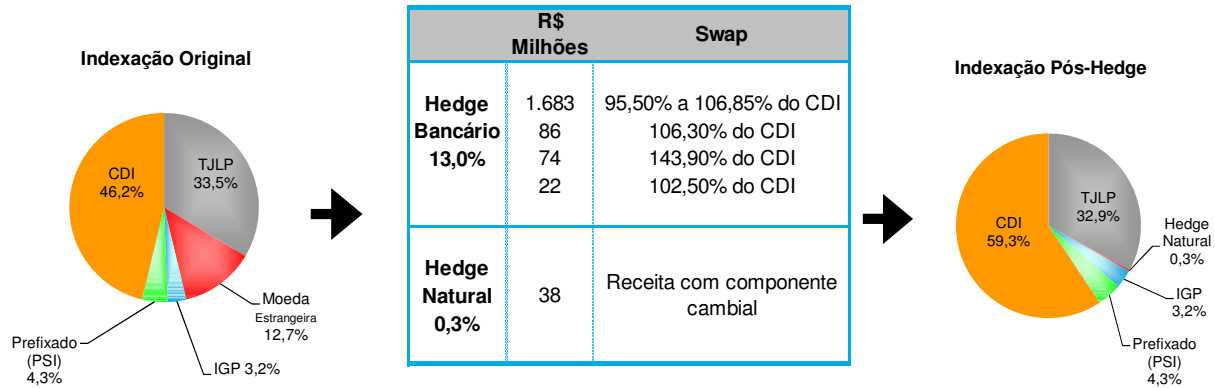
5.2) Dívida Total (Dívida Financeira + Hedge + Dívida com Entidade de Previdência Privada)



A dívida total, que corresponde à soma da dívida financeira, *hedge* (ativo/passivo) e dívida com entidade de previdência privada, atingiu R\$ 14.056 milhões no 1T12, aumento de 38,6%. O seu custo médio nominal passou de 10,9% a.a., no 1T11, para 10,7% a.a., no 1T12, em função da

redução do IGP-M (de 10,9% para 3,2%), apesar do aumento do CDI (de 10,4% para 11,4%). (taxas acumuladas nos últimos 12 meses)

Perfil da Dívida – 1T12



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 oriundas do BNDES atreladas à TJLP (de 30,4%, no 1T11, para 32,9%, no 1T12) e prefixadas-PSI (de 3,6%, no 1T11, para 4,3%, no 1T12), e uma diminuição da participação de dívidas atreladas ao CDI (de 59,4%, no 1T11, para 59,3%, no 1T12) e ao IGP-M/IGP-DI (de 6,2%, no 1T11, para 3,2%, no 1T12).

As participações de dívidas atreladas à moeda estrangeira e à TJLP seriam de 12,7% e 33,5%, 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 32,9%, respectivamente.

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

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

R\$ Mil	1T12	1T11	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(13.621.893)	(9.576.573)	42,2%
(+) Disponibilidades	2.707.338	1.967.201	37,6%
(=) Dívida Líquida	(10.914.555)	(7.609.372)	43,4%

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 1T12, a dívida líquida atingiu R\$ 10.915 milhões, um aumento de 43,4% (R\$ 3.305 milhões), em função dos fatores já explicados anteriormente (investimentos, consolidação e estratégia de *pre-funding*).

Considerando o EBITDA acumulado de 12 meses até o 1T12, no valor de R\$ 3.832 milhões, a Companhia encerrou o trimestre com uma relação Dívida Líquida / EBITDA de 2,85x. Se ajustarmos o EBITDA, considerando uma estimativa pro forma recorrente de CPFL Renováveis para os últimos 12 meses incluindo as últimas aquisições de Bons Ventos e Ester, e expurgarmos os saldos de dívidas dos empreendimentos que encontram-se ainda em fase de construção, a relação Dívida Líquida / EBITDA seria de 2,53x, substancialmente mais baixo do que o limite de 3,75x da Companhia.

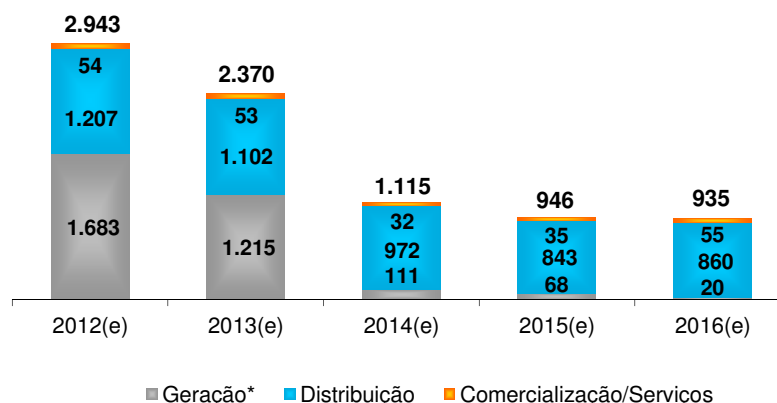
6) INVESTIMENTOS

No 1T12, foram realizados investimentos de R\$ 555 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 266 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 288 milhões à geração (R\$ 283 milhões da CPFL Renováveis) e R\$ 1 milhão à comercialização e serviços.

Entre os investimentos da CPFL Energia no 1T12 podemos destacar os realizados nos seguintes segmentos:

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

7) DIVIDENDOS

Em 27 de abril de 2012, foi efetuado o pagamento dos dividendos referentes ao 2S11, aos detentores de ações ordinárias negociadas na BM&FBovespa – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros S.A. (BM&FBOVESPA). O valor declarado foi de R\$ 758 milhões, equivalente a R\$ 0,788205126 por ação.

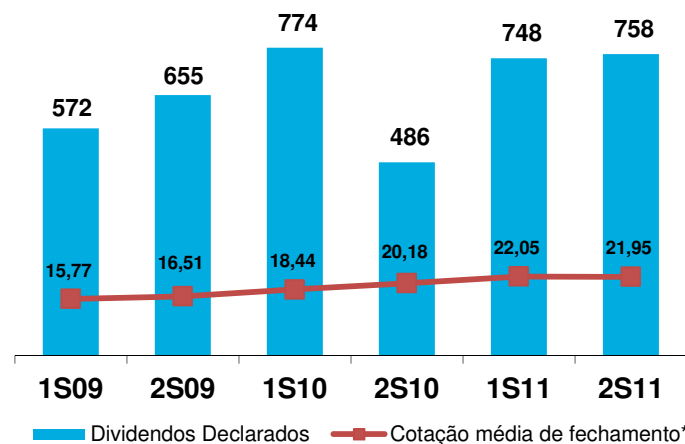
Somando o montante de R\$ 748 milhões, referente ao 1S11 (pago em setembro de 2011), o valor total declarado, referente ao ano de 2011, foi de R\$ 1.506 milhões, correspondente a R\$ 1,565228302 por ação.

Dividend Yield - CPFL Energia					
	2S09	1S10	2S10	1S11	2S11
Dividend Yield - últimos 12 meses ⁽¹⁾	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 CPFL Energia tem apresentado um *payout ratio* próximo a 100%, desde o seu IPO, respeitando a constituição da reserva legal de 5%.

