

São Paulo, 12 de maio de 2014 – A CPFL Energia S.A. (BM&FBOVESPA: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 1T14**. 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 1T13, salvo indicação contrária.

CPFL ENERGIA ANUNCIA LUCRO LÍQUIDO DE R\$ 174 MILHÕES NO 1T14

Indicadores (R\$ Milhões)	1T14	1T13	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	15.507	14.491	7,0%
Mercado Cativo	11.355	10.414	9,0%
TUSD	4.153	4.077	1,9%
Vendas de Comercialização e Geração - GWh	3.995	4.344	-8,0%
Receita Operacional Bruta ⁽¹⁾	5.027	4.713	6,7%
Receita Operacional Líquida ⁽¹⁾	3.739	3.457	8,2%
EBITDA (IFRS) ⁽²⁾	787	1.055	-25,4%
EBITDA Gerencial ⁽³⁾	1.086	1.081	0,5%
Lucro líquido (IFRS)	174	405	-57,0%
Lucro Líquido Gerencial ⁽⁴⁾	396	429	-7,9%
Investimentos	240	532	-54,9%

Notas:

- (1) Exclui Receita de Construção;
- (2) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12;
- (3) O EBITDA Gerencial considera, além dos itens citados na nota (2) acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (4) O Lucro Líquido Gerencial considera os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes.

DESTAQUES 1T14

- Crescimento de **7,0%** nas vendas na **área de concessão - residencial (+13,5%) e comercial (+11,3%)**
- Aporte de **CDE** no montante de **R\$ 1.170 milhões** no 1T14, para cobertura de exposição involuntária e despacho de térmicas
- **Comercialização e Serviços** - EBITDA de **R\$ 77 milhões** no 1T14
- Reconstrução de energia de **Semesa** com **Furnas** por **14 anos adicionais** (até o término da concessão)
- Expansão **CPFL Renováveis**: (i) aprovações do **CADE** (abr/14) e **ANEEL** (mai/14), relativas à **associação com a DESA**, e (ii) conclusão da construção do **complexo eólico Macacos I** (mai/14)
- **Investimentos** de **R\$ 240 milhões** no 1T14
- Pagamento em 08/mai de **R\$ 568 milhões** (R\$ 0,59/ação) em **dividendos complementares**, referentes ao 2S13, com *dividend yield* de 4,8% (Últ. 12M)
- Reajuste tarifário econômico de **17,18%** na **CPFL Paulista**, em abr/14
- Aumento de **16,6%** no **volume médio diário de negociação** das ações (BM&FBOVESPA + NYSE), atingindo **R\$ 44,4 milhões**; aumento de **59,9%** no **número de negócios** (BM&FBOVESPA), atingindo uma média diária de **6.292**
- Implantação da **CPFL Telecom**: cobertura de **10 cidades** e **544 km** de redes implantados

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

- Terça-feira, 13 de maio de 2014 – 11h00 (Brasília), 10h00 (EDT)
- ☎ Português: 55-11-3193-1001 ou 55-11-2820-4001 (Brasil)
- ☎ Inglês: 1-888-700-0802 (EUA) e 1-786-924-6977 (Outros Países)
- **Webcast:** www.cpfl.com.br/ri

Área de Relações com Investidores

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

ÍNDICE

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE	4
2) CONTEXTO MACROECONÔMICO	6
3) VENDAS DE ENERGIA	11
3.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras	11
3.1.1) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão	12
3.1.2) Vendas no Mercado Cativo	12
3.1.3) TUSD	12
3.2) Vendas de Comercialização e Geração – Exclusive Partes Relacionadas	13
4) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	14
4.1) Consolidação da CPFL Renováveis	15
4.2) Apresentação dos números gerenciais	16
5) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	16
5.1) Receita Operacional	16
5.2) Custo com Energia Elétrica	17
5.3) Custos e Despesas Operacionais	17
5.4) Ativos e Passivos Regulatórios	19
5.5) EBITDA	19
5.6) Resultado Financeiro	19
5.7) Lucro Líquido	20
6) ENDIVIDAMENTO	20
6.1) Dívida Financeira (Incluindo <i>Hedge</i>)	20
6.2) Cronograma de Amortização da Dívida	23
6.3) Dívida Total (Dívida Financeira + <i>Hedge</i> + Dívida com Entidade de Previdência Privada)	23
6.4) Dívida Líquida e Alavancagem	25
7) INVESTIMENTOS	26
8) DIVIDENDOS	27
9) MERCADO DE CAPITALIS	28
9.1) Desempenho das Ações	28
9.2) Volume Médio Diário	29
9.3) <i>Ratings</i>	30
10) GOVERNANÇA CORPORATIVA	30
11) ESTRUTURA SOCIETÁRIA– 31/03/2014	32
12) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO	33
12.1) Segmento de Distribuição	33
12.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro	33
12.1.2) Reajuste Tarifário Anual	37
12.1.3) Reajuste Tarifário Extraordinário (RTE) de 2013	38
12.1.4) Desempenho Operacional do Segmento de Distribuição	38
12.2) Segmentos de Comercialização e Serviços	39

12.3) Segmento de Geração Convencional	40
12.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro	40
12.4) CPFL Renováveis.....	42
12.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro	42
12.4.2) Status dos Projetos de Geração	44
13) ANEXOS	45
13.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia	45
13.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia.....	46
13.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS).....	47
13.4) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (Gerencial)	48
13.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia.....	49
13.6) Demonstração de Resultados - Segmento de Geração Convencional	50
13.6.1) Segmento de Geração Convencional - IFRS (em milhares de reais).....	50
13.6.2) Segmento de Geração Convencional – Consolidação Proporcional (em milhares de reais)	51
13.7) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (IFRS)	52
13.8) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição Consolidado	53
13.9) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora.....	54
13.10) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh)	56
13.11) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh).....	57

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE

O cenário hidrológico desfavorável continuou penalizando a recuperação dos reservatórios durante o período úmido do ano. No subsistema sudeste/centro-oeste, que representa cerca de 70% da capacidade de armazenamento do País, o período de janeiro a abril de 2014 registrou o 3º pior fluxo de energia natural afluyente – ENA do histórico de 84 anos; no subsistema nordeste, o 2º pior do histórico. Com isso, o Operador Nacional do Sistema – ONS, vislumbrando um cenário operacional adverso, demandou o despacho total das termoeletricas que compõe a matriz energética brasileira, com o intuito de economizar água nos reservatórios das hidrelétricas. Dessa forma, o preço da energia no mercado de curto prazo (PLD) atingiu o seu teto em fevereiro, permanecendo neste patamar até o final de abril.

As distribuidoras de energia, por outro lado, estavam expostas ao mercado de curto prazo, dada a alocação insuficiente de quotas da MP 579 no final de 2012 e a frustração parcial na recontração de energia no leilão de energia existente (A-1) em dezembro de 2013. Conseqüentemente, o segmento de distribuição ficou sob forte pressão de capital de giro, pois aproximadamente 3.600 MW médios de energia estavam sendo liquidados a um preço superior a R\$ 800/MWh. Diante deste cenário de estresse, a CPFL Energia liderou, juntamente com a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia – ABRADDEE, os esforços de interlocução com o governo federal e agência reguladora Aneel, a fim de mitigar os impactos da alta do PLD nas distribuidoras de energia. Estes esforços culminaram em um pacote de medidas, anunciado em março de 2014, que contemplaram a disponibilização de R\$ 1,2 bilhão em recursos do Tesouro Nacional, a criação da Conta ACR, efetivada por meio do Decreto nº 8.221/14, e a realização de um leilão A, no final de abril, para contratação imediata de energia com prazo até dezembro de 2019.

O mecanismo da Conta ACR prevê que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE levante R\$ 11,2 bilhões junto a um sindicato de bancos para amortecer os repasses dos custos elevados com aquisição de energia para o consumidor final. Para a contabilização do mês de fevereiro, já foram repassados R\$ 4,7 bilhões às distribuidoras por meio desse mecanismo; para março, o montante determinado pela Aneel alcança R\$ 3,3 bilhões. No 1T14, a CPFL Energia recebeu R\$ 167 milhões, em aportes do Tesouro, para cobrir a exposição involuntária de janeiro e mais R\$ 677 milhões, por meio da Conta ACR, referentes ao despacho de térmicas e exposição involuntária do mês de fevereiro. Para o mês de março, a Aneel determinou um repasse de R\$ 439 milhões.

Já o resultado do leilão A foi a contratação de pouco mais de 2.000 MW médios a um preço médio de R\$268,33/MWh. Estima-se que, dada a sazonalidade da carga das distribuidoras, este montante será suficiente para cobrir cerca de 85% da exposição involuntária que as empresas ainda terão até o final de 2014, reduzindo significativamente os custos com aquisição de energia no mercado de curto prazo.

No início de abril, a nossa subsidiária CPFL Paulista, que representa cerca de metade do resultado do segmento de distribuição do Grupo, passou pelo processo de reajuste tarifário anual – RTA. O resultado foi um impacto tarifário médio de 17,18% nas tarifas de energia, essencialmente em função do reajuste da parcela não gerenciável, ou ainda, dos custos com aquisição de energia. A diferença em relação ao nosso pleito inicial de aproximadamente 26% se deve principalmente à cobertura de custos anunciada pelo Decreto nº 8.221/14 e à redução da quota de CDE determinada pela Aneel.

Gostaria de destacar a recontração da energia proveniente da Usina Hidroelétrica Serra da Mesa (Semesa). O contrato original, que tinha como contraparte Furnas Centrais Elétricas S.A., expirou em 31 de março de 2014. Com isso, estudávamos algumas possibilidades para recontração desta parcela de energia, cerca de 345,4 MW médios. A decisão foi pela rolagem do contrato com a mesma contraparte, fixando o preço em R\$ 156,70/MWh, líquido de encargos, na data-base de abril de 2014, até o final do direito de exploração desta parcela de energia pela CPFL Geração em 2028. O preço bruto equivalente, incluindo os respectivos encargos setoriais, é

de R\$ 182,90/MWh. Nossa estratégia se baseou na contratação de longo prazo, priorizando a estabilidade de fluxo de caixa e a minimização de volatilidade em nosso braço de geração.

No segmento de distribuição, as vendas dentro de nossa área de concessão registraram os maiores crescimentos da história da Companhia no comparativo anual: 7,0% comparado ao crescimento de 6,0% no Brasil. Os segmentos residencial e comercial atingiram expansões de 13,5% e 11,3%, fortemente influenciados pela onda de calor que atingiu o País neste início de ano.

Gostaria também de dar ênfase aos resultados do nosso segmento de comercialização e serviços, fruto da correta estratégia adotada neste primeiro trimestre: dado o estresse de preços no mercado de curto prazo, trabalhamos na Comercialização com uma sobrecontratação em relação aos nossos compromissos de entrega de energia, liquidando o excesso no mercado de curto prazo. Além disso, aceleramos nossa carteira de obras na CPFL Serviços, diluindo custos fixos e ganhando escala. O resultado desta estratégia foi a geração de um EBITDA de R\$ 77 milhões durante o 1T14, mais do que o total gerado no ano todo de 2013.

Nossa subsidiária CPFL Renováveis continua com seu franco plano de expansão: inauguramos o complexo eólico Atlântica, no sul do país, dotado de torres de 120 metros e aerogeradores de 3 MW de capacidade instalada, representando um dos maiores e mais modernos parques eólicos do Brasil. Concluimos também a aquisição dos parques eólicos de Rosa dos Ventos, com 13,7 MW. Assim, nosso portfólio de ativos apresentou um crescimento de 23% em relação ao 1T13. Concluimos ainda a construção do complexo eólico Macacos I, que está apenas aguardando o despacho da Aneel para iniciar o faturamento de sua energia.

Em relação ao nosso endividamento, reportamos uma alavancagem líquida de 3,58x, no critério dos *covenants* financeiros, que soma a variação dos ativos e passivos regulatórios e ajusta nossa participação em cada um dos ativos de geração. Este valor representa uma certa estabilidade em relação ao nosso índice reportado no final de 2013 de 3,59x. Além disso, apresentamos uma robusta posição de caixa de R\$ 4,2 bilhões, suficiente para cobrir mais de 3 vezes nossas obrigações de curto prazo. O prazo médio de nosso endividamento supera os 4 anos, sendo que apenas 8% dele vence nos próximos 12 meses. Nossa estratégia é de manter uma posição de liquidez bastante favorável, capaz de dar tranquilidade para atravessarmos momentos turbulentos e adversos como este.

Certamente teremos um ano difícil e volátil pela frente. Por outro lado, é justamente nos ambientes adversos que as oportunidades emergem. Por este motivo, tenho trabalhado juntamente com toda minha equipe para colocar a CPFL Energia em uma posição de vanguarda, tentando se antecipar aos movimentos de mercado e utilizando uma estratégia financeira sólida e conservadora. Dessa forma, buscamos implantar ações que focam o longo prazo e que geram valor para nossos acionistas de forma contínua e sustentável.

Wilson Ferreira Jr.

Presidente da CPFL Energia

2) CONTEXTO MACROECONÔMICO

Apesar da onda de frio que atingiu a América do Norte e retirou dinamismo da indústria e do comércio no início do ano, a economia norte-americana parece ter encontrado o caminho da recuperação e deve crescer 2,8% em 2014, 0,9 ponto percentual acima do registrado em 2013. A retomada dos investimentos, num contexto de melhora da confiança dos empresários e consumidores, a recuperação das vendas no varejo e os resultados positivos do mercado de trabalho ajudam a explicar esse diagnóstico. As incertezas ficam por conta das ações do FED (divergências em relação ao timing e à velocidade da normalização das condições monetárias), o que poderá elevar os juros, desaquecer o setor imobiliário e aumentar a volatilidade nas moedas emergentes.