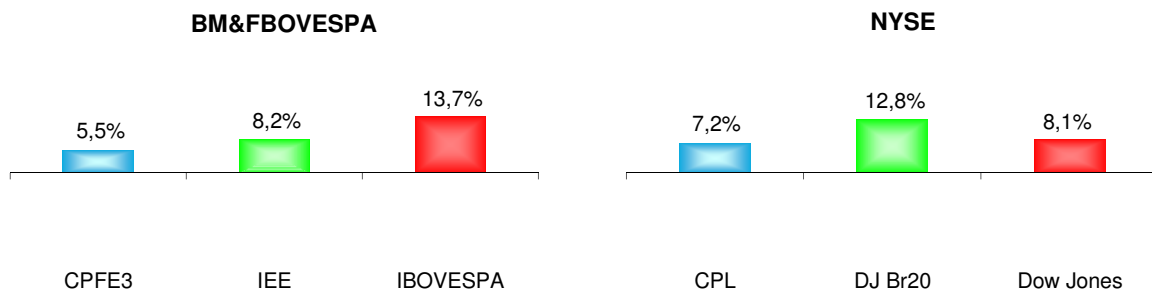
8) MERCADO DE CAPITAIS

8.1) Desempenho das Ações

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

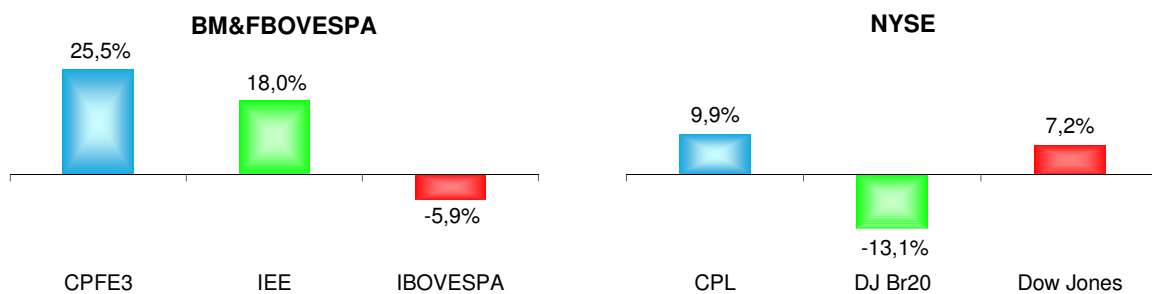
As ações encerraram o período cotadas a R\$ 26,65 por ação e US\$ 29,35 por ADR, respectivamente (cotações de fechamento em 31/03/2012).

Desempenho das Ações – 1T12 (com proventos)



No 1T12, as ações da CPFL Energia apresentaram valorização de 5,5% na BM&FBOVESPA e de 7,2% na NYSE.

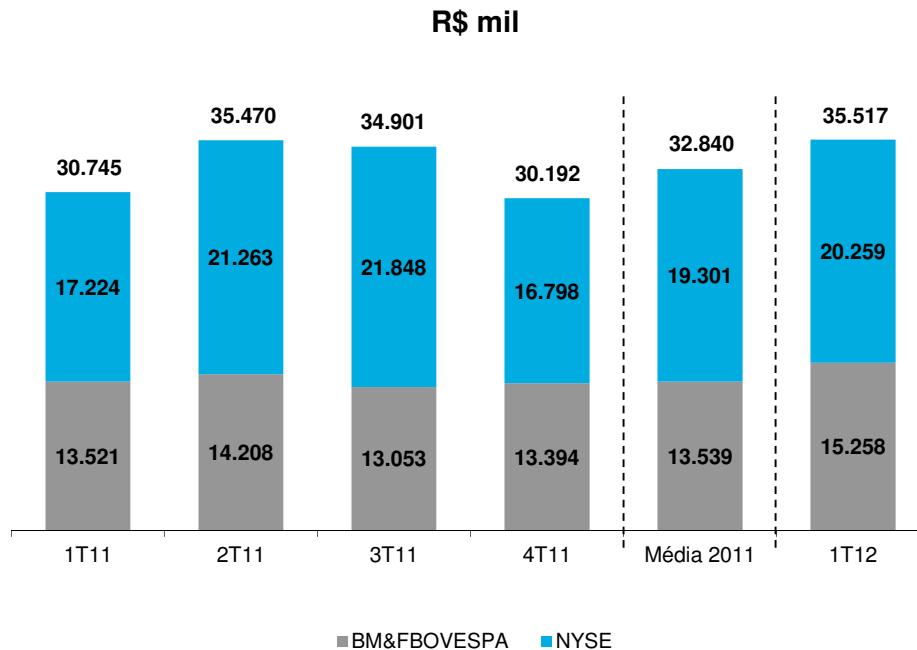
Desempenho das Ações – Últ. 12M (com proventos)



Nos últimos 12 meses, as ações da CPFL Energia apresentaram valorização de 25,5% na BM&FBOVESPA e de 9,9% na NYSE, superando os principais índices de mercado.

8.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação em 1T12 foi de R\$ 35,5 milhões, sendo R\$ 15,3 milhões na BM&FBOVESPA e R\$ 20,3 milhões na NYSE, representando um aumento de 15,5% em relação ao 1T11. O número de negócios realizados na BM&FBOVESPA, por sua vez, aumentou 83,7%, passando de uma média diária de 1.368 negócios, no 1T11, para 2.512 negócios, no 1T12.



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:

Ratings CPFL Energia - Escala Nacional					
Agência		2009	2010	2011	1T12
Standard & Poor's	<i>Rating</i>	brAA+	brAA+	brAA+	brAA+
	<i>Perspectiva</i>	Estável	Estável	Estável	Estável
Fitch Ratings	<i>Rating</i>	AA (bra)	AA+ (bra)	AA+ (bra)	AA+ (bra)
	<i>Perspectiva</i>	Positiva	Estável	Estável	Estável

Nota: Considera a posição ao final do período.

9) GOVERNANÇA CORPORATIVA

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

A CPFL Energia é listada nos segmentos de mais alto nível de governança – Novo Mercado da BM&FBovespa e ADRs Nível III na Bolsa de Nova York, sendo vinculada à arbitragem na Câmara de Arbitragem do Mercado da BM&FBovespa. Seu capital social é composto exclusivamente por ações ordinárias e assegura tag along de 100%, no caso de alienação de controle.

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

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

A CPFL Energia possui um Conselho Fiscal em permanente funcionamento, formado por cinco membros que também exercem as atribuições de *Audit Committee* previstas na Lei *Sarbanes Oxley* e de acordo com as regras da *Securities and Exchange Commission* (SEC). As regras de atuação do Conselho Fiscal são previstas em regimento interno e no Guia do Conselho Fiscal.

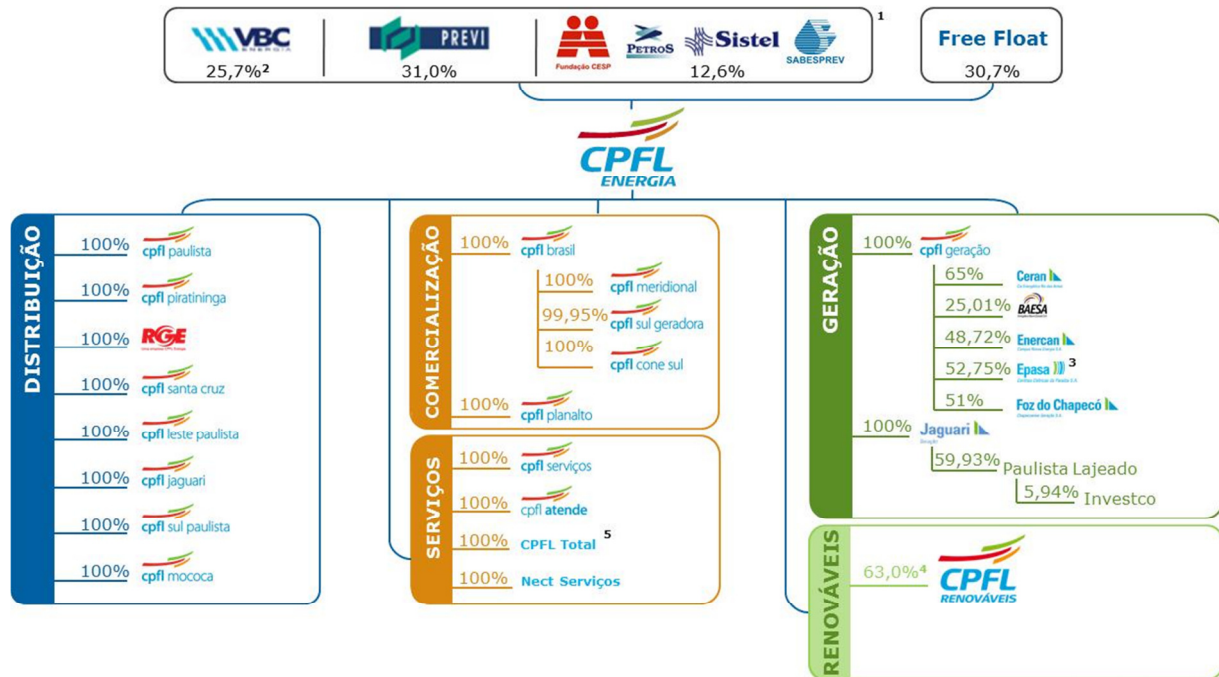
Durante o ano de 2011, o estatuto social da CPFL Energia sofreu ajustes, adequando-o ao novo regulamento de listagem do Novo Mercado. Com a introdução do Programa de Transformação, a composição e as competências da diretoria também foram alteradas, extinguindo os cargos de três vice-presidentes (Distribuição,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

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

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

10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA – 31/03/2012

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



Notas:

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

11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

11.1) Segmento de Distribuição

11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (Pro-forma - R\$ Mil)			
	1T12	1T11	Var.
Receita Operacional Bruta	4.434.169	4.062.645	9,1%
Receita Operacional Líquida	2.868.733	2.618.844	9,5%
Custo com Energia Elétrica	(1.651.566)	(1.434.010)	15,2%
Custos e Despesas Operacionais	(656.701)	(600.019)	9,4%
Resultado do Serviço	560.466	584.814	-4,2%
EBITDA (IFRS) ⁽¹⁾	628.520	654.415	-4,0%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)⁽²⁾	612.335	540.022	13,4%
Resultado Financeiro	(63.280)	(30.774)	105,6%
Lucro antes da Tributação	497.185	554.040	-10,3%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	326.214	365.002	-10,6%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)⁽³⁾	314.109	285.881	9,9%

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização e resultado de entidade de previdência privada;
- (2) O EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-Recorrentes) considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (3) O Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-Recorrentes) considera os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes.
- (4) As tabelas de desempenho econômico-financeiro por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.7.

Receita Operacional

A receita operacional bruta no 1T12 atingiu R\$ 4.434 milhões, representando um aumento de 9,1% (R\$ 372 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\$ 4.165 milhões, um crescimento de 8,2% (R\$ 316 milhões).

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

- Reajustes tarifários das distribuidoras, no período entre 1T11 e 1T12;
- Aumento de 2,4% no volume de vendas para o mercado cativo;
- Aumento de 1,9% (R\$ 6,4 milhões) na receita bruta de TUSD de clientes livres, devido principalmente à migração de clientes cativos para o mercado livre.

Esses fatores foram parcialmente compensados pela redução de R\$ 10 milhões, na CPFL Piratininga, decorrente da reclassificação de receita de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos para obrigações especiais. Em atendimento ao Despacho nº 4.991, de 29 de dezembro de 2011, da Aneel, que trata dos procedimentos básicos para a elaboração das demonstrações financeiras, a CPFL Piratininga efetuou um ajuste de receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos relacionados às receitas da rubrica "Fornecimento de Energia Elétrica" e "Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica - TUSD consumidor livre" para a rubrica "Obrigações Especiais". O montante apurado refere-se ao período de 23 de outubro de 2011 (data em que ocorreria a 3ª revisão tarifária da distribuidora), até 31 de março de 2012.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 1.565 milhões, representando um aumento de 8,4% (R\$ 122 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores: (i) aumento de 6,4% nos

impostos incidentes sobre a receita (R\$ 69,3 milhões); (ii) aumento de 11,6% nos encargos setoriais de CCC e CDE (R\$ 35,4 milhões); (iii) aumento na RGR (R\$ 15,1 milhões); e (iv) aumento de 5,8% no valor referente ao programa de P&D e eficiência energética (R\$ 1,9 milhão).

A receita operacional líquida atingiu R\$ 2.869 milhões no 1T12, representando um aumento de 9,5% (R\$ 250 milhões). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional líquida seria de R\$ 2.599 milhões, um crescimento de 8,1% (R\$ 194 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\$ 1.652 milhões no 1T12, representando um aumento de 15,2% (R\$ 218 milhões):

- O custo da energia comprada para revenda no 1T12 foi de R\$ 1.327 milhões, o que representa um aumento de 15,9% (R\$ 182 milhões), devido aos seguintes efeitos:
 - (i) Aumento no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 103,5 milhões), devido ao aumento de no preço médio de compra (85,5%) e na quantidade de energia comprada (1,405 GWh);
 - (ii) Aumento no custo com energia adquirida por meio de leilão no ambiente regulado e de contratos bilaterais (R\$ 67,2 milhões), devido principalmente ao aumento de 24,9% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 14,2% (1,055 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iii) Aumento no custo com Proinfa (R\$ 14,9 milhões), devido ao aumento de 16,1% (35 GWh) na quantidade de energia comprada e ao aumento de 16,3% no preço médio de compra;
 - (iv) Aumento no custo de energia de Itaipu (R\$ 10,9 milhões), decorrente principalmente do aumento de 5,7% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 1,0% (28 GWh) na quantidade de energia comprada.

Parcialmente compensados por:

- (v) Aumento dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir da compra de energia (R\$ 14,4 milhões).
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição atingiram R\$ 325 milhões no 1T12, aumento de 12,2% (R\$ 35 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 17,3% nos encargos da rede básica (R\$ 39,7 milhões), devido principalmente aos aumentos de 21,4% (R\$ 23,9 milhões) na CPFL Paulista, de 17,9% (R\$ 10,1 milhões) na CPFL Piratininga, e de 7,6% (R\$ 3,4 milhões) na RGE;
 - (ii) Aumento nos encargos de energia de reserva (R\$ 8,2 milhões);
 - (iii) Aumento de 15,1% nos encargos de conexão (R\$ 2,5 milhões);
 - (iv) Aumento de 6,0% nos encargos de Itaipu (R\$ 1,3 milhão);
 - (v) Aumento de 14,5% nos encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 0,7 milhão).

Parcialmente compensados por:

- (vi) Redução de 38,3% nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 18,1 milhões), devido principalmente às reduções de 42,3% (R\$ 12,3 milhões) na CPFL Paulista e de 43,3% (R\$ 5,6 milhões) na CPFL Piratininga;

- (vii) Aumento dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir dos encargos do sistema de transmissão e distribuição (R\$ 1,1 milhão).