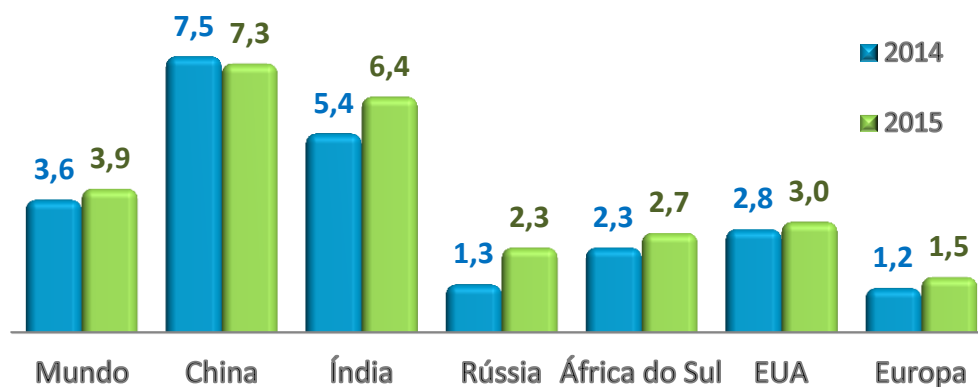
Já na União Europeia, a atividade econômica caminha para um resultado positivo em 2014, após dois anos de recessão. Entretanto, ainda há o risco de deflação, num contexto em que a ociosidade da indústria segue expressiva. O desemprego segue elevado e a renda real da população, estagnada.

No continente asiático, mantém-se o cenário de suave desaceleração da economia chinesa. Para impedir que ela seja maior que o previsto, foram anunciados novos investimentos estatais em ferrovias e saneamento básico. A expectativa para o PIB chinês é de crescimento de 7,5% em 2014.

Para a economia mundial, espera-se um crescimento de 3,6% em 2014, ante 3,0% 2013.

Projeção para o PIB 2014 e 2015 (%) | economias selecionadas

Fonte: FMI



No Brasil, a indústria segue oscilando e acumula crescimento de 0,4% no 1T14, comparado ao mesmo período de 2013, e alta de 2,1% no acumulado de 12 meses, reforçando a trajetória de perda de ímpeto da atividade industrial dos últimos anos.

A massa de renda e as vendas do comércio, por sua vez, têm resultados positivos em 2014. A massa cresceu 3,8% no 1T14, comparado ao 1T13, enquanto as vendas do comércio tiveram alta de 7,4%¹ nos dois primeiros meses do ano, na comparação com igual período de 2013. Ainda que sinalizando acomodação, esses indicadores seguem influenciados pela melhora do crédito e da renda dos últimos anos.

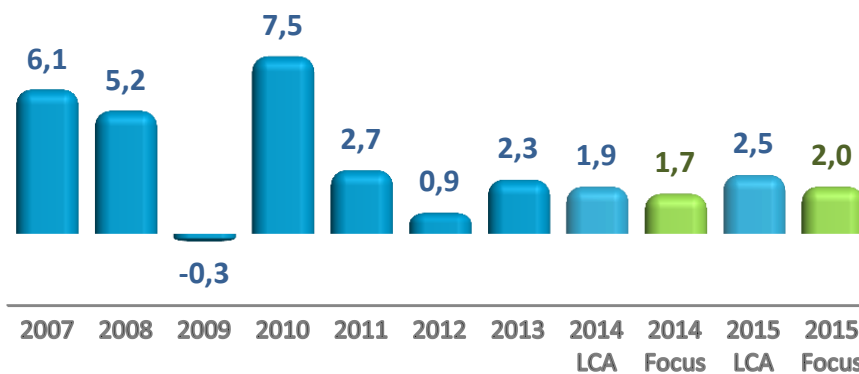
Os indicadores disponíveis até o momento apontam para uma desaceleração da atividade nesse

¹ Dados de março/14 ainda não disponíveis.

ano. Estima-se que a alta do PIB brasileiro seja de 1,7% em 2014, ante 2,3% em 2013², em função da acomodação da massa de renda, da piora dos indicadores de confiança, dos estoques elevados na indústria, do aperto nas condições de crédito e das incertezas quanto à política monetária. Entretanto, a melhora do cenário externo, favorecido por novo impulso no comércio internacional, deve dar certo alento. Para 2015, as projeções de PIB apontam crescimento de 1,9%.

Evolução do PIB Brasil | Crescimento anual (%)

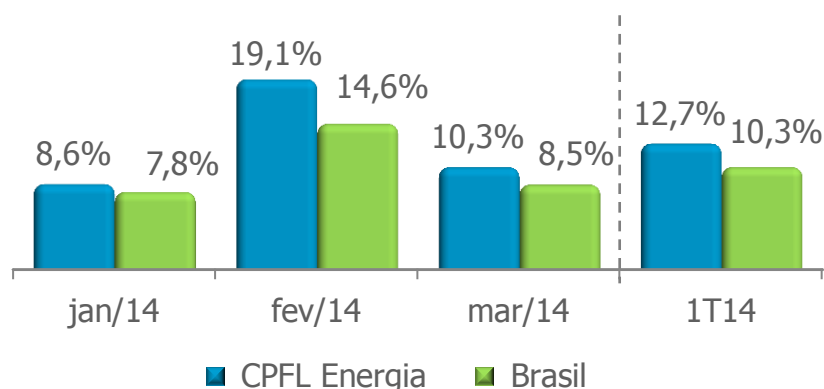
Fonte: IBGE



Temperaturas batem recordes e impulsionam o consumo das classes residencial e comercial no 1T14

No 1T14, o consumo das classes residencial e comercial, observado nas regiões atendidas pela CPFL Energia, apresentou elevadas taxas de crescimento, principalmente no mês de fevereiro.

Crescimento mensal das classes residencial e comercial | %



Essas taxas expressivas são decorrentes de temperaturas atipicamente elevadas para o período que afetaram todo o Brasil; em algumas cidades foram registrados recordes históricos. Essa variação foi causada principalmente por um “sistema de alta pressão”, fenômeno climático

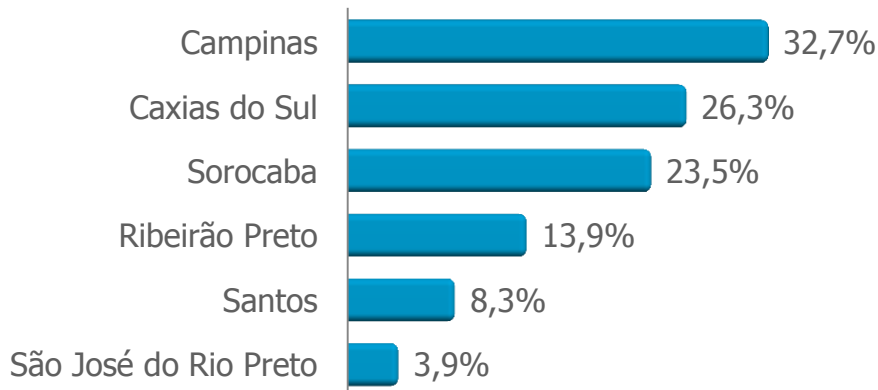
² Boletim FOCUS de 02/05/2014.

bastante atípico que atuou no Brasil nos meses de janeiro e fevereiro, causando forte redução do volume de chuvas e aumento da temperatura.

O gráfico abaixo mostra os desvios expressivos, verificados no trimestre, entre as temperaturas observadas e sua média histórica, em algumas cidades atendidas pela CPFL Energia.

Temperatura 1T14 - CDD | Desvio em relação à média histórica

Fonte: Somar

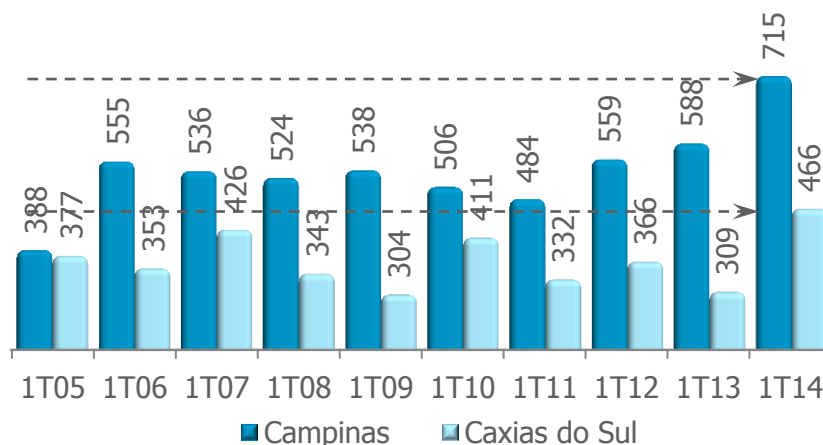


Uma forma de se demonstrar o efeito que a temperatura pode exercer sobre o consumo de energia é a análise pela métrica do CDD (*cooling degree days*). Trata-se de um índice calculado a partir da soma, dia a dia, dos valores correspondentes à diferença positiva entre a temperatura média diária e o limiar de 18°C. Entende-se que a temperatura média diária acima de 18°C disparam a necessidade de consumo de energia para refrigeração, aumentando o consumo dos equipamentos de refrigeração e de sistemas de ar condicionado presentes principalmente nas residências e no comércio.

Como pode ser observado no gráfico abaixo, os graus acumulados acima do limiar estipulado pela metodologia somaram 715°C na cidade de Campinas-SP e 466°C na cidade de Caxias do Sul-RS, ao longo do 1T14. Esse volume é bastante superior ao verificado em anos anteriores, durante o período de janeiro a março, o que evidencia a atipicidade do ano de 2014.

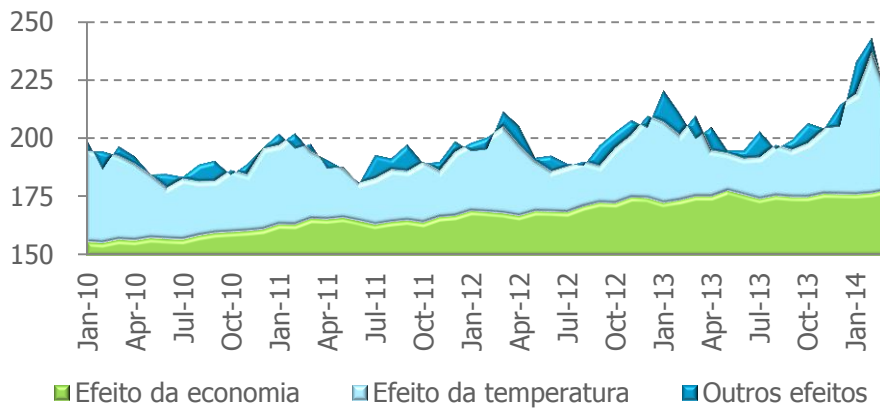
CDD acumulado no 1T | °C

Fonte: Somar



As temperaturas recordes observadas no 1T14 demandaram um maior consumo de energia nas residências. Esse efeito pode ser visto também em uma decomposição dos fatores que estimulam o consumo residencial em (i) efeitos econômicos, (ii) efeito temperatura e (iii) outros³. No gráfico abaixo, observamos um pico de consumo no início de 2014 em reflexo das condições climáticas observadas no período.

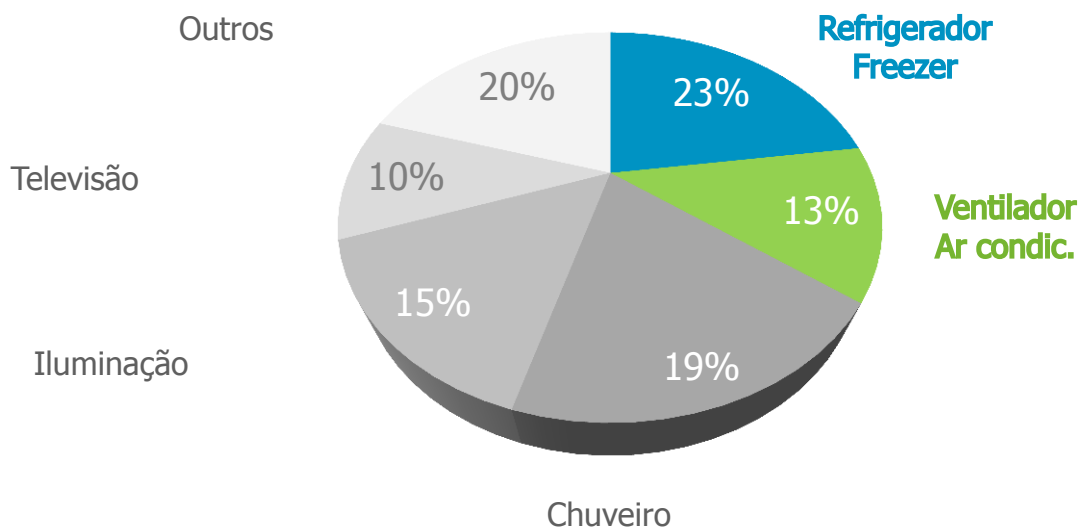
Composição do consumo/consumidor residencial na CPFL Energia | (kWh/mês)



Isso acontece porque cerca de 36% do consumo de uma residência está relacionado positivamente a um aumento da temperatura. O refrigerador e o freezer respondem por 23% do consumo médio de uma residência típica da área de concessão das distribuidoras CPFL Paulista e CPFL Piratininga; o ventilador e o ar condicionado contribuem com 13% do consumo. No caminho inverso, o chuveiro (19% do consumo) tende a consumir menos energia quando a temperatura aumenta. Entre os demais equipamentos – iluminação (15%), televisão (10%) e outros (20%) – não se observa influência da temperatura.