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 657 milhões no 1T12, registrando um aumento de 9,5% (R\$ 57 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Aumento de 26,1% (R\$ 55,7 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\$ 269 milhões no 1T12, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- PMSO, item que atingiu R\$ 319,3 milhões no 1T12, comparado a R\$ 316,8 milhões no 1T11, um aumento de 0,8% (R\$ 2,5 milhões). Essa variação foi parcialmente compensada pelos seguintes fatores (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação com o 1T11):
 - (i) Gastos **não-recorrentes** com laudos técnicos nas distribuidoras, referentes ao inventário físico de ativos e à implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, em atendimento à Resolução Aneel nº 367/09 (R\$ 5,2 milhões no 1T12, comparados a R\$ 9,0 milhões no 1T11, apresentando variação de R\$ 3,8 milhões).

Desconsiderando o efeito mencionado, o PMSO do 1T12 seria de R\$ 314 milhões, comparado a R\$ 308 milhões no 1T11, um **aumento de 2,0% (R\$ 6 milhões)**, em comparação ao IGP-M de 3,2% (últimos 12 meses).

Seguem os principais fatores que explicam a variação do PMSO, após os expurgos do efeito mencionado:

- (i) Gastos com materiais, que registraram aumento de 34,6% (R\$ 5 milhões), devido principalmente aos aumentos na CPFL Paulista (R\$ 4 milhões) e na RGE (R\$ 1 milhão), decorrentes principalmente do aumento dos gastos com manutenção de linhas e redes e ao reajuste de preços;
- (ii) Gastos com serviços de terceiros, que registraram aumento de 9,3% (R\$ 9 milhões), devido principalmente aos aumentos nas seguintes controladas:
 - ✓ CPFL Paulista - maiores gastos com: (i) empreitada global (R\$ 3,3 milhões); e (ii) consultoria (R\$ 2,7 milhões);
 - ✓ RGE - aumento dos gastos com: (ii) manutenção de linhas e redes (R\$ 2,0 milhões); (ii) informática (R\$ 0,9 milhão); e (iii) manutenção e conservação (R\$ 0,5 milhão).

Parcialmente compensados por:

- (iii) Gastos com pessoal, que registraram redução líquida de 6,3% (R\$ 8 milhões), decorrente principalmente do PAI – Programa de Aposentadoria Incentivada, já considerando o aumento decorrente do acordo coletivo de 2011 (R\$ 7 milhões).
- Entidade de Previdência Privada, item que representava uma receita de R\$ 22 milhões no 1T11 e passou a representar uma receita de R\$ 2 milhões no 1T12, resultando em uma variação negativa de R\$ 19,6 milhões. Essa variação é decorrente dos impactos das estimativas esperadas sobre os ativos e passivos atuariais, em consonância com a Deliberação CVM nº 371/00, conforme definido no Laudo Atuarial.

O aumento dos custos e despesas operacionais foi parcialmente compensado por:

- Depreciação e Amortização, que apresentou uma redução líquida de 23,1% (R\$ 21,1 milhões), devido principalmente às reduções na CPFL Paulista (R\$ 11,6 milhões), na CPFL Piratininga (R\$ 5,3 milhões) e na RGE (R\$ 3,4 milhões) decorrentes da mudança de taxas de depreciação

da Aneel e da alteração da legislação referente ao critério de aproveitamento de créditos de PIS/COFINS.

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 custo de R\$ 21 milhões no 1T12 e de R\$ 123 milhões no 1T11 (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 1T12 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\$ 48 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 1T12 foi de R\$ 629 milhões, registrando uma redução de 4,0% (R\$ 26 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\$ 612 milhões no 1T12, comparado a R\$ 540 milhões no 1T11, um aumento de 13,4% (R\$ 72 milhões).

Resultado Financeiro

No 1T12, a despesa financeira líquida foi de R\$ 63,3 milhões, um aumento de 105,6% (R\$ 32,5 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 30,8 milhões registrada no 1T11, devido principalmente ao aumento de 26,1% (R\$ 32,2 milhões) nas despesas financeiras, que passaram de R\$ 123 milhões no 1T11 para R\$ 155 milhões no 1T12.

Essa variação é decorrente principalmente: (i) do aumento do saldo do endividamento; e (ii) 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\$ 11,9 milhões).

Lucro Líquido

No 1T12, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 326 milhões, redução de 10,6% (R\$ 39 milhões).

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\$ 314 milhões no 1T12, comparado a R\$ 286 milhões no 1T11, um aumento de 9,9% (R\$ 28 milhões).

11.1.2) Revisão Tarifária

Revisões Tarifárias		
Distribuidora	Periodicidade	Data da Próxima Revisão
CPFL Piratininga	A cada 4 anos	Outubro de 2011 ⁽¹⁾
CPFL Santa Cruz	A cada 4 anos	Fevereiro de 2012 ⁽²⁾
CPFL Leste Paulista	A cada 4 anos	Fevereiro de 2012 ⁽²⁾
CPFL Jaguari	A cada 4 anos	Fevereiro de 2012 ⁽²⁾
CPFL Sul Paulista	A cada 4 anos	Fevereiro de 2012 ⁽²⁾
CPFL Mococa	A cada 4 anos	Fevereiro de 2012 ⁽²⁾
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 juntamente com o próximo reajuste tarifário, 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.

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.

Esse reajuste está congelado, conforme mencionado no item 11.1.2.

11.1.3.2) CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa

Em 3 de fevereiro de 2011, a Aneel publicou, no Diário Oficial da União, os Índices dos Reajustes Tarifários Anuais de 2011 das distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa, com vigência a partir da mesma data, conforme demonstrado na tabela localizada ao final do item "11.1.3.5".

Esses reajustes estão congelados, conforme mencionado no item 11.1.2.

11.1.3.3) CPFL Paulista

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

11.1.3.4) RGE

Em 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 Paulista	RGE	CPFL Mococa	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Leste Paulista	CPFL Santa Cruz	CPFL Piratininga
<i>Vigência >>>>></i>	<i>08/04/2012</i>	<i>19/06/2011</i>	<i>03/02/2011</i>	<i>03/02/2011</i>	<i>03/02/2011</i>	<i>03/02/2011</i>	<i>03/02/2011</i>	<i>23/10/2010</i>
IRT Econômico	1,96%	8,58%	6,84%	6,57%	5,22%	6,42%	8,01%	8,59%
Componentes Financeiros	1,75%	8,63%	2,66%	1,45%	0,25%	1,34%	15,61%	1,52%
IRT Total	3,71%	17,21%	9,50%	8,02%	5,47%	7,76%	23,61%	10,11%

11.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

DRE Consolidado - Comercialização e Serviços (Pro-forma - R\$ Mil)			
	1T12	1T11	Var.
Receita Operacional Bruta	470.707	430.263	9,4%
Receita Operacional Líquida	415.254	380.236	9,2%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	86.939	92.036	-5,5%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	40.836	60.460	-32,5%

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 1T12, a receita operacional bruta atingiu R\$ 471 milhões, representando um aumento de 9,4% (R\$ 40 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 415 milhões, representando um aumento de 9,2% (R\$ 35 milhões).

EBITDA

No 1T12, o EBITDA atingiu R\$ 87 milhões, redução de 5,5% (R\$ 5 milhões).

Este resultado foi função dos ajustes do balanço de energia de curto prazo e da escalada abrupta do PLD (preço de liquidação das diferenças), em virtude da menor afluência verificada no mês de março de 2012.

Lucro Líquido

No 1T12, o lucro líquido foi de R\$ 41 milhões, redução de 32,5% (R\$ 20 milhões).

A redução do lucro líquido foi devido à maior despesa financeira oriunda da 2ª emissão de debêntures pela CPFL Brasil (R\$ 1.320 milhões) para o aumento de capital ocorrido em dezembro de 2011 na CPFL Renováveis.

11.3) Segmento de Geração Convencional

11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional (Pro-forma - R\$ Mil)			
	1T12 ⁽⁴⁾	1T11 ⁽⁵⁾	Var.
Receita Operacional Bruta	385.670	326.020	18,3%
Receita Operacional Líquida	361.204	305.992	18,0%
Custo com Energia Elétrica	(31.821)	(23.597)	34,9%
Custos e Despesas Operacionais	(99.498)	(89.424)	11,3%
Resultado do Serviço	229.885	192.971	19,1%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	294.621	248.074	18,8%
EBITDA (IFRS - Não-recorrentes)⁽²⁾	294.621	248.074	18,8%
Resultado Financeiro	(103.442)	(97.539)	6,1%
Lucro antes da Tributação	130.350	95.433	36,6%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	87.892	65.101	35,0%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS - Não-recorrentes)⁽³⁾	87.892	53.637	63,9%

Notas:

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

Receita Operacional

No 1T12, a receita operacional bruta atingiu R\$ 386 milhões, representando um aumento de 18,3% (R\$ 60 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 361 milhões, representando um aumento de 18,0% (R\$ 55 milhões).

Essa variação deve-se principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Incremento de receita da UHE Foz do Chapecó, no montante de R\$ 31 milhões, decorrente do aumento de 31 GWh nas vendas e do aumento na tarifa em 45,5%, devido à troca de contratos bilaterais por novos contratos firmados em leilão;
- (ii) Incremento de receita de Ceran, no montante de R\$ 10 milhões, decorrente do aumento de 25 GWh nas vendas e do aumento na tarifa em 11,9%;
- (iii) Incremento de receita das 2 termelétricas da Epasa, no montante de R\$ 6 milhões;
- (iv) Incremento de receita no suprimento de Furnas, no montante de R\$ 6 milhões, decorrente do aumento de 22 GWh nas vendas e do aumento na tarifa em 5,1% (efeito do IGP-M);
- (v) Receita adicional no suprimento para CPFL Paulista e CPFL Piratininga da energia oriunda da Baesa, no montante de R\$ 4 milhões, decorrente do aumento de 22 GWh nas vendas.

Custo com Energia Elétrica

No 1T12, o custo com energia elétrica foi de R\$ 32 milhões, representando um aumento de 34,9% (R\$ 8 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Incremento de despesa de Ceran, no montante de R\$ 3 milhões, decorrente da compra de 274 GWh de energia devido à escassez de chuva;

- (ii) Aumento nos encargos de uso do sistema de transmissão relativos a UHE Foz do Chapecó (R\$ 3 milhões).

Custos e Despesas Operacionais

No 1T12, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 99 milhões, representando um aumento de 11,3% (R\$ 10 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- PMSO, item que atingiu R\$ 35 milhões, registrando um aumento de 1,3% (R\$ 1 milhão), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 286,7% (R\$ 2 milhões) nos gastos com material, devido à aquisição de óleo combustível para geração de energia pela Epasa.
Parcialmente compensado por:
 - (ii) Redução de 10,7% (R\$ 1 milhão) nos gastos com pessoal, devido principalmente ao PAI – Programa de Aposentadoria Incentivada, já considerando o aumento decorrente do acordo coletivo de 2011.
- Depreciação e Amortização, item que atingiu R\$ 65 milhões, registrando um aumento líquido de 16,8% (R\$ 9 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Despesas adicionais com depreciação das UTEs Termonordeste e Termoparaíba – Epasa (R\$ 4,1 milhões);
 - (ii) Ajustes contábeis **não-recorrentes** (efetuados no 2T11 e que ainda não haviam sido efetuados no 1T11) decorrentes do recálculo de UBP das usinas (R\$ 4,4 milhões).

EBITDA

No 1T12, o **EBITDA (IFRS)** foi de R\$ 295 milhões, aumento de 18,8% (R\$ 47 milhões).

Resultado Financeiro

No 1T12, a despesa financeira líquida foi de R\$ 103 milhões, representando um aumento de 6,1% (R\$ 6 milhões). Os itens que explicam essa variação são:

- Despesas Financeiras: passaram de R\$ 113 milhões no 1T11 para R\$ 116 milhões no 1T12 (aumento de R\$ 3 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento na despesa financeira da CPFL Geração, com Uso do Bem Público (UBP) (R\$ 8,2 milhões), devido aos ajustes contábeis **não-recorrentes** decorrentes do recálculo de UBP das usinas, que foram efetuados no 2T11 e ainda não haviam sido efetuados no 1T11. Excluindo esse efeito, que foi de R\$ 13,0 milhões no 1T11, a variação da rubrica “UBP” teria apresentado uma **redução** de despesa financeira no valor de R\$ 4,8 milhões.
Parcialmente compensando:
 - (ii) Redução do estoque de dívidas.
- Receitas Financeiras: passaram de R\$ 15 milhões no 1T11 para R\$ 12 milhões no 1T12 (redução de R\$ 3 milhões), devido principalmente à redução do estoque de aplicações financeiras.

Lucro Líquido

No 1T12, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 88 milhões, aumento de 35,0% (R\$ 23 milhões).

Expurgando os efeitos não-recorrentes, o **lucro líquido (IFRS – Não-Recorrentes)** seria de R\$ 88 milhões no 1T12, comparado a R\$ 54 milhões no 1T11, um aumento de 63,9% (R\$ 34 milhões).

11.4) CPFL Renováveis

11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

Essa avaliação comparativa considera, no 1T11, somente os ativos que já pertenciam à CPFL Energia e que foram contribuídos para a CPFL Renováveis quando de sua criação (PCHs da CPFL Geração, CPFL Sul Centrais e UTE Biomassa Baldin).

DRE Consolidado - CPFL Renováveis (Pro-forma - R\$ Mil)			
	1T12	1T11 ⁽²⁾	Var.
Receita Operacional Bruta	143.244	39.036	267,0%
Receita Operacional Líquida	134.661	36.633	267,6%
Custo com Energia Elétrica	(22.951)	(1.632)	1306,0%
Custos e Despesas Operacionais	(79.686)	(6.662)	1096,1%
Resultado do Serviço	32.024	28.338	13,0%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	79.553	31.660	151,3%
Resultado Financeiro	(22.630)	3.275	-790,9%
Lucro antes da Tributação	9.395	31.614	-70,3%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	11.030	21.575	-48,9%

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 1T12. Considera somente os ativos que já pertenciam à CPFL Energia no 1T11 e que foram contribuídos para a CPFL Renováveis quando de sua criação (PCHs da CPFL Geração, CPFL Sul Centrais e UTE Biomassa Baldin).**

Receita Operacional

No 1T12, a receita operacional bruta atingiu R\$ 143 milhões, representando um aumento de 267,0% (R\$ 104 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 135 milhões, representando um aumento de 267,6% (R\$ 98 milhões).

O aumento na receita operacional bruta deve-se principalmente ao aumento, no valor de R\$ 105 milhões (R\$ 99 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 (R\$ 91 milhões líquidos de impostos);
- Da entrada em operação da UTE Bio Formosa, em setembro de 2011 e da UTE Bio Buriti, em outubro de 2011 (R\$ 8 milhões líquidos de impostos).

Custos e Despesas Operacionais

No 1T12, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 80 milhões, representando um

aumento de R\$ 73 milhões, devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) PMSO adicional da CPFL Renováveis, no valor de R\$ 28 milhões, referente:
 - Aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSA, da aquisição da Jantus e da aquisição dos parques eólicos Atlântica (R\$ 27 milhões);
 - 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\$ 43,5 milhões, referente: (i) aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSA e da aquisição da Jantus (R\$ 41,0 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).