Perfil do consumo residencial | CPFL Paulista e CPFL Piratininga (2013)

Fonte: Pesquisa de Posses e Hábitos CPFL Energia e Procel

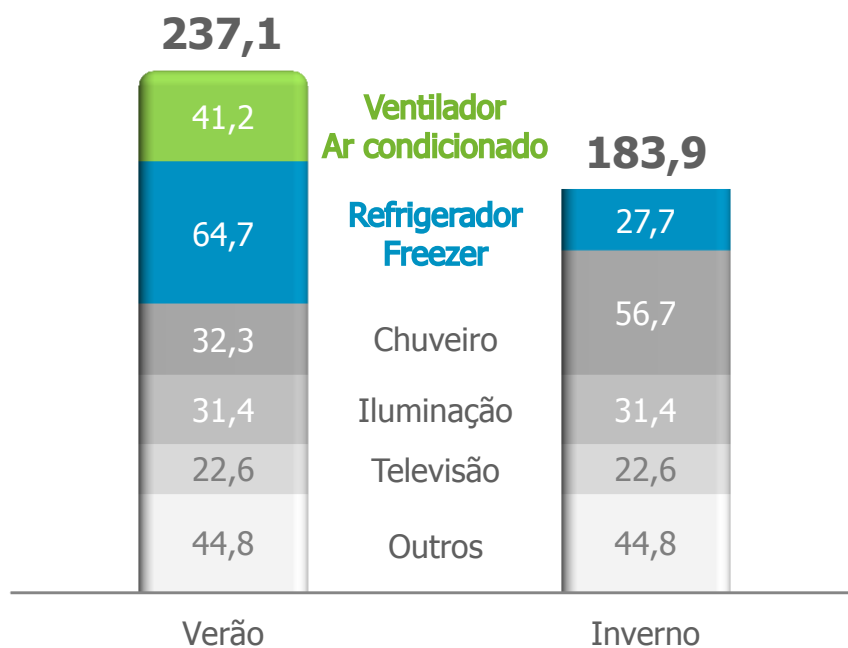


³ Parcela não explicada pelas variáveis climáticas e econômicas.

Com base nesses dados, foi possível estimar o consumo médio mensal dessa residência típica durante o período do verão e do inverno. O consumo de energia do ventilador e/ou ar condicionado é de cerca de 41,2 kWh/mês no verão e inexistente no inverno. Já o consumo dos refrigeradores e freezers alcança 64,7 kWh/mês no verão, volume cerca de 2,3 vezes maior que o registrado por esses mesmos equipamentos no inverno (27,7 kWh/mês). O chuveiro, por sua vez, tem um consumo 43% menor (32,3 kWh/mês no verão ante 56,7 kWh/mês no inverno). Os demais equipamentos somam 98,8 kWh/mês e não variam em função da estação do ano.

Consumo médio mensal estimado dos equipamentos elétricos no verão e no inverno (kWh) | CPFL Paulista e CPFL Piratininga

Fonte: Pesquisa de Posses e Hábitos CPFL Energia e Procel



3) VENDAS DE ENERGIA

3.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras

No 1T14, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 15.507 GWh, um aumento de 7,0%.

Vendas na Área de Concessão - GWh			
	1T14	1T13	Var.
Mercado Cativo	11.355	10.414	9,0%
TUSD	4.153	4.077	1,9%
Total	15.507	14.491	7,0%

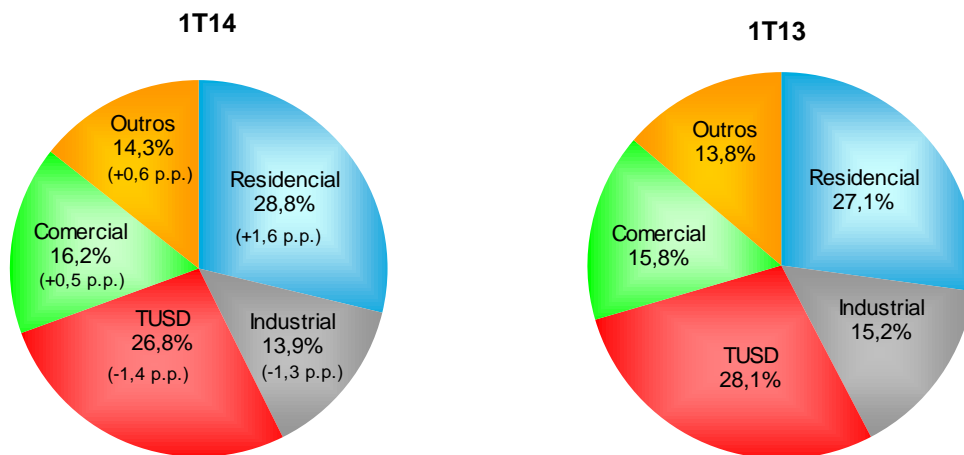
No 1T14, as vendas para o mercado cativo totalizaram 11.355 GWh, um aumento de 9,0%. Já a quantidade de energia, em GWh, correspondente ao consumo dos clientes livres na área de atuação das distribuidoras do grupo, faturada por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), atingiu 4.153 GWh no 1T14, um aumento de 1,9%, reflexo da migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre.

Vendas na Área de Concessão - GWh				
	1T14	1T13	Var.	Part.
Residencial	4.462	3.932	13,5%	28,8%
Industrial	6.056	6.083	-0,4%	39,1%
Comercial	2.715	2.439	11,3%	17,5%
Outros	2.273	2.037	11,6%	14,7%
Total	15.507	14.491	7,0%	100,0%

Destacam-se no 1T14, na área de concessão:

- **Classe residencial e comercial (28,8% e 17,5% das vendas totais, respectivamente):** aumento de 13,5% e de 11,3%, respectivamente, favorecidas principalmente pelas altas temperaturas verificadas na área de concessão da CPFL Energia, além dos efeitos acumulados do bom desempenho do emprego e da renda, com o conseqüente aumento das vendas no comércio varejista e, em especial, as vendas de eletrodomésticos (para mais detalhes, vide capítulo 2);
- **Classe industrial (39,1% das vendas totais):** queda de 0,4%, confirmando o ritmo mais lento da recuperação da economia internacional e, conseqüentemente, da produção industrial. Destaque mais uma vez para o desempenho da RGE, onde o consumo industrial cresceu 2,0%, e para a CPFL Sul Paulista, que teve alta de 54,5% devido à ampliação de um grande consumidor.

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



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 1T13 para o 1T14.

3.1.2) Vendas no Mercado Cativo

Vendas no Mercado Cativo - GWh			
	1T14	1T13	Var.
Residencial	4.462	3.932	13,5%
Industrial	2.152	2.204	-2,3%
Comercial	2.515	2.283	10,2%
Outros	2.225	1.996	11,5%
Total	11.355	10.414	9,0%

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 13.11.

O expressivo aumento das vendas no mercado cativo se deve principalmente às elevadas temperaturas verificadas nas áreas atendidas pela CPFL Energia. A redução das vendas na classe industrial, por sua vez, reflete a migração de clientes para o mercado livre e o fraco desempenho da classe, como explicado anteriormente.

3.1.3) TUSD

TUSD - GWh			
	1T14	1T13	Var.
Industrial	3.904	3.879	0,7%
Comercial	200	157	27,8%
Outros	48	41	17,3%
Total	4.153	4.077	1,9%

TUSD por Distribuidora - GWh			
	1T14	1T13	Var.
CPFL Paulista	2.023	1.984	2,0%
CPFL Piratininga	1.530	1.537	-0,5%
RGE	497	469	6,0%
CPFL Santa Cruz	12	11	6,7%
CPFL Jaguari	18	27	-32,9%
CPFL Mococa	7	7	5,3%
CPFL Leste Paulista	12	14	-10,3%
CPFL Sul Paulista	54	28	89,3%
Total	4.153	4.077	1,9%

3.2) Vendas de Comercialização e Geração – Exclusive Partes Relacionadas

Considerando valores pro forma, para fins de análise gerencial, onde os ativos de geração são contabilizados de acordo com a participação da CPFL Energia em cada um deles, as vendas de comercialização e geração tiveram decréscimo de 8,7%, totalizando 3.645 GWh no 1T14.

Vendas de Comercialização e Geração - GWh			
	1T14	1T13	Var.
Renováveis	485	408	18,9%
Comercialização e Geração Convencional	3.161	3.586	-11,9%
Total	3.645	3.994	-8,7%

Notas: Exclui vendas para partes relacionadas e na CCEE. Considera consolidação proporcional de todos os negócios de geração (convencional e renovável). Considera ajuste de provisionamento de -13 GWh no 1T13.

Essa variação se deve a:

- (i) redução das vendas em contratos bilaterais e clientes livres no segmento de comercialização. Embora o número de clientes em carteira tenha aumentado de 262 no 1T13 para 283 no 1T14, o consumo desses clientes não tem apresentado crescimento significativo diante da relativa estagnação do segmento industrial e das dificuldades impostas pelo cenário energético adverso. Da mesma forma, as incertezas quanto ao cenário regulatório inibiram as negociações entre comercializadoras, principalmente em contratos de curto prazo, reduzindo o volume negociado em contratos bilaterais;

Parcialmente compensada por:

- (ii) aumento das vendas da CPFL Renováveis, principalmente devido à entrada em operação dos complexos Atlântica e Campo dos Ventos II e das usinas movidas a biomassa Coopcana e Alvorada, além da conclusão da operação de aquisição dos parques eólicos de Rosa dos Ventos.

4) 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) pelas controladas em conjunto ENERCAN, BAESA, Foz do Chapecó e EPASA, que a partir de 1º de janeiro de 2013 (e ajustadas de forma comparativa em 2012), deixaram de ser consolidadas e passaram a ser registradas por equivalência patrimonial, e (ii) o investimento registrado ao custo pela controlada Paulista Lajeado na Investco S.A., as demais entidades são consolidadas de forma integral.

Em 31 de março de 2014 e de 2013, e 31 de dezembro de 2013, a participação de acionistas não controladores destacada no consolidado refere-se à participação de terceiros detida nas controladas CERAN, Paulista Lajeado e CPFL Renováveis.

Distribuição de energia	Tipo de Sociedade	Participação Societária	Localização (Estado)	Nº de municípios	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 São Paulo	234	4.035	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior e litoral de São Paulo	27	1.584	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	255	1.408	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo e Paraná	27	198	16 anos	Julho de 2015
Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	7	55	16 anos	Julho de 2015
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Jaguarí")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	2	37	16 anos	Julho de 2015
Companhia Sul Paulista de Energia ("CPFL Sul Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	5	80	16 anos	Julho de 2015
Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo e Minas Gerais	4	44	16 anos	Julho de 2015

Geração de energia (fontes convencionais e renováveis)	Tipo de Sociedade	Participação Societária	Localização (Estado)	Nº usinas / tipo de energia	Capacidade instalada	
					Total	Participação CPFL
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	São Paulo e Goiás	1 Hidrelétrica, 1 PCH e 1 Térmica	694 MW	694 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
Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó") ⁽¹⁾	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") ⁽¹⁾	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%	Santa Catarina	1 Hidrelétrica	880 MW	429 MW
BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA") ⁽¹⁾	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") ⁽¹⁾	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 57,13%	Paraíba	2 Térmicas	342 MW	195 MW
Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 59,93% ⁽²⁾	Tocantins	1 Hidrelétrica	903 MW	63 MW
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 58,84%	São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Santa Catarina, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraná e Rio Grande do Sul	Vide item 12.4.2	Vide item 12.4.2	Vide item 12.4.2
CPFL Centrais Geradoras Ltda. ("CPFL Centrais Geradoras")	Sociedade Limitada	Direta 100%	São Paulo	9 PCHs	24 MW	24 MW

Notas:

- (1) Em função de alterações nas normas contábeis, estas empresas são tratadas como negócios em conjunto e a partir de 01/01/2013 (e comparativamente nos saldos de 2012) não são mais consolidadas proporcionalmente nas demonstrações financeiras da Companhia, sendo seus ativos, passivos e respectivos resultados registrados através de equivalência patrimonial;
- (2) A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A..

Comercialização de energia e prestação de serviços	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Direta 100%
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("CPFL Meridional")	Sociedade Limitada	Comercialização e prestação de serviços de energia	Indireta 100%
CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%
CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto")	Sociedade Limitada	Comercialização de energia	Direta 100%
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	Sociedade por ações de capital fechado	Fabricação, comercialização, locação e manutenção de equipamentos eletro-mecânicos e prestação de serviços	Direta 100%
NECT Serviços Administrativos Ltda. ("Nect") ⁽¹⁾	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") ⁽²⁾	Sociedade Limitada	Serviços de arrecadação e cobrança	Direta 100%
CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom") ⁽³⁾	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de telecomunicações	Direta 100%
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%

Notas:

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

(2) Empresa anteriormente denominada CPFL BioAnicuns S.A.;

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

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

4.1) Consolidação da CPFL Renováveis

Em 31 de março de 2014, a CPFL Energia detinha participação indireta de 58,83% do capital social da CPFL Renováveis por meio da CPFL Geração.

A CPFL Renováveis é consolidada em todas as demonstrações financeiras da CPFL Energia desde 1º 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.

4.2) Apresentação dos números gerenciais

A partir do 1T14, a apresentação dos números gerenciais será feita considerando as participações equivalentes em cada um dos ativos no qual a CPFL Energia possui participação. Portanto, o resultado dos números gerenciais já exclui as participações de acionistas minoritários.

5) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (Pro-forma - R\$ Mil)			
	1T14	1T13	Var.
Receita Operacional Bruta (IFRS)⁽¹⁾	5.027.053	4.713.359	6,7%
Receita Operacional Bruta Gerencial⁽¹⁾	5.105.948	4.793.957	6,5%
Receita Operacional Líquida (IFRS)⁽¹⁾	3.738.540	3.456.798	8,2%
Receita Operacional Líquida Gerencial⁽¹⁾	3.827.179	3.516.790	8,8%
Custo com Energia Elétrica (IFRS)	(2.552.244)	(1.901.112)	34,3%
Custos e Despesas Operacionais (IFRS)	(937.733)	(1.026.502)	-8,6%
Resultado do Serviço (IFRS)	437.333	787.812	-44,5%
EBITDA (IFRS)⁽²⁾	787.301	1.054.967	-25,4%
EBITDA Gerencial⁽³⁾	1.085.621	1.080.642	0,5%
Resultado Financeiro (IFRS)	(222.905)	(143.648)	55,2%
Lucro Antes da Tributação (IFRS)	285.503	650.420	-56,1%
Lucro Líquido (IFRS)	174.401	405.302	-57,0%
Lucro Líquido Gerencial⁽⁴⁾	395.536	429.472	-7,9%

Notas:

- (1) Exclui Receita de Construção;
- (2) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12;
- (3) O EBITDA Gerencial considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (4) O Lucro Líquido Gerencial considera os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes.

5.1) Receita Operacional

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 (IFRS) no 1T14 atingiu R\$ 5.027 milhões, representando um aumento de 6,7% (R\$ 314 milhões). A receita operacional bruta gerencial foi de R\$ 5.106 milhões, um aumento de 6,5% (R\$ 312 milhões).

A receita operacional líquida (IFRS excluindo a Receita de construção) atingiu R\$ 3.739 milhões no 1T14, representando um aumento de 8,2% (R\$ 282 milhões). A receita operacional líquida gerencial, desconsiderando a Receita de Construção, somou R\$ 3.827 milhões, um aumento de 8,8% (R\$ 310 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida (IFRS), já consideradas todas as eliminações, foram:

- Aumento de receita no segmento de Distribuição, no valor de R\$ 250 milhões (para maiores detalhes, vide item 12.1.1);
- Aumento de receita no segmento de Geração Convencional, no valor de R\$ 50 milhões;
- Aumento de receita na CPFL Renováveis, no valor de R\$ 30 milhões;

Parcialmente compensado por:

- Redução de receita do segmento de Comercialização e Serviços, no valor de R\$ 44 milhões.

5.2) Custo com Energia Elétrica

O custo com energia elétrica (IFRS), composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 2.552 milhões no 1T14, representando um aumento de 34,3% (R\$ 651 milhões).

- O custo da energia comprada para revenda no 1T14 foi de R\$ 2.354 milhões, o que representa um aumento de 32,6% (R\$ 581 milhões), devido aos seguintes efeitos:
 - (i) Aumento no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 1.218 milhões) devido ao aumento de 105,9% no preço médio de compra e de 234,8% (1.634 GWh) na quantidade de energia comprada. Parte desse aumento é referente a compra de energia para o Complexo Atlântica da CPFL Renováveis destinada a suprir o lastro dos contratos de venda de energia dessas usinas (R\$ 26 milhões) e compra de energia para atender ao lastro de contratos de venda de energia de 3 PCHs que em 2014 não fazem parte do MRE (PCHs Três Saltos, Americana e Socorro) (R\$ 39 milhões) e exposição no MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) - GSF (R\$ 22 milhões) nos empreendimentos hidrelétricos de Geração Convencional – **Não-recorrente**;
 - (ii) Aumento no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais (R\$ 109 milhões), devido ao aumento de 6,0% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 6,9% (751 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iii) Aumento no custo de energia de Itaipu (R\$ 47 milhões), decorrente principalmente do aumento de 18,3% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 1,9% na quantidade de energia comprada (50 GWh);
 - (iv) Aumento no custo com Proinfa (R\$ 4 milhões), devido ao aumento de 7,3% no preço médio de compra;
Parcialmente compensados por:
 - (v) Aporte de R\$ 738 milhões de recursos da CDE (reduzidor de custo);
 - (vi) Aumento dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir da compra de energia (R\$ 60 milhões).
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição atingiram R\$ 192 milhões no 1T14, aumento de 57,7% (R\$ 70 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 100,0% (R\$ 266 milhões) no aporte de CDE (reduzidor de custo) - Decreto 7.945;
 - (ii) Aumento de 15,3% nos encargos da rede básica (R\$ 20 milhões);
Parcialmente compensados por:
 - (iii) Redução de 84,9% nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 207 milhões);
 - (iv) Redução de 18,1% nos encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 2 milhões);
 - (v) Aumento de 54,0% nos créditos de Pis e Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos (R\$ 6 milhões).

5.3) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais (IFRS + Custo de construção) atingiram R\$ 938 milhões no 1T14, registrando uma redução de 8,7% (R\$ 89 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Redução de 27,0% (R\$ 70 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\$ 189 milhões no 1T14, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- Redução de 41,4% nas despesas com Entidade de Previdência Privada (R\$ 8 milhões);
- PMSO, item que atingiu R\$ 458 milhões no 1T14, comparado a R\$ 486 milhões no 1T13, registrando uma redução de 5,8% (R\$ 28 milhões).

Parcialmente compensado, por:

- Aumento de 6,8% em Depreciação e Amortização (R\$ 18 milhões), devido principalmente ao aumento de CPFL Renováveis (R\$ 16 milhões), devido principalmente ao (i) aumento de R\$ 7 milhões pela depreciação dos ativos que entraram em operação no ano de 2013; e (ii) o acréscimo proveniente da revisão da vida útil dos ativos, com efeito de R\$ 5 milhões.

A tabela abaixo mostra um sumário das principais variações no PMSO:

AJUSTES GERENCIAIS NO PMSO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (em milhões de Reais)				
	1T14	1T13	Variação	
			R\$ MM	%
PMSO reportado (IFRS)				
Pessoal	(196,7)	(178,0)	(18,7)	10,5%
Material	(27,9)	(25,0)	(2,9)	11,7%
Serviços de Terceiros	(119,4)	(122,3)	3,0	-2,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(114,4)	(161,2)	46,8	-29,0%
Total PMSO reportado (IFRS) - (A)	(458,3)	(486,4)	28,1	-5,8%
Efeitos não-recorrentes				
Aumento não-recorrente nas despesas legais, judiciais e indenizações	-	(73,2)	73,2	-
(=) Total efeitos não-recorrentes (B)	-	(73,2)	73,2	-
Outros ajustes (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação)				
PMSO referente à expansão das atividades da CPFL Serviços, CPFL Atende, CPFL Total e Nect	(47,6)	(35,8)	(11,8)	33,0%
Outros ajustes*	(34,3)	(10,8)	(23,6)	218,4%
(=) Total outros ajustes (C)	(81,9)	(46,6)	(35,4)	-
PMSO ajustado				
Pessoal	(173,7)	(158,3)	(15,4)	9,7%
Material	(21,8)	(22,0)	0,2	-0,8%
Serviços de Terceiros	(103,6)	(111,3)	7,7	-6,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(77,3)	(75,1)	(2,2)	2,9%
Total PMSO ajustado (A - B - C)	(376,4)	(366,6)	(9,8)	2,7%

* Exclui provisão para contingências para fins de melhor comparação – R\$ 84 milhões no 1T13 e R\$ 34 milhões no 1T14.

Dessa forma, o PMSO ajustado do 1T14 foi de R\$ 376 milhões, comparado a R\$ 367 milhões no 1T13, um aumento de 2,7% (R\$ 10 milhões). Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- Gastos com Pessoal, que registraram aumento de 9,7% (R\$ 15 milhões), devido principalmente ao acordo coletivo de 6,9%;
- Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 2,9% (R\$ 2 milhões) e;
- Redução de 6,9% em Serviços de Terceiros (R\$ 8 milhões).

5.4) 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 líquido a receber de R\$ 181 milhões no 1T14 e um líquido a devolver de R\$ 147 milhões no 1T13 (impacto no EBITDA), respectivamente. 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.

5.5) EBITDA

O **EBITDA IFRS** do 1T14 totalizou R\$ 787 milhões, registrando uma redução de 25,4% (R\$ 268 milhões). O EBITDA gerencial no 1T14 registrou R\$ 1.086 milhões, comparado a R\$ 1.080 milhões no 1T13, um aumento de 0,5%.

5.6) Resultado Financeiro

No 1T14, a despesa financeira líquida (IFRS) foi de R\$ 223 milhões, um aumento de 55,2% (R\$ 79 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 144 milhões registrados no 1T13.

Os itens que explicam essa variação são:

- Receitas Financeiras: aumento de R\$ 73 milhões, passando de R\$ 229 milhões no 1T13 para R\$ 155 milhões no 1T14, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento em Renda de aplicações financeiras (R\$ 50 milhões), decorrente de aumento das disponibilidades e aumento do CDI;
 - (ii) Receita financeira nas empresas do segmento de Distribuição devido a atualização monetária do ativo financeiro (CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa (variação positiva de R\$ 27 milhões) no 1T14;
 - (iii) Aumento na atualização dos depósitos judiciais (R\$ 6 milhões), principalmente em decorrência do aumento do CDI;
 - (iv) Aumento na atualização de créditos fiscais (R\$ 3 milhões);
- Parcialmente compensados por:
 - (v) Redução nos acréscimos e multas moratórias e atualizações monetárias e cambiais (R\$ 8 milhões);
 - (vi) Redução em outras receitas financeiras (R\$ 5 milhões).
- Despesas Financeiras: aumento de 51,0% (R\$ 152 milhões), passando de R\$ 299 milhões no 1T13 para R\$ 452 milhões no 1T14, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de encargos de dívida (R\$ 95 milhões), principalmente em decorrência do aumento do CDI;
 - (ii) Aumento nas atualizações monetárias e cambiais (R\$ 52 milhões), principalmente pelo **efeito não recorrente** de R\$ 26 milhões relativo à marcação a mercado das captações de financiamento (por meio da Lei nº 4131/62);

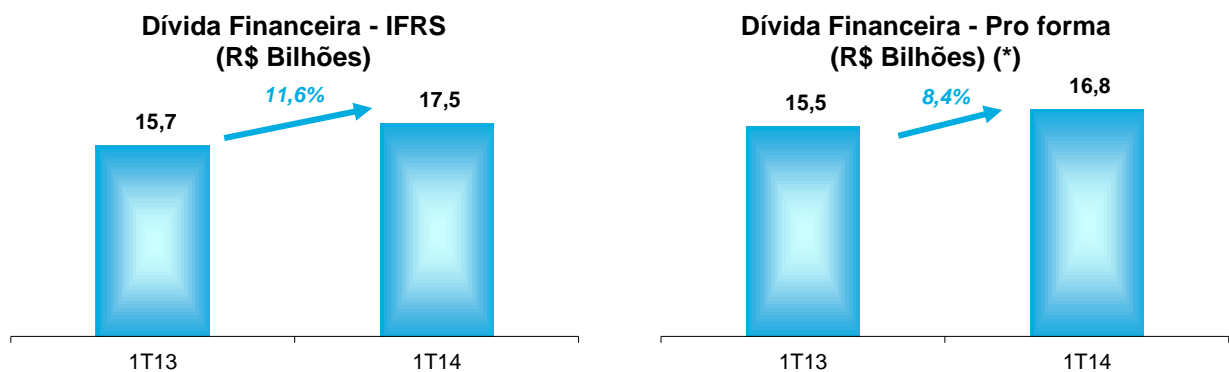
- (iii) Aumento em Outras despesas financeiras (R\$ 6 milhões);

5.7) Lucro Líquido

No 1T14, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 174 milhões. Já o lucro líquido gerencial totalizou R\$ 396 milhões, uma redução de 7,9%. Este resultado reflete principalmente: (i) efeito total do 3º ciclo de revisão tarifária nas distribuidoras CPFL Paulista e RGE, e (ii) a maior despesa financeira em decorrência do aumento do CDI.

6) ENDIVIDAMENTO

6.1) Dívida Financeira (Incluindo *Hedge*)



Nota: (*) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa.

A dívida financeira (incluindo *hedge*) no critério IFRS da CPFL Energia atingiu R\$ 17.511 milhões no 1T14, aumento de R\$ 1.817 milhões, ou 11,6%, em relação ao 1T13. Este aumento no endividamento é reflexo, principalmente:

- Do aumento do endividamento em função de captações líquidas de amortizações no montante de R\$ 1.144 milhões na CPFL Energia (*Holding*) e demais empresas do Grupo;
- Do aumento de outros encargos, captações e atualizações monetárias e cambiais (líquidas de *hedge*) no período, no montante de R\$ 673 milhões.

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

- CPFL Renováveis: captações líquidas de amortizações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 316 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto ao BNDES, no montante de R\$ 736 milhões;
 - + Captações de financiamentos junto a instituições financeiras, no montante de R\$ 463 milhões;
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES, no montante de R\$ 352 milhões;
 - Amortizações de financiamentos junto a instituições financeiras, no montante de R\$ 531 milhões.

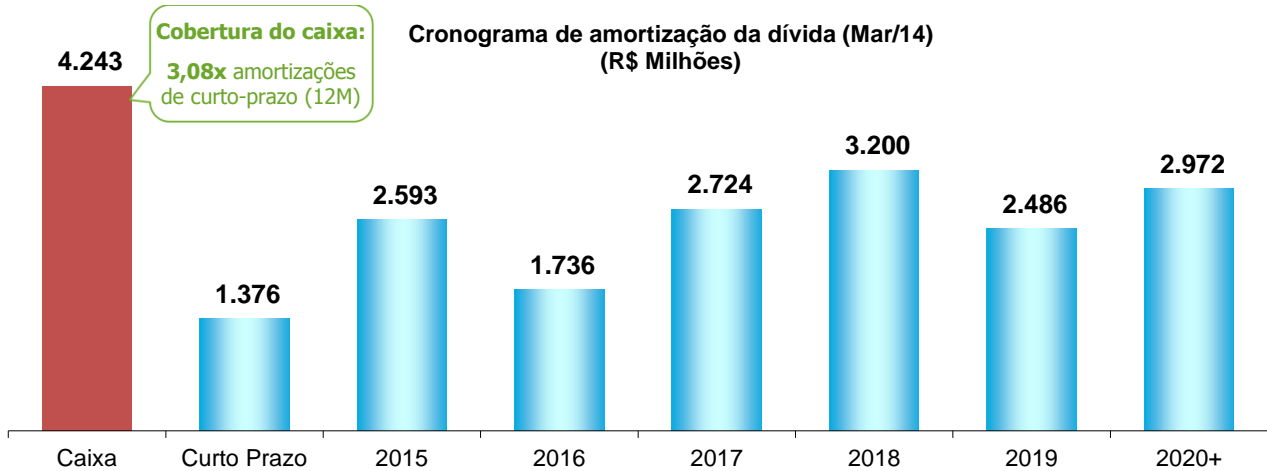
- Distribuidoras do Grupo: amortizações líquidas de captações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 737 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Paulista (R\$ 188 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 60 milhões), RGE (R\$ 103 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 1 milhão) e CPFL Jaguariúna (R\$ 4 milhões);
 - + Captações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Paulista (R\$ 1.106 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 413 milhões), RGE (R\$ 205 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 53 milhões) e CPFL Jaguariúna (R\$ 96 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Paulista (R\$ 148 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 83 milhões), RGE (R\$ 73 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 24 milhões), CPFL Jaguariúna (R\$ 26 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Paulista (R\$ 1,105 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 488 milhões), RGE (R\$ 125 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 12 milhões), CPFL Jaguariúna (R\$ 42 milhões);
 - Amortizações de principal das debêntures pela CPFL Paulista (3ª Emissão de R\$ 484 milhões), CPFL Piratininga (5ª Emissão de R\$ 160 milhões) e RGE (3ª Emissão de R\$ 197 milhões).
- CPFL Geração e Ceran: captações líquidas de amortizações totalizando R\$ 1.612 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Geração (R\$ 693 milhões);
 - + Emissão de debêntures pela CPFL Geração (5ª Emissão de R\$ 1.092 milhões - por conta de reestruturação societária ocorrida na CPFL Geração e CPFL Brasil - e 6ª Emissão de R\$ 460 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Geração (R\$ 7 milhões) e Ceran (R\$ 14 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Geração (R\$ 612 milhões).
- CPFL Brasil e CPFL Serviços: amortizações líquidas de captações totalizando R\$ 1.083 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Serviços (R\$ 23 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Brasil (R\$ 9 milhões) e CPFL Serviços (R\$ 3 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Brasil (R\$ 1 milhão) e CPFL Serviços (R\$ 2 milhões);
 - Amortização de principal das debêntures da CPFL Brasil (2ª Emissão de R\$ 1.092 milhões), por conta de reestruturação societária ocorrida na CPFL Brasil e CPFL Geração.
- CPFL Telecom e CPFL Transmissão Piracicaba: captações líquidas totalizando R\$ 46 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Transmissão Piracicaba (R\$ 8 milhões);
 - + Captações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Telecom (R\$ 38 milhões).

- **CPFL Energia (Holding):** captações líquidas de amortizações totalizando R\$ 990 milhões:
 - + Emissão de debêntures (4ª Emissões de R\$ 1.290 milhões);
 - Amortização de principal das debêntures (3ª Emissão de R\$ 300 milhões).

Dívida Financeira - 1T14 - IFRS (R\$ Mil)							
	Encargos		Principal		Total		
	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	
Moeda Nacional							
BNDES - Repotenciação	2	-	609	-	610	-	610
BNDES - Investimento	18.089	-	874.242	4.025.703	892.332	4.025.703	4.918.034
BNDES - Bens de Renda	24	-	1.250	5.398	1.275	5.398	6.673
BNDES - Capital de Giro	-	-	-	-	-	-	-
Instituições Financeiras	54.160	55.531	427.643	1.537.785	481.803	1.593.316	2.075.119
Outros	683	-	5.125	17.653	5.808	17.653	23.461
Sub-Total	72.958	55.531	1.308.869	5.586.539	1.381.827	5.642.070	7.023.898
Moeda Estrangeira							
Instituições Financeiras	8.861	-	41.066	2.763.617	49.927	2.763.617	2.813.544
Sub-Total	8.861	-	41.066	2.763.617	49.927	2.763.617	2.813.544
Debêntures							
CPFL Energia	44.966	-	-	1.288.280	44.966	1.288.280	1.333.246
CPFL Paulista	24.414	-	-	1.161.706	24.414	1.161.706	1.186.119
CPFL Piratininga	19.578	-	-	603.547	19.578	603.547	623.125
RGE	15.203	-	-	668.064	15.203	668.064	683.267
CPFL Santa Cruz	2.211	-	-	64.810	2.211	64.810	67.021
CPFL Brasil	8.257	-	-	227.501	8.257	227.501	235.758
CPFL Geração	82.281	-	-	2.489.686	82.281	2.489.686	2.571.967
CPFL Renováveis	19.468	39.185	35.300	1.064.664	54.768	1.103.849	1.158.618
Sub-Total	216.378	39.185	35.300	7.568.258	251.678	7.607.443	7.859.121
Dívida Financeira	298.198	94.716	1.385.235	15.918.413	1.683.433	16.013.130	17.696.563
Hedge	-	-	-	-	962	(186.928)	(185.966)
Dívida Financeira Incluindo Hedge	-	-	-	-	1.684.396	15.826.202	17.510.597
Participação sobre o total (%)	-	-	-	-	9,6%	90,4%	100%

Do total do endividamento de R\$ 17.511 milhões no 1T14, R\$ 15.826 milhões (90,4%) são considerados de longo prazo e R\$ 1.684 milhões (9,6%) são considerados de curto prazo. No 1T13, do total de R\$ 15.693 milhões, R\$ 13.764 milhões (87,7%) eram considerados de longo prazo e R\$ 1.930 milhões (12,3%) eram considerados de curto prazo.

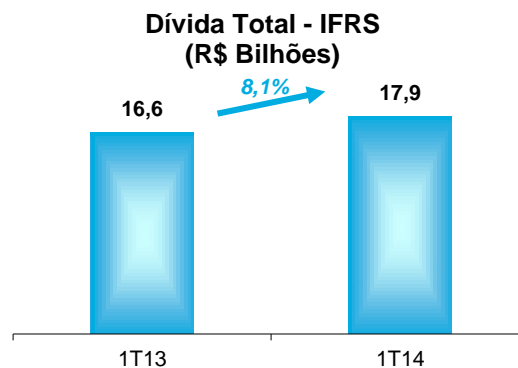
6.2) Cronograma de Amortização da Dívida

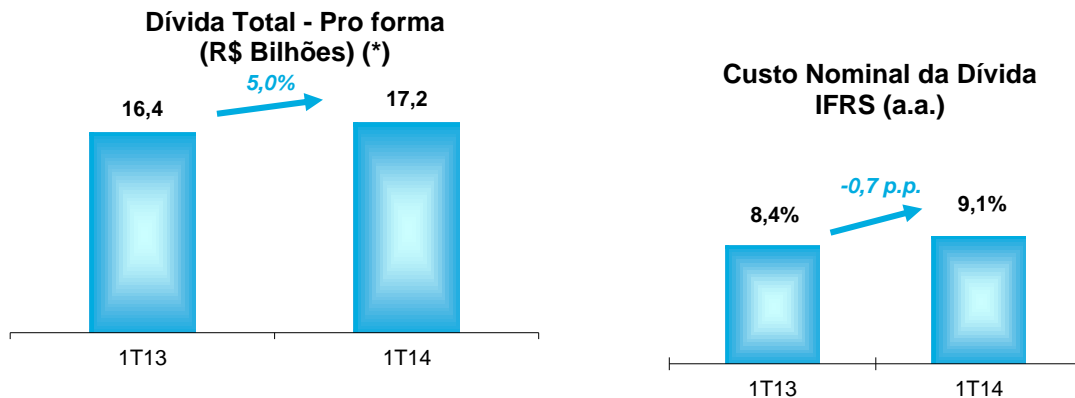


Nota: Inclui o *hedge* (efeito negativo de R\$ 186 milhões) e desconsidera encargos de dívidas (CP = R\$ 298 milhões; LP = R\$ 95 milhões), Marcação a Mercado (R\$ 90 milhões) e Custo de Captação e Emissão (efeito negativo de R\$ 59 milhões); Em 2015, considera amortização a partir de abril/2015.

A posição de caixa ao final do 1T14 possui índice de cobertura de 3,1x das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até o começo de 2016. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de 4,03 anos.

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



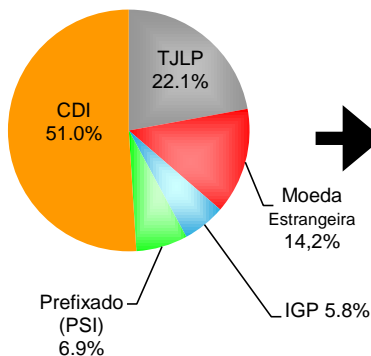


Nota: (*) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa.

A dívida total no critério IFRS, que corresponde à soma da dívida financeira, *hedge* (ativo/passivo) e dívida com entidade de previdência privada, atingiu R\$ 17.917 milhões no 1T14, aumento de 8,1%. O seu custo médio nominal passou de 8,4% a.a., no 1T13, para 9,1% a.a., no 1T14, em função, entre outros fatores, do aumento do CDI (de 6,8% para 8,2%). (taxas acumuladas nos últimos 12 meses findos no período)

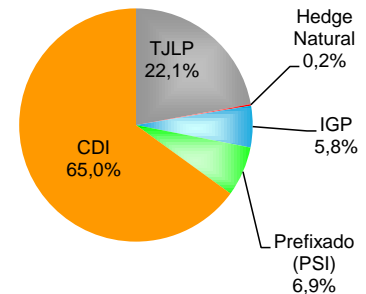
Perfil da Dívida – IFRS – 1T13

Indexação Original



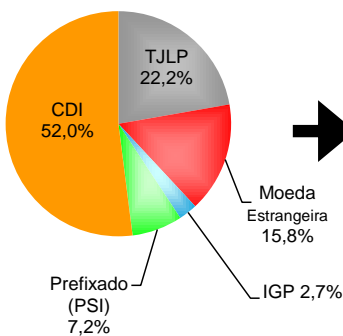
	R\$ Milhões	Swap
Hedge Bancário	2.174	108% do CDI
	12	95,50% a 106,85% do CDI
	52	95,78% do CDI
		176,2% do CDI
Hedge Natural	36	Receita com componente cambial

Indexação Pós-Hedge



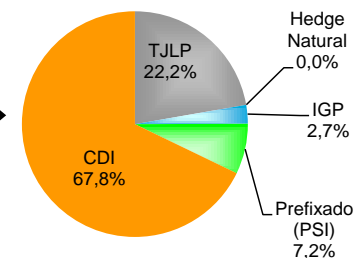
Perfil da Dívida – IFRS – 1T14

Indexação Original



	R\$ Milhões	Swap
Hedge Bancário	1.927	104,1% a 109% do CDI
	346	109,1% a 109,5% do CDI
	541	99% a 104% do CDI
	51	176,19% do CDI
Hedge Natural	2	Receita com componente cambial

Indexação Pós-Hedge



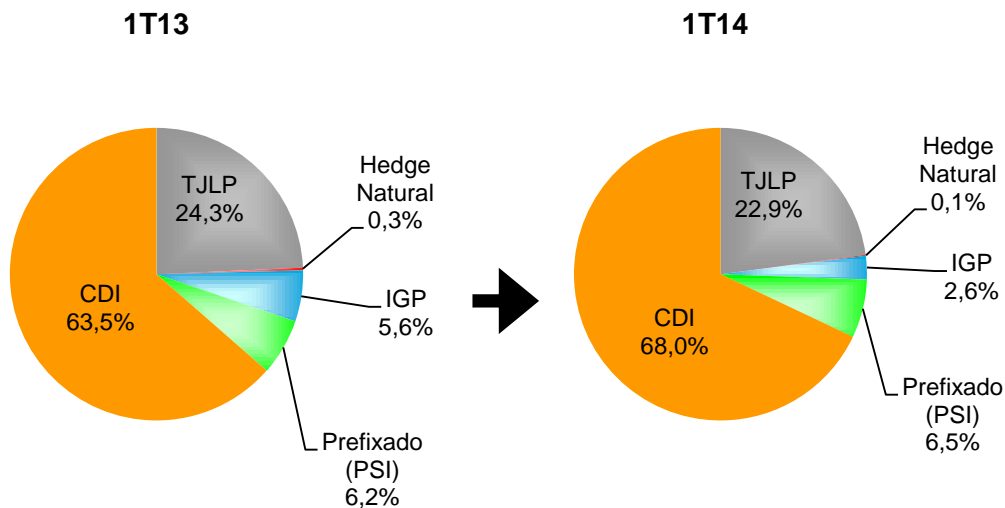
Nota: PSI – Programa de Sustentação do Investimento.

Como consequência das operações de captação e das amortizações realizadas, considerando a indexação pós-*hedge*, podemos observar um aumento da participação de dívidas oriundas do BNDES atreladas à TJLP (de 22,1%, no 1T13, para 22,2%, no 1T14), prefixadas-PSI (de 6,9%, no 1T13, para 7,2%, no 1T14) e atreladas ao CDI (de 65,0%, no 1T13, para 67,8%, no 1T14) e uma diminuição da participação de dívidas atreladas ao IGP-M/IGP-DI (de 5,8%, no 1T13, para 2,7%, no 1T14).

A participação de dívidas atreladas à moeda estrangeira seria de 15,8%, caso não fossem consideradas as operações de *hedge* bancário. Considerando as operações de *swap* contratadas, que convertem a indexação das dívidas em moeda estrangeira para CDI, a participação de dívidas atreladas à moeda estrangeira é de 0,01% (parcela esta que possui *hedge* natural).