EBITDA

No 1T12, o **EBITDA (IFRS)** foi de R\$ 80 milhões, aumento de 151,3% (R\$ 48 milhões).

Resultado Financeiro

No 1T12, a despesa financeira líquida foi de R\$ 23 milhões, comparada a uma receita financeira líquida de R\$ 3 milhões no 1T11 (aumento de R\$ 26 milhões), devido principalmente: (i) aos novos ativos em operação, resultantes da associação com a ERSA e da aquisição da Jantus; e (ii) à entrada em operação da UTE Bio Formosa, em setembro de 2011, e da UTE Bio Buriti, em outubro de 2011, como segue:

- ✓ Despesa financeira adicional de R\$ 35,4 milhões;
- Parcialmente compensada por:
- ✓ Receita financeira adicional de R\$ 10,9 milhões.

Lucro Líquido

No 1T12, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 11 milhões, uma redução R\$ 11 milhões.

11.4.2) Status dos Projetos de Geração

Em 31 de março de 2012, o portfólio de projetos da CPFL Renováveis totaliza 850 MW de capacidade instalada em operação e 885 MW de capacidade em construção, sendo composto de 34 PCHs em operação (306,7 MW) e 1 PCH em construção (20,0 MW), 8 Parques Eólicos em operação (367,5 MW) e 25 Parques Eólicos em construção (670,2 MW), 4 Usinas Termelétricas a Biomassa em operação (175,0 MW) e 4 Usinas Termelétricas a Biomassa em construção (195,0 MW).

Adicionalmente, a CPFL Renováveis possui projetos eólicos, de PCHs e de biomassa em desenvolvimento totalizando 3.092 MW, perfazendo um portfólio total de 4.827 MW.

A tabela abaixo ilustra o portfólio geral de ativos em operação, construção e desenvolvimento, e sua capacidade instalada, em 31 de março de 2012:

Em MW	PCH	Eólica	Biomassa	TOTAL
Em operação	307	368	175	850
Em construção	20	670	195	885
Em desenvolvimento	608	2.484	-	3.092
TOTAL	935	3.522	370	4.827

Nota: Incluindo Complexo Eólico Bons Ventos (157,5 MW), UTE Biomassa Ester (40 MW), ambos ainda em fase de anuência, e Complexo Eólico Atlântica (120 MW), cujo processo de aquisição já foi aprovado pela ANEEL.

UTE Bio Ipê

A entrada em operação comercial da UTE Bio Ipê, localizada em Nova Independência (Estado de São Paulo), está prevista para junho de 2012. 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.

UTE Bio Pedra

A UTE Bio Pedra, localizada em Serrana (Estado de São Paulo), encontra-se em fase final de construção (94% das obras realizadas – março de 2012), 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.

UTE Coopcana

A UTE Coopcana, localizada em São Carlos do Ivaí (Estado do Paraná), encontra-se em fase de construção (9% das obras realizadas – março de 2012), 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 (9% das obras realizadas – março de 2012), 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 (61% das obras realizadas – março de 2012), 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 (73% das obras realizadas – março de 2012), 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 MWmédios. 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*.

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 (23% das obras realizadas – março de 2012), 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 MWmédios. 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 – março de 2012), 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 MWmédios. 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 Atlântica (Atlântica I, II, IV e V)

Os Parques Eólicos Complexo Atlântica (Atlântica I, II, IV e V), localizados no Estado do Rio Grande do Sul, encontram-se em fase de construção (6% das obras realizadas – março de 2012), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 2S13. A potência instalada é de 120 MW e a garantia física é de 52,7 MWmédios. A energia foi vendida no Leilão de Fontes Alternativas ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 147,44/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 MWmédios.

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.

12) ANEXOS

12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado		
ATIVO	31/03/2012	31/12/2011	31/03/2011
CIRCULANTE			
Caixa e Equivalentes de Caixa	2.707.338	2.699.837	1.967.201
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	1.983.765	1.874.280	1.854.718
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	830	830	-
Títulos e Valores Mobiliários	44.523	47.521	42.929
Tributos a Compensar	260.900	277.463	198.106
Derivativos	1.288	3.733	189
Estoques	41.731	44.872	29.176
Arrendamentos	6.233	4.581	4.807
Outros Créditos	482.772	409.938	391.979
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	5.529.380	5.363.054	4.489.104
NÃO CIRCULANTE			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	177.684	182.300	194.227
Depósitos Judiciais	1.160.519	1.128.616	938.884
Títulos e Valores Mobiliários	117.354	109.965	64.437
Tributos a Compensar	220.837	216.715	146.092
Derivativos	238.967	215.642	8
Créditos Fiscais Diferidos	1.171.826	1.176.535	1.109.579
Arrendamentos	25.241	24.521	25.577
Ativo Financeiro da Concessão	1.835.986	1.376.664	1.016.709
Entidade de Previdência Privada	3.416	3.416	5.800
Investimentos ao Custo	116.654	116.654	116.654
Outros Créditos	293.327	279.460	245.617
Imobilizado	8.497.946	8.292.076	5.929.223
Intangível	8.610.617	8.927.439	6.559.794
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	22.470.373	22.050.003	16.352.602
TOTAL DO ATIVO	27.999.753	27.413.057	20.841.707

12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado		
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31/03/2012	31/12/2011	31/03/2011
PASSIVO			
CIRCULANTE			
Fornecedores	1.291.471	1.240.143	1.100.624
Encargos de Dívidas	193.367	141.902	86.718
Encargos de Debêntures	182.265	83.552	120.233
Empréstimos e Financiamentos	1.029.630	896.414	945.642
Debêntures	535.495	531.185	1.362.464
Entidade de Previdência Privada	39.695	40.695	38.438
Taxas Regulamentares	150.373	145.146	128.712
Impostos, Taxas e Contribuições	519.544	483.028	522.544
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	24.255	24.524	23.792
Obrigações Estimadas com Pessoal	76.231	70.771	68.434
Derivativos	-	-	38.450
Uso do Bem Público	28.764	28.738	17.438
Outras Contas a Pagar	632.679	813.338	496.032
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	4.703.767	4.499.437	4.949.522
NÃO CIRCULANTE			
Encargos de Dívidas	-	23.627	24.594
Empréstimos e Financiamentos	7.217.109	7.382.455	4.839.164
Debêntures	4.704.282	4.548.651	2.158.934
Entidade de Previdência Privada	397.959	414.629	530.089
Impostos, Taxas e Contribuições	-	165	773
Débitos Fiscais Diferidos	1.034.596	1.038.101	277.359
Provisão para Contingências	345.047	338.121	300.516
Derivativos	-	24	571
Uso do Bem Público	442.301	440.926	426.224
Outras Contas a Pagar	178.432	174.411	102.020
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	14.319.726	14.361.111	8.660.246
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital Social	4.793.424	4.793.424	4.793.424
Reservas de Capital	229.955	229.955	16
Reservas de Lucros	495.185	495.185	418.665
Dividendo Adicional Proposto	758.470	758.470	486.040
Reserva de Avaliação Patrimonial	783.786	790.123	805.591
Lucros (Prejuízos) Acumulados	417.522	-	466.309
	7.478.342	7.067.157	6.970.046
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	1.497.919	1.485.352	261.893
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	8.976.261	8.552.510	7.231.939
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	27.999.753	27.413.057	20.841.707

12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado			
	1T12	1T11	Varição
RECEITA OPERACIONAL			
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	3.931.744	3.603.675	9,10%
Suprimento de Energia Elétrica	418.611	276.357	51,47%
Receita com construção de infraestrutura	269.310	213.602	26,08%
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	422.450	416.130	1,52%
	5.042.116	4.509.764	11,80%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.621.128)	(1.486.980)	9,02%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.420.988	3.022.784	13,17%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.318.496)	(1.114.736)	18,28%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(347.233)	(303.926)	14,25%
	(1.665.729)	(1.418.661)	17,42%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(158.908)	(152.040)	4,52%
Material	(25.478)	(18.035)	41,27%
Serviços de Terceiros	(132.011)	(121.063)	9,04%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(85.996)	(79.407)	8,30%
Custos com construção de infraestrutura	(269.310)	(213.602)	26,08%
Entidade de Previdência Privada	2.536	22.351	-88,65%
Depreciação e Amortização	(152.840)	(142.158)	7,51%
Amortização do Intangível da Concessão	(65.500)	(46.013)	42,35%
	(887.507)	(749.966)	18,34%
EBITDA	1.083.556	1.019.976	6,23%
RESULTADO DO SERVIÇO	867.753	854.156	1,59%
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas	143.501	125.914	13,97%
Despesas	(358.049)	(257.020)	39,31%
	(214.548)	(131.106)	63,64%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	653.205	723.050	-9,66%
Contribuição Social	(62.020)	(68.792)	-9,84%
Imposto de Renda	(167.987)	(188.383)	-10,83%
LUCRO LÍQUIDO	423.198	465.875	-9,16%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	410.905	459.781	-10,63%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	12.292	6.095	101,70%

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

12.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado		
	1T12	Últ. 12M
Saldo Inicial do Caixa	2.699.837	1.967.201
Lucro Líquido Incluindo CSLL e IRPJ	653.205	2.292.112
Depreciação e Amortização	218.340	831.372
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	294.598	1.280.562
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(201.226)	(757.447)
Encargos de Dívidas Pagos	(158.153)	(1.000.842)
Outros	(133.612)	(202.706)
	19.947	150.939
Total de Atividades Operacionais	673.152	2.443.051
Atividades de Investimentos		
Aquisição de Participação Societária Líquido do caixa adquirido	(176.256)	(1.039.194)
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(555.044)	(2.047.536)
Outros	(6.106)	258.863
Total de Atividades de Investimentos	(737.406)	(2.827.867)
Atividades de Financiamento		
Captação de Empréstimos e Debêntures	295.104	5.451.204
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures	(223.080)	(3.082.729)
Dividendos Pagos	(269)	(1.240.837)
Outros	-	(2.684)
Total de Atividades de Financiamento	71.755	1.124.954
Geração de Caixa	7.501	740.138
Saldo Final do Caixa - 31/03/2012	2.707.338	2.707.338

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

(Pro-forma, em milhares de reais)



	Geração Convencional			CPFL Renováveis	Geração Total		
	1T12 ⁽¹⁾	1T11 ⁽²⁾	Variação	1T12	1T12	1T11	Variação
RECEITA OPERACIONAL							
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	385.030	325.425	18,32%	143.244	528.274	364.360	44,99%
Outras Receitas Operacionais	640	595	7,67%	-	640	695	-7,96%
	385.670	326.020	18,30%	143.244	528.914	365.055	44,89%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL							
	(24.466)	(20.027)	22,16%	(8.583)	(33.049)	(22.430)	47,34%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	361.204	305.992	18,04%	134.661	495.865	342.625	44,73%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA							
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(13.463)	(9.373)	43,64%	(18.416)	(31.880)	(10.162)	213,72%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(18.357)	(14.224)	29,06%	(4.535)	(22.892)	(15.067)	51,93%
	(31.821)	(23.597)	34,85%	(22.951)	(54.772)	(25.229)	117,10%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS							
Pessoal	(9.451)	(10.582)	-10,69%	(9.460)	(18.910)	(10.670)	77,23%
Material	(2.614)	(676)	286,68%	(982)	(3.595)	(752)	378,15%
Serviços de Terceiros	(6.857)	(7.424)	-7,64%	(17.600)	(24.457)	(9.249)	164,42%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(15.841)	(15.640)	1,28%	(4.115)	(19.957)	(16.991)	17,45%
Combinação de Negócios - CPFL Renováveis	-	-	0,00%	-	-	-	0,00%
Entidade de Previdência Privada	360	621	-42,02%	-	360	621	-42,02%
Depreciação e Amortização	(60.503)	(50.888)	18,89%	(25.779)	(86.283)	(54.210)	59,16%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.592)	(4.834)	-5,01%	(21.749)	(26.342)	(4.834)	444,87%
	(99.498)	(89.424)	11,27%	(79.686)	(179.184)	(96.087)	86,48%
EBITDA	294.621	248.074	18,76%	79.553	374.174	279.733	33,76%
RESULTADO DO SERVIÇO	229.885	192.971	19,13%	32.024	261.909	221.309	18,35%
RESULTADO FINANCEIRO							
Receitas	12.434	15.121	-17,77%	14.180	26.614	20.124	32,25%
Despesas	(115.876)	(112.660)	2,85%	(36.809)	(152.685)	(114.387)	33,48%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-	-
	(103.442)	(97.539)	6,05%	(22.630)	(126.071)	(94.263)	33,74%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	3.907	-	0,00%	0	0	-	0,00%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	130.350	95.433	36,59%	9.395	135.838	127.046	6,92%
Contribuição Social	(11.260)	(8.186)	37,56%	(106)	(11.367)	(10.871)	4,56%
Imposto de Renda	(31.197)	(22.146)	40,87%	1.741	(29.456)	(29.500)	-0,15%
LUCRO LÍQUIDO	87.892	65.101	35,01%	11.030	95.015	86.676	9,62%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>79.694</i>	<i>59.007</i>	<i>35,06%</i>	<i>11.008</i>	<i>82.723</i>	<i>80.582</i>	<i>2,66%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>8.198</i>	<i>6.095</i>	<i>34,51%</i>	<i>22</i>	<i>12.293</i>	<i>6.095</i>	<i>101,70%</i>

Notas:

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

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



Consolidado			
	1T12	1T11	Varição
RECEITA OPERACIONAL			
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	3.740.008	3.438.389	8,77%
Suprimento de Energia Elétrica	43.035	32.647	31,82%
Receita com construção de infraestrutura	269.310	213.602	26,08%
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	381.817	378.007	1,01%
	4.434.169	4.062.645	9,14%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.565.437)	(1.443.802)	8,42%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.868.733	2.618.844	9,54%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.326.610)	(1.144.497)	15,91%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(324.956)	(289.514)	12,24%
	(1.651.566)	(1.434.010)	15,17%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(119.144)	(127.097)	-6,26%
Material	(20.494)	(15.224)	34,62%
Serviços de Terceiros	(114.796)	(109.220)	5,11%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(64.903)	(65.277)	-0,57%
Custos com construção de infraestrutura	(269.310)	(213.602)	26,08%
Entidade de Previdência Privada	2.176	21.731	-89,99%
Depreciação e Amortização	(65.185)	(86.450)	-24,60%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.045)	(4.881)	3,36%
	(656.701)	(600.019)	9,45%
EBITDA	628.520	654.415	-3,96%
RESULTADO DO SERVIÇO	560.466	584.814	-4,16%
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas	92.084	92.434	-0,38%
Despesas	(155.364)	(123.208)	26,10%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-
	(63.280)	(30.774)	105,63%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	497.185	554.040	-10,26%
Contribuição Social	(45.761)	(50.471)	-9,33%
Imposto de Renda	(125.210)	(138.567)	-9,64%
LUCRO LÍQUIDO	326.214	365.002	-10,63%