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

Perfil da Dívida – Pro-Forma (*) – Indexação Pós-Hedge – 1T13 vs. 1T14



Nota: (*) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa.

6.4) Dívida Líquida e Alavancagem

IFRS - R\$ Mil	1T14	1T13	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(17.510.597)	(15.693.489)	11,6%
(+) Disponibilidades	4.242.756	2.772.012	53,1%
(=) Dívida Líquida	(13.267.842)	(12.921.477)	2,7%

Pro forma (*) - R\$ Mil	1T14	1T13	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(16.827.098)	(15.521.637)	8,4%
(+) Disponibilidades	4.044.126	2.674.807	51,2%
(=) Dívida Líquida	(12.782.972)	(12.846.830)	-0,5%

Nota: (*) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa.

No 1T14, a dívida líquida atingiu R\$ 13.268 milhões, um aumento de 2,7% ou R\$ 346 milhões, em relação à posição de dívida líquida no final do 1T13 no montante de R\$ 12.921 milhões. Este aumento é explicado em função dos seguintes fatores:

- Aumento de R\$ 1.817 milhões no endividamento bruto, conforme descrito no item 6.1;
- Aumento de R\$ 1.471 milhões no saldo de caixa, de R\$ 2.772 milhões no 1T13 para R\$ 4.243 milhões no 1T14, explicado por:
 - (i) Geração de caixa das atividades operacionais no período: +R\$ 2.018 milhões;
 - (ii) Investimentos realizados no período: -R\$ 1.443 milhões;
 - (iii) Captações líquidas no período: +R\$ 1.489 milhões;
 - (iv) Pagamento de dividendos: -R\$ 844 milhões;
 - (v) Oferta Pública de Ações de Controlada (CPFL Renováveis): +R\$ 329 milhões;
 - (vi) Outros: -R\$ 78 milhões.

Em consonância com os critérios de cálculo de *covenants* financeiros dos contratos de empréstimo junto às instituições financeiras, a dívida líquida é ajustada de acordo com as participações equivalentes da CPFL Energia em cada um de suas empresas. Além disso, incluem-se no cálculo do EBITDA ajustado os efeitos da CVA – “Conta de Compensação de Variações da Parcela A” e o EBITDA histórico dos projetos recém-adquiridos. Como resultado, a dívida líquida ajustada totalizou R\$ 12.783 milhões e o EBITDA ajustado atingiu R\$ 3.570 milhões, sendo que a relação Dívida Líquida ajustada / EBITDA ajustado ao final do 1T14 alcançou 3,58x.

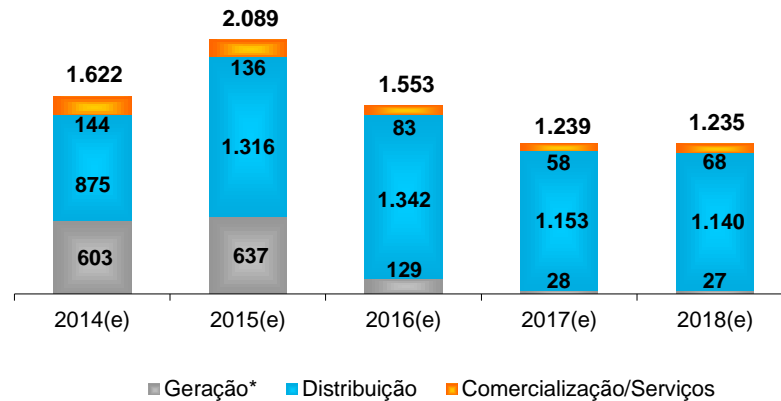
7) INVESTIMENTOS

No 1T14, foram realizados investimentos de R\$ 240 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 170 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 42,4 milhões à geração (R\$ 42,2 milhões da CPFL Renováveis e R\$ 0,2 milhão de geração convencional) e R\$ 27 milhões à comercialização e serviços.

Entre os investimentos da CPFL Energia no 1T14 podemos destacar os realizados nos seguintes segmentos:

- (i) Distribuição: foram feitos investimentos na ampliação e no reforço do sistema elétrico para atender ao crescimento de mercado, tanto nas vendas de energia quanto no número de clientes. Também foram feitos investimentos em melhorias e na manutenção do sistema elétrico, em infraestrutura operacional, na modernização dos sistemas de suporte à gestão e operação, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros;
- (ii) Geração: foram destinados principalmente aos Complexos Eólicos Atlântica, empreendimento que entrou em operação em 24 de março de 2014, e Macacos I, empreendimento concluído em abril de 2014 e que aguarda o despacho da ANEEL, e Complexos Eólicos Campo dos Ventos, São Benedito e Pedra Cheirosa, empreendimentos ainda em construção.

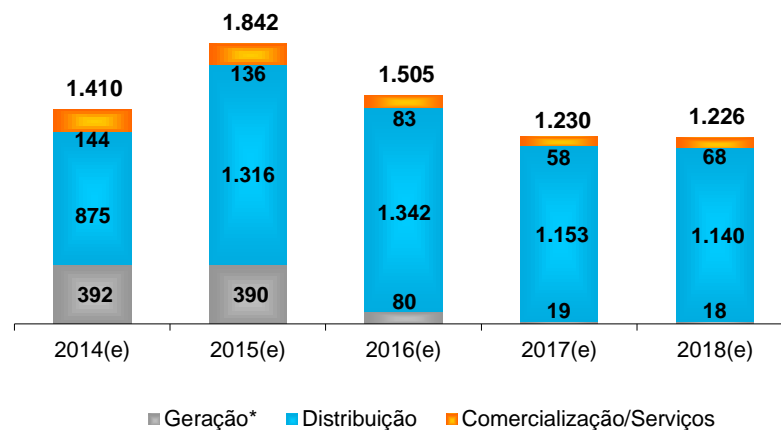
Investimentos Projetados pelo Grupo para os Próximos 5 anos
IFRS – 100% CPFL Renováveis e Ceran (R\$ milhões)



Nota: (*) Considera 100% da CPFL Renováveis e Ceran.

Considerando a consolidação proporcional nos projetos de geração, no 1T14, foram realizados investimentos de R\$ 30,4 milhões à geração (R\$ 24,8 milhões da CPFL Renováveis e R\$ 5,6 milhões de geração convencional).

Investimentos Projetados pelo Grupo para os Próximos 5 anos
Pro forma – Participação Proporcional nos Projetos de Geração (R\$ milhões)



Nota: (*) Considera a participação proporcional nos projetos de geração.

8) DIVIDENDOS

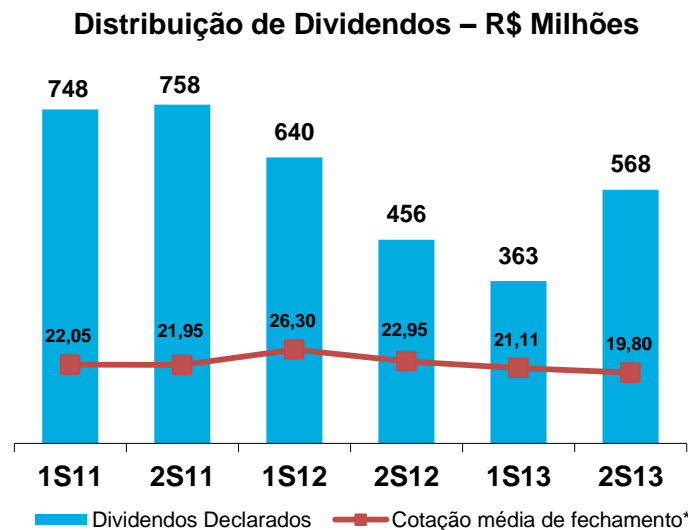
Em 08 de maio de 2014, foi efetuado o pagamento dos dividendos referentes ao 2S13, aos detentores de ações ordinárias negociadas na BM&FBovespa – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros S.A. (BM&FBOVESPA). O valor declarado foi de R\$ 568 milhões, equivalente a R\$ 0,590062200 por ação.

Somando o montante de R\$ 363 milhões, referente ao 1S13 (pago em outubro de 2013), o valor total declarado, referente ao ano de 2013, foi de R\$ 931 milhões, correspondente a R\$ 0,967344326 por ação.

Dividend Yield - CPFL Energia					
	2S11	1S12	2S12	1S13	2S13
Dividend Yield - últimos 12 meses ⁽¹⁾	7,1%	6,1%	4,6%	3,9%	4,8%

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

O *dividend yield* referente ao 2S13, calculado a partir da média das cotações de fechamento do período (R\$ 19,80 por ação) é de 3,0% (4,8% nos últimos 12 meses).



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 95%, desde o seu IPO, respeitando a constituição da reserva legal de 5%.

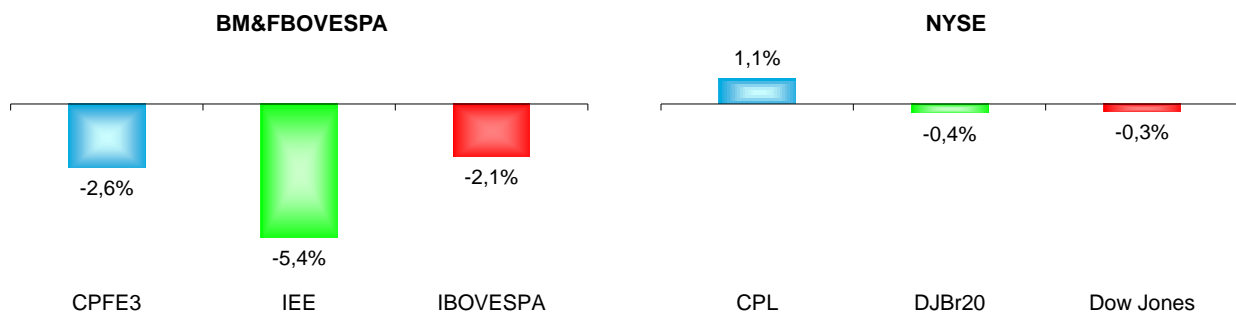
9) MERCADO DE CAPITAIS

9.1) Desempenho das Ações

A CPFL Energia, com 30,5% (até 31 de março de 2014) 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.

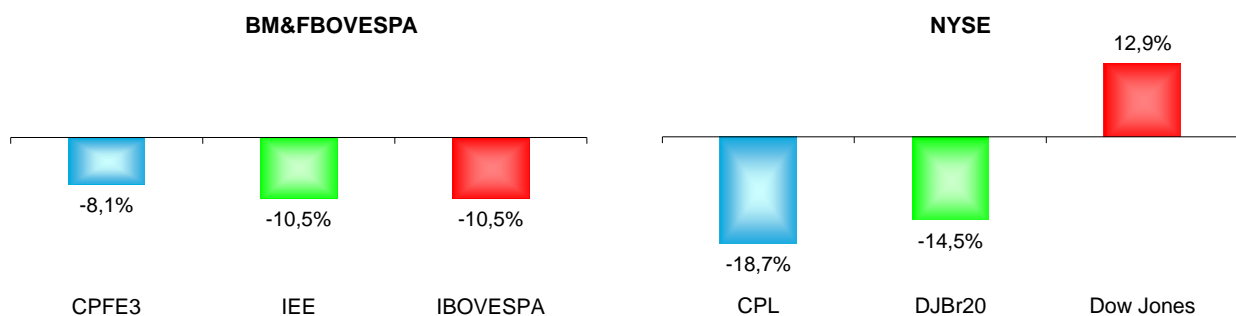
As ações encerraram o período cotadas a R\$ 18,60 por ação e US\$ 16,33 por ADR, respectivamente (cotações de fechamento em 31/03/2014).

Desempenho das Ações – 1T14 (com ajuste por proventos)



No 1T13, as ações da CPFL Energia apresentaram desvalorização de 2,6% na BM&FBOVESPA e valorização de 1,1% na NYSE.

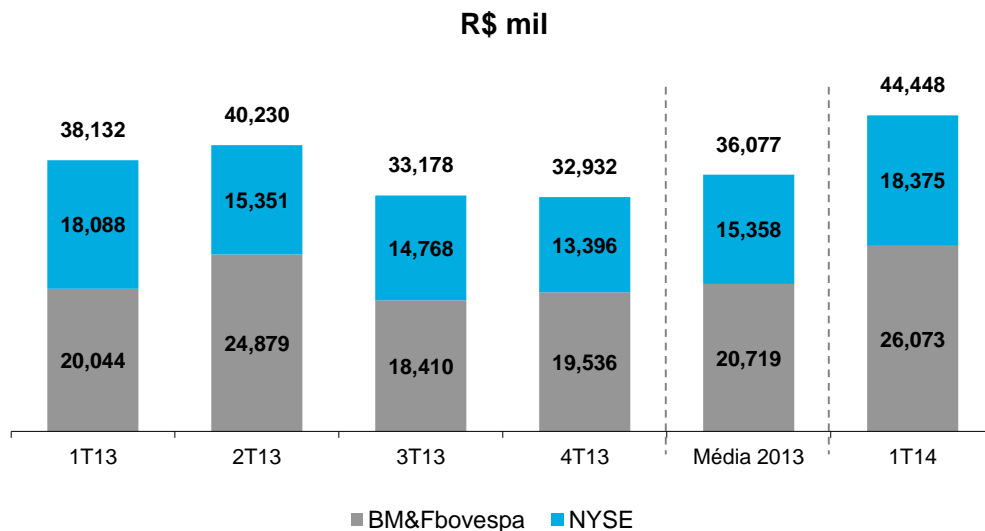
Desempenho das Ações – Últ. 12M (com ajuste por proventos)



Nos últimos 12 meses, as ações da CPFL Energia apresentaram desvalorização de 8,1% na BM&FBOVESPA e de 18,7% na NYSE.