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

12.7) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora

(Pro-forma, em milhares de reais)

Resumo da Demonstração de Resultados por Distribuidora (Pro-forma - R\$ Mil)			
CPFL PAULISTA			
	1T12	1T11	Var.
Receita Operacional Bruta	2.271.093	1.997.175	13,7%
Receita Operacional Líquida	1.485.665	1.278.872	16,2%
Custo com Energia Elétrica	(853.146)	(721.958)	18,2%
Custos e Despesas Operacionais	(357.656)	(284.004)	25,9%
Resultado do Serviço	274.863	272.911	0,7%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	302.665	297.761	1,6%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	312.361	247.357	26,3%
Resultado Financeiro	(28.054)	(6.501)	331,5%
Lucro antes da Tributação	246.809	266.410	-7,4%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	163.595	175.528	-6,8%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	169.675	139.757	21,4%
CPFL PIRATININGA			
	1T12	1T11	Var.
Receita Operacional Bruta	987.580	1.036.261	-4,7%
Receita Operacional Líquida	607.536	666.475	-8,8%
Custo com Energia Elétrica	(381.829)	(325.356)	17,4%
Custos e Despesas Operacionais	(109.291)	(155.317)	-29,6%
Resultado do Serviço	116.416	185.802	-37,3%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	128.335	199.204	-35,6%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	97.761	144.888	-32,5%
Resultado Financeiro	(15.565)	(8.591)	81,2%
Lucro antes da Tributação	100.851	177.211	-43,1%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	63.545	116.880	-45,6%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	43.002	80.890	-46,8%
RGE			
	1T12	1T11	Var.
Receita Operacional Bruta	945.138	811.836	16,4%
Receita Operacional Líquida	620.686	527.625	17,6%
Custo com Energia Elétrica	(333.170)	(311.550)	6,9%
Custos e Despesas Operacionais	(147.976)	(118.167)	25,2%
Resultado do Serviço	139.541	97.908	42,5%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	163.714	124.381	31,6%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	162.652	107.517	51,3%
Resultado Financeiro	(15.627)	(14.706)	6,3%
Lucro antes da Tributação	123.914	83.202	48,9%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	82.107	54.825	49,8%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	80.604	42.718	88,7%
CPFL SANTA CRUZ			
	1T12	1T11	Var.
Receita Operacional Bruta	102.605	89.058	15,2%
Receita Operacional Líquida	70.664	60.120	17,5%
Custo com Energia Elétrica	(36.630)	(31.686)	15,6%
Custos e Despesas Operacionais	(20.329)	(18.138)	12,1%
Resultado do Serviço	13.705	10.295	33,1%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	15.558	12.429	25,2%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	16.660	10.475	59,0%
Resultado Financeiro	(1.274)	(594)	114,3%
Lucro antes da Tributação	12.431	9.701	28,1%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	8.245	6.366	29,5%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	9.005	5.088	77,0%

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			
	1T12	1T11	Var.
Receita Operacional Bruta	31.199	29.405	6,1%
Receita Operacional Líquida	21.976	20.597	6,7%
Custo com Energia Elétrica	(9.810)	(8.500)	15,4%
Custos e Despesas Operacionais	(7.127)	(7.107)	0,3%
Resultado do Serviço	5.039	4.990	1,0%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	5.899	5.986	-1,4%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	5.149	6.252	-17,6%
Resultado Financeiro	(1.989)	(552)	260,0%
Lucro antes da Tributação	3.050	4.437	-31,3%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	2.023	2.881	-29,8%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	1.535	3.089	-50,3%

CPFL SUL PAULISTA			
	1T12	1T11	Var.
Receita Operacional Bruta	40.562	42.243	-4,0%
Receita Operacional Líquida	27.097	28.959	-6,4%
Custo com Energia Elétrica	(15.401)	(14.349)	7,3%
Custos e Despesas Operacionais	(6.873)	(8.447)	-18,6%
Resultado do Serviço	4.823	6.163	-21,7%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	5.394	6.925	-22,1%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	5.418	6.730	-19,5%
Resultado Financeiro	(425)	6	-6979,0%
Lucro antes da Tributação	4.398	6.169	-28,7%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	2.903	3.965	-26,8%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	2.915	3.731	-21,9%

CPFL JAGUARI			
	1T12	1T11	Var.
Receita Operacional Bruta	36.786	37.507	-1,9%
Receita Operacional Líquida	23.137	24.041	-3,8%
Custo com Energia Elétrica	(15.917)	(14.591)	9,1%
Custos e Despesas Operacionais	(3.401)	(4.623)	-26,4%
Resultado do Serviço	3.819	4.827	-20,9%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	4.279	5.366	-20,3%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	3.741	5.260	-28,9%
Resultado Financeiro	(62)	117	-153,1%
Lucro antes da Tributação	3.757	4.943	-24,0%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	2.487	3.264	-23,8%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	2.138	3.243	-34,1%

CPFL MOCOCA			
	1T12	1T11	Var.
Receita Operacional Bruta	23.360	21.923	6,6%
Receita Operacional Líquida	15.785	14.672	7,6%
Custo com Energia Elétrica	(8.989)	(8.425)	6,7%
Custos e Despesas Operacionais	(4.536)	(4.327)	4,8%
Resultado do Serviço	2.260	1.919	17,8%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	2.675	2.364	13,2%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	3.347	2.525	32,5%
Resultado Financeiro	(285)	48	-696,7%
Lucro antes da Tributação	1.975	1.967	0,4%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	1.309	1.293	1,3%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	1.772	1.412	25,5%

Notas:

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

12.8) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh)

CPFL Paulista			
	1T12	1T11	Var.
Residencial	2.011	1.913	5,1%
Industrial	1.150	1.173	-2,0%
Comercial	1.248	1.208	3,3%
Outros	912	888	2,6%
Total	5.320	5.183	2,7%

CPFL Piratininga			
	1T12	1T11	Var.
Residencial	919	883	4,1%
Industrial	636	703	-9,6%
Comercial	503	488	2,9%
Outros	259	250	3,7%
Total	2.316	2.324	-0,3%

RGE			
	1T12	1T11	Var.
Residencial	535	501	6,8%
Industrial	471	526	-10,4%
Comercial	352	321	9,7%
Outros	672	584	15,1%
Total	2.030	1.931	5,1%

CPFL Santa Cruz			
	1T12	1T11	Var.
Residencial	79	75	4,5%
Industrial	42	42	-1,9%
Comercial	42	40	4,8%
Outros	88	73	19,3%
Total	250	232	8,1%

CPFL Jaguari			
	1T12	1T11	Var.
Residencial	19	19	0,6%
Industrial	66	69	-4,5%
Comercial	10	10	-0,6%
Outros	9	9	-0,6%
Total	104	107	-2,9%

CPFL Mococa			
	1T12	1T11	Var.
Residencial	16	16	-1,5%
Industrial	13	15	-16,6%
Comercial	8	7	2,6%
Outros	13	13	-1,7%
Total	49	52	-5,4%

CPFL Leste Paulista			
	1T12	1T11	Var.
Residencial	22	22	-1,1%
Industrial	6	7	-19,9%
Comercial	10	10	5,6%
Outros	22	21	5,4%
Total	60	60	0,0%

CPFL Sul Paulista			
	1T12	1T11	Var.
Residencial	31	31	2,5%
Industrial	23	29	-21,1%
Comercial	14	13	2,8%
Outros	22	22	2,8%
Total	90	95	-4,6%