9.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 1T14 foi de R\$ 44,5 milhões, sendo R\$ 26,1 milhões na BM&FBOVESPA e R\$ 18,4 milhões na NYSE, representando um aumento de 15,6% em relação ao 1T13. O número de negócios realizados na BM&FBOVESPA, por sua vez, aumentou 59,9%, passando de uma média diária de 3.935 negócios, no 1T13, para 6.292 negócios, no 1T14.



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

9.3) Ratings

Em março de 2014, a Fitch emitiu um relatório reafirmando seu rating de crédito para a CPFL Energia. Dessa forma, a Companhia sustenta o rating AA+ em escala nacional, com perspectiva estável.

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

Ratings CPFL Energia - Escala Nacional					
Agência		2011	2012	2013	1T14
Standard & Poor's	Rating	brAA+	brAA+	brAA+	brAA+
	Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável
Fitch Ratings	Rating	AA+ (bra)	AA+ (bra)	AA+ (bra)	AA+ (bra)
	Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável

Nota: Considera a posição ao final do período.

10) 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 Executiva, 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.

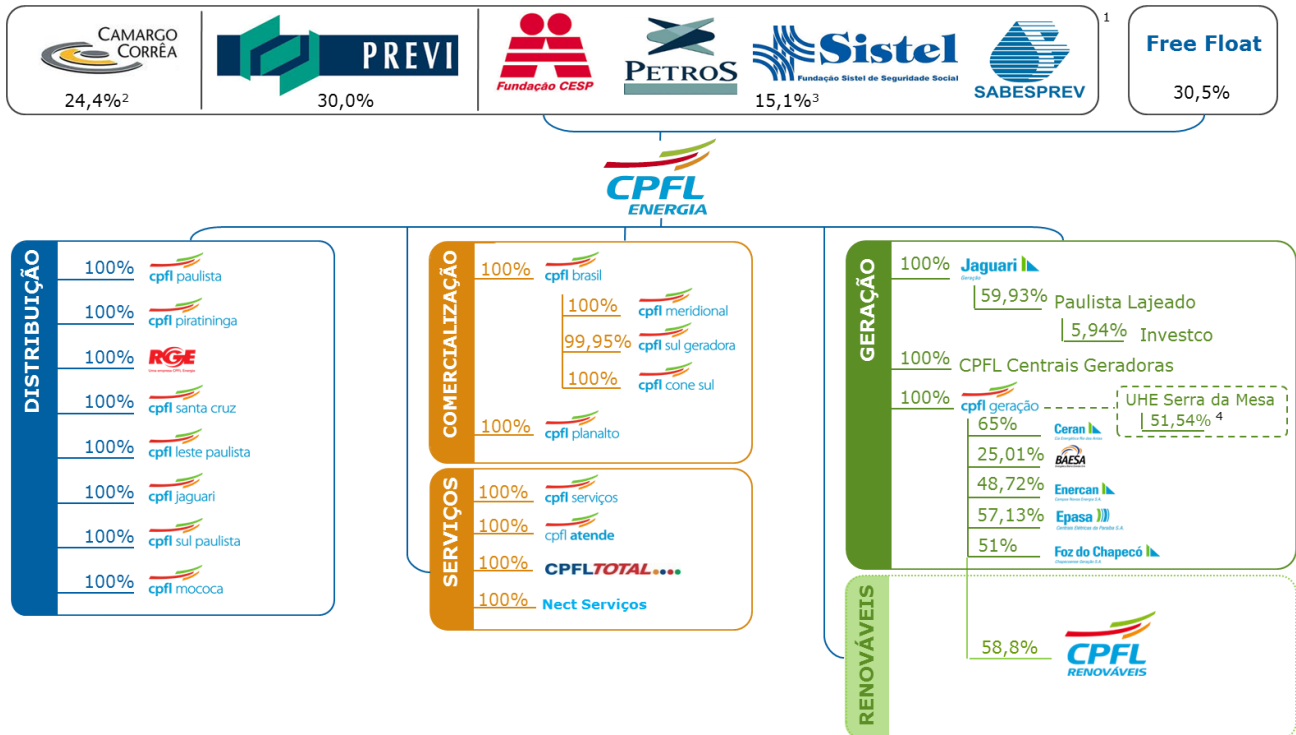
A CPFL Energia possui um Conselho Fiscal em permanente funcionamento, formado por cinco membros que também exercem as atribuições de *Audit Committee* previstas na Lei *Sarbanes-Oxley* e de acordo com as regras da *Securities and Exchange Commission* (SEC). As regras de atuação do Conselho Fiscal são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

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.

11) ESTRUTURA SOCIETÁRIA– 31/03/2014

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 detidas pela Camargo Corrêa S.A.;

(3) Inclui 0,2% de ações detidas pelos fundos de pensão Petros e Sistel;

(4) Parcela de 51,54% da disponibilidade da potência e de energia da UHE Serra da Mesa, referente ao Contrato de Suprimento de Energia entre a CPFL Geração e Furnas.

12) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

12.1) Segmento de Distribuição

12.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (Pro-forma - R\$ Mil)			
	1T14	1T13	Var.
Receita Operacional Bruta (IFRS)⁽¹⁾	4.108.108	3.830.595	7,2%
Receita Operacional Bruta Gerencial⁽¹⁾	4.112.311	3.924.003	4,8%
Receita Operacional Líquida (IFRS)⁽¹⁾	2.906.940	2.657.310	9,4%
Receita Operacional Líquida Gerencial⁽¹⁾	2.928.581	2.730.436	7,3%
Custo com Energia Elétrica	(2.222.228)	(1.505.974)	47,6%
Custos e Despesas Operacionais	(682.821)	(785.219)	-13,0%
Resultado do Serviço	186.461	624.745	-70,2%
EBITDA (IFRS)⁽²⁾	300.078	733.538	-59,1%
EBITDA Gerencial⁽³⁾	532.179	660.243	-19,4%
Resultado Financeiro	(56.991)	(18.375)	210,2%
Lucro Antes da Tributação	129.470	606.370	-78,6%
Lucro Líquido (IFRS)	77.047	397.930	-80,6%
Lucro Líquido Gerencial⁽⁴⁾	251.012	351.023	-28,5%

Notas:

- (1) Exclui Receita de Construção;
- (2) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12;
- (3) O EBITDA Gerencial considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (4) O Lucro Líquido Gerencial considera os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (5) As tabelas de desempenho econômico-financeiro por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 13.9.

Receita Operacional

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 (IFRS) atingiu R\$ 4.108 milhões, um aumento de 7,2% (R\$ 278 milhões).

O aumento da receita operacional bruta se deu principalmente pelos seguintes fatores:

- Aumento de 9,0% no volume de vendas para o mercado cativo, no valor de R\$ 308 milhões (mercado + mix);
- Aumento de R\$ 81 milhões no aporte de CDE;
- Aumento de R\$ 1 milhão em Suprimento de Energia Elétrica;
- Aumento de R\$ 55 milhões em Outras Receitas;

Parcialmente compensado por:

- Reajuste tarifário médio negativo das distribuidoras no período entre 1T13 e 1T14, no valor de R\$ 139 milhões, em virtude das revisões e reajustes tarifários e dos efeitos da MP 579/2012 (convertida na Lei 12.783 em janeiro de 2013), através da qual, a ANEEL homologou o resultado da revisão tarifária extraordinária ("RTE") de 2013, aplicado aos consumos a partir do dia 24 de janeiro de 2013. Nesta revisão extraordinária foram incorporadas as cotas de energia elétrica das usinas geradoras que renovaram os seus contratos de concessão. O total de energia oriundo destas usinas foi dividido em cotas para as distribuidoras. Também foram computados os efeitos das extinções da RGR e CCC e as reduções da CDE e dos custos de transmissão;
- Redução de R\$ 28 milhões na receita bruta de TUSD de clientes livres.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 1.201 milhões, representando um aumento de 2,4% (R\$ 28 milhões), devido aos seguintes aumentos:

- (i) de 2,4% no ICMS (R\$ 17 milhões);
- (ii) de 8,7% na PIS e Cofins (R\$ 28 milhões);
- (iii) de 30,0% na CDE (R\$ 12 milhões);
- (iv) de 4,5% no Programa de P&D e Eficiência Energética (R\$ 1 milhão);
- (v) de 16,1% no Proinfa (R\$ 3 milhões);

Esses aumentos foram parcialmente compensados:

- (vi) pela redução de 100,0% na CCC (R\$ 34 milhões).

O aumento no PIS e Cofins foi impactado pelo **efeito não-recorrente** de R\$ 13 milhões relativo a compensações pela diferença nas alíquotas efetiva e real dos dois impostos. Desconsiderando este efeito, as deduções da receita bruta foram de R\$ 1.188 milhões, representando um aumento de 1,2% (R\$ 15 milhões).

A receita operacional líquida (IFRS) atingiu R\$ 2.907 milhões no 1T14, representando um aumento de 9,4% (R\$ 250 milhões). A receita operacional líquida gerencial totalizou R\$ 2.929 milhões no 1T14, um aumento de 7,3%.

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\$ 2.222 milhões no 1T14, representando um aumento de 47,6% (R\$ 716 milhões):

- O custo da energia comprada para revenda no 1T14 foi de R\$ 2.045 milhões, o que representa um aumento de 46,5% (R\$ 649 milhões), devido aos seguintes efeitos:
 - (i) Aumento de 695,8% no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 1.178 milhões), devido aos aumentos de 240,0% na quantidade de energia comprada (1.390 GWh) e de 134,1% no preço médio de compra;
 - (ii) Aumento de 16,0% no custo de energia de Itaipu (R\$ 47 milhões), decorrente principalmente do aumento de 18,2% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 1,8% (47 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iii) Aumento de 6,9% no custo com Proinfa (R\$ 4 milhões), devido ao aumento de 7,3% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 0,4% (1 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iv) Aumento de 15,5% no custo com energia adquirida no ambiente regulado (R\$ 223 milhões), devido ao aumento de 19,1% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 3,0% (257 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensados por:

- (v) Aumento de 170,9% (R\$ 738 milhões) no aporte de CDE (reduzidor de custo);
 - (vi) Aumento de 46,5% (R\$ 66 milhões) nos créditos de Pis e Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia.
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição atingiram R\$ 177 milhões no 1T14, aumento de 61,7% (R\$ 67 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Redução de 100,0% (R\$ 266 milhões) no aporte de CDE (reduzidor de custo);
- (ii) Aumento de 14,9% nos encargos da rede básica (R\$ 17 milhões);
Parcialmente compensados por:
 - (iii) Redução de 85,0% nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 207 milhões);
 - (iv) Redução de 33,2% nos encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 2 milhões);
 - (v) Redução de 61,7% nos créditos de Pis e Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos (R\$ 7 milhões).

O aumento nos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foi impactado pelo efeito **não-recorrente** de R\$ 14 milhões relativo a realocação de custos com perdas de rede básica apurados pela CCEE.

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 683 milhões no 1T14, registrando uma redução de 13,0% (R\$ 102 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Redução de 28,6% (R\$ 74 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\$ 185 milhões no 1T14, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- Redução de 40,8% (R\$ 8 milhões) no item Entidade de Previdência Privada, decorrente dos impactos das estimativas esperadas sobre os ativos e passivos atuariais, em consonância com as Deliberações CVM nºs 371/00 e 600/09, conforme definido no Laudo Atuarial;
- PMSO, item que atingiu R\$ 373 milhões no 1T14, comparado a R\$ 397 milhões no 1T13, registrando uma redução de 6,3% (R\$ 25 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação com o 1T13):
 - (i) Aumento **não-recorrente do 1T13** nas despesas legais, judiciais e indenizações (R\$ 73 milhões);
 - (ii) Outros ajustes relativos a provisão para contingências de R\$ 24 milhões no 1T14.

Desconsiderando os efeitos mencionados, o PMSO do 1T14 seria de R\$ 349 milhões, comparado a R\$ 324 milhões no 1T13, um **aumento de 7,7% (R\$ 25 milhões)**.

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

- (i) Gastos com pessoal, que registraram aumento de 8,5% (R\$ 11 milhões), devido principalmente ao acordo coletivo de 2013, que reajustou os salários em 6,9% em média, e menores investimentos durante o trimestre, reduzindo a capitalização de custos com pessoal;
- (ii) Gastos com serviços de terceiros, que registraram aumento de 7,0% (R\$ 7 milhões):
 - ✓ Na CPFL Paulista (R\$ 4 milhões) e na CPFL Piratininga (2 milhões), principalmente pelo aumento nas despesas com manutenção de hardware/software;
- (iii) Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 9,5% (R\$ 7 milhões).

Parcialmente compensados por:

- Depreciação e Amortização, que apresentou um aumento líquido de 4,4% (R\$ 5 milhões).

Ativos e passivos regulatórios

Os ativos e passivos regulatórios que, de acordo com os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e práticas internacionais (IFRS), não são mais contabilizados, representaram um líquido a receber de R\$ 181 milhões no 1T14 e um líquido a pagar de R\$ 147 milhões no 1T13 (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.

EBITDA

O **EBITDA (IFRS)** do 1T14 totalizou R\$ 300 milhões, registrando uma redução de 59,1% (R\$ 433 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios e expurgando os efeitos não-recorrentes e outros ajustes, o **EBITDA Gerencial** totalizou R\$ 532 milhões no 1T14, comparado a R\$ 660 milhões no 1T13, uma redução de 19,4% (R\$ 128 milhões).

Resultado Financeiro

No 1T14, a despesa financeira líquida foi de R\$ 57 milhões, comparada a uma despesa financeira líquida de R\$ 18 milhões no 1T13 (R\$ 39 milhões).

Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Receitas Financeiras: aumento de 28,8% (R\$ 36 milhões), passando de R\$ 125 milhões no 1T13 para R\$ 161 milhões no 1T14 devido principalmente aos seguintes fatores:
 - ✓ Aumento em rendas de aplicações financeiras (R\$ 12 milhões), em virtude do aumento do CDI;
 - ✓ Aumento de atualização de créditos fiscais (R\$ 4 milhões);
 - ✓ Aumento de atualização de depósitos judiciais (R\$ 6 milhões);
 - ✓ Aumento da receita financeira nas empresas do segmento de Distribuição devido a atualização monetária do ativo financeiro (R\$ 27 milhões) (CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa);Parcialmente compensados por:
 - ✓ Redução de acréscimos e multas moratórias (R\$ 5 milhões);
 - ✓ Redução em atualizações monetárias e cambiais (R\$ 3 milhões);
 - ✓ Redução de deságio na aquisição de crédito de ICMS (R\$ 4 milhões).
- (ii) Despesas Financeiras: aumento de 52,1% (R\$ 75 milhões), passando de R\$ 143 milhões no 1T13 para R\$ 218 milhões no 1T14, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - ✓ Aumento nos encargos de dívidas (R\$ 14 milhões), em virtude do aumento do CDI;
 - ✓ Aumento em atualizações monetárias e cambiais (R\$ 50 milhões), principalmente pelo **efeito não recorrente** de R\$ 26 milhões relativo à marcação a mercado das captações de financiamento (por meio da Lei nº 4131/62);
 - ✓ Outros (R\$ 11 milhões).

Lucro Líquido

No 1T14, o **Lucro Líquido (IFRS)** foi de R\$ 77 milhões, registrando uma redução de 80,6% (R\$ 321 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios e expurgando os efeitos não-recorrentes e outros ajustes, o **Lucro Líquido Gerencial** somou R\$ 251 milhões no 1T14, comparado a R\$ 351 milhões no 1T13, uma redução de 28,5% (R\$ 100 milhões).

12.1.2) Reajuste Tarifário Anual

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

CPFL Piratininga

Em 22 de outubro de 2013, por meio da Resolução Homologatória nº 1.638, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Piratininga em 7,42%, sendo 9,69% relativos ao Reajuste Tarifário e -2,27% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 6,91% a ser percebido pelos consumidores. O cálculo levou em consideração a alteração do Reajuste Tarifário referente a 2012, que passou de 8,79% para 8,08%. As novas tarifas entraram em vigor em 23 de outubro de 2013.

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

Em 03 de fevereiro de 2014, a Aneel publicou, no Diário Oficial da União, os Índices dos Reajustes Tarifários Anuais de 2014 das distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa, conforme demonstrado na tabela abaixo:

Reajuste Tarifário Anual (RTA)	CPFL Mococa	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Leste Paulista	CPFL Santa Cruz
Resolução Homologatória	1.679	1.677	1.680	1.681	1.682
IRT Econômico	2,00%	-3,16%	1,17%	-4,74%	9,89%
Componentes Financeiros	-4,07%	-2,35%	-4,90%	-2,93%	4,97%
IRT Total	-2,07%	-5,51%	-3,73%	-7,67%	14,86%
Efeito Médio	-9,53%	0,43%	3,70%	-5,32%	26,00%

Esses reajustes foram aplicados sobre as tarifas definidas na Revisão Tarifária Extraordinária mencionada no item “12.1.4”. As novas tarifas entraram em vigor em 03 de fevereiro de 2013.

CPFL Paulista

Em 07 de abril de 2014, por meio da Resolução Homologatória nº 1.701, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Paulista em 17,18%, sendo 14,56% relativos ao Reajuste Tarifário e 2,62% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 17,23% a ser percebido pelos consumidores. O cálculo levou em consideração a alteração da Revisão Tarifária Periódica referente a 2013, que passou de 4,53% para 4,67%. As novas tarifas entraram em vigor em 08 de abril de 2014.

12.1.3) Reajuste Tarifário Extraordinário (RTE) de 2013

Conforme estabelecido pela Lei nº 12.783/2013, todas as concessionárias passaram a adotar novas tarifas de energia elétrica a partir do dia 24 de janeiro de 2013, a fim de contemplar os efeitos promovidos pela renovação das concessões de geração e transmissão e pela redução de encargos setoriais sobre o preço de energia.

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

Reajuste Tarifário Extraordinário (RTE)	RGE	CPFL Paulista	CPFL Mococa	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguarí	CPFL Leste Paulista	CPFL Santa Cruz	CPFL Piratininga
IRT Econômico	-12,0%	-15,3%	-7,6%	-18,4%	-25,4%	-17,2%	-6,8%	-11,3%
Componentes Financeiros	0,7%	-0,5%	1,8%	0,0%	0,1%	2,3%	3,7%	1,1%
IRT Total	-11,4%	-15,8%	-5,8%	-18,4%	-25,4%	-14,9%	-3,1%	-10,2%
Efeito médio	-22,8%	-20,4%	-24,4%	-23,8%	-25,3%	-26,4%	-23,7%	-26,7%

12.1.4) Desempenho Operacional do Segmento de Distribuição

O Grupo mantém a estratégia de estimular a disseminação e o compartilhamento das melhores práticas de gestão e operação nas distribuidoras, com o objetivo de aumentar a eficiência operacional e melhorar a qualidade dos serviços prestados aos clientes.

A seguir são apresentados os resultados alcançados pelas distribuidoras nos principais indicadores que medem a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica. O DEC (Duração Equivalente de Interrupções) mede a duração média, em horas, de interrupção por consumidor no ano e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupções) indica o número médio de interrupções por consumidor no ano.

Indicadores DEC e FEC 1T13 (valores anualizados)								
Empresa Indicador	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguarí	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa
DEC	7,74	6,55	11,14	5,69	7,54	4,59	10,14	5,54
FEC	5,20	4,40	6,92	6,04	5,33	4,60	8,00	5,82

Indicadores DEC e FEC 1T14 (valores anualizados)								
Empresa Indicador	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa
DEC	6,87	7,59	17,61	7,37	6,69	6,03	10,09	5,66
FEC	4,80	4,71	8,84	6,88	5,53	5,11	7,72	6,16

12.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

DRE Consolidado - Comercialização e Serviços (Pro-forma - R\$ Mil)			
	1T14	1T13	Var.
Receita Operacional Bruta	627.009	639.188	-1,9%
Receita Operacional Líquida	557.308	565.979	-1,5%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	76.984	21.519	257,8%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	51.234	14.866	244,6%

Nota:

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização e combinação de negócios, conforme Instrução CVM 527/12.

Receita Operacional

No 1T14, a receita operacional bruta atingiu R\$ 627 milhões, representando uma redução de 1,9% (R\$ 12 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 557 milhões, representando uma redução de 1,5% (R\$ 9 milhões).

EBITDA

No 1T14, o EBITDA foi de R\$ 77 milhões, alta de 257,8% (R\$ 55 milhões).

Lucro Líquido

No 1T14, o lucro líquido foi de R\$ 51 milhões, aumento de 244,6% (R\$ 36 milhões).

12.3) Segmento de Geração Convencional

12.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional (Pro-forma - R\$ Mil)			
	1T14	1T13	Var.
Receita Operacional Bruta (IFRS)	283.022	233.107	21,4%
Receita Operacional Bruta Gerencial⁽¹⁾	610.327	434.366	40,5%
Receita Operacional Líquida (IFRS)	268.394	219.697	22,2%
Custo com Energia Elétrica (IFRS)	(22.160)	(42.601)	-48,0%
Custos e Despesas Operacionais (IFRS)	(52.285)	(51.975)	0,6%
Resultado do Serviço (IFRS)	193.949	125.121	55,0%
EBITDA (IFRS)⁽²⁾	296.815	164.462	80,5%
EBITDA Gerencial⁽¹⁾	393.291	294.940	33,3%
Resultado Financeiro (IFRS)	(93.013)	(63.267)	47,0%
Lucro Antes da Tributação (IFRS)	172.012	68.110	152,5%
Lucro Líquido (IFRS)	140.215	46.717	200,1%
Lucro Líquido Gerencial⁽¹⁾	145.823	90.384	61,3%

Notas:

(1) Consolidação Proporcional de Geração Convencional (Ceran, Baesa, Enercan, Foz Chapecó e Epasa) e exclui os efeitos não-recorrentes;

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

Receita Operacional

No 1T14, a **Receita Operacional Bruta (IFRS)** atingiu R\$ 283 milhões, representando um aumento de 21,4% (R\$ 50 milhões), e a **Receita Operacional Líquida (IFRS)** foi de R\$ 268 milhões, representando um aumento de 22,2% (R\$ 49 milhões).

Seguem os principais fatores que explicam a variação na receita operacional bruta:

- (i) Incremento na sazonalização da garantia física no montante de R\$ 41 milhões;
- (ii) Incremento de receita advindo principalmente do reajuste de preço entre CPFL Geração e Furnas e também CPFL Paulista (R\$ 8 milhões).

Considerando a Consolidação Proporcional no Segmento de Geração Convencional, a **Receita Operacional Bruta Gerencial** atingiu R\$ 610 milhões, representando um aumento de 40,5% (R\$ 176 milhões), e a **Receita Operacional Líquida Gerencial** foi de R\$ 568 milhões, representando um aumento de 40,9% (R\$ 165 milhões).

Custo com Energia Elétrica

No 1T14, o custo com energia elétrica foi de R\$ 22 milhões, representando uma redução de 48% (R\$ 20 milhões), devida principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Redução de R\$ 17 milhões em Ceran e Jaguari Geração no custo de energia comprada para revenda referente à geração maior dentro do MRE, essa redução se deve principalmente ao GSF que em janeiro/2013 foi de 25%;
- (ii) Menor preço na compra de energia elétrica de Baesa (R\$ 4 milhões).

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 52,3 milhões no 1T14, comparados a R\$ 52 milhões no 1T13, um aumento de 0,6% (R\$ 0,3 milhão):

- (i) PMSO, item que atingiu R\$ 21 milhões, registrando um aumento de R\$ 2 milhões, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - ✓ Aumento nas despesas com CFURH (Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos) em virtude de maior energia gerada pelas usinas, em Jaguari

- Geração e Ceran (R\$ 1 milhão);
 - ✓ Aumento em Serviços de terceiros no valor de R\$ 0,5 milhão;
 - ✓ Aumento em Outros (R\$ 0,4 milhão);
- (ii) Depreciação e Amortização, item que atingiu R\$ 27 milhões, registrando uma redução de 5,3% (R\$ 2 milhões), em relação ao 1T13 (R\$ 29 milhões).

EBITDA

No 1T14, o **EBITDA (IFRS)** foi de R\$ 297 milhões, comparado a R\$ 155 milhões no 1T13, um aumento de 91,6% (R\$ 142 milhões). O **EBITDA Gerencial** no 1T14 registrou R\$ 393 milhões, comparado a R\$ 295 milhões no 1T13, um aumento de 33,3% (R\$ 98 milhões). Este resultado foi fruto da estratégia de alocação de uma parcela maior da energia assegurada nos primeiros meses do ano.

Resultado Financeiro

No 1T14, o resultado financeiro líquido foi uma despesa líquida de R\$ 93 milhões, representando um aumento de 47% (R\$ 30 milhões) em relação ao 1T13. Dessa variação, as Despesas Financeiras passaram de R\$ 69 milhões no 1T13 para R\$ 106 milhões no 1T14 (aumento de R\$ 37 milhões), enquanto as Receitas Financeiras passaram de R\$ 6 milhões no 1T13 para R\$ 13 milhões no 1T14 (aumento de R\$ 7 milhões).

Lucro Líquido

No 1T14, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 140 milhões, comparado a R\$ 47 milhões no 1T13, um aumento de 200,1% (R\$ 93 milhões). O **Lucro Líquido Gerencial** no 1T14 registrou R\$ 146 milhões, comparado a R\$ 90 milhões no 1T13, um aumento de 61,3% (R\$ 55 milhões).

12.4) CPFL Renováveis

12.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - CPFL Renováveis (R\$ Mil)			
	1T14	1T13	Var.
Receita Operacional Bruta (IFRS)	308.469	244.624	26,1%
Receita Operacional Líquida	288.907	228.986	26,2%
Custo com Energia Elétrica	(126.998)	(43.209)	193,9%
Custos e Despesas Operacionais	(143.206)	(130.129)	10,0%
Resultado do Serviço	18.703	55.648	-66,4%
EBITDA (IFRS) ⁽¹⁾	119.273	140.314	-15,0%
EBITDA Gerencial⁽²⁾	112.594	108.810	3,5%
Resultado Financeiro	(68.206)	(65.673)	3,9%
Lucro antes da Tributação	(49.503)	(10.024)	393,8%
Lucro Líquido (IFRS)	(54.325)	(15.157)	258,4%
Lucro Líquido Gerencial⁽²⁾	10.458	10.863	-3,7%

Nota:

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12;

(2) Participação proporcional – Não-Recorrentes.

Variações no DRE da CPFL Renováveis

No 1T14, as variações no DRE da CPFL Renováveis devem-se principalmente aos fatores abaixo, sendo que esses valores são parcialmente compensados pelas eliminações ocorridas na consolidação da CPFL Renováveis na CPFL Energia.

- (i) Início das operações da usina à biomassa Coopcana (50MW) em agosto de 2013;
- (ii) Início das operações dos parques eólicos Campo dos Ventos II (30MW) em setembro de 2013;
- (iii) Início do faturamento por disponibilidade do Complexo Atlântica (120 MW) a partir de setembro de 2013;
- (iv) Início das operações da usina à biomassa Alvorada (50MW) em novembro de 2013;
- (v) Início do faturamento por disponibilidade do Complexo Rosa dos Ventos (13,7 MW) a partir de 27 de fevereiro de 2014.

Receita Operacional

No 1T14, a receita operacional bruta atingiu R\$ 308 milhões, representando um aumento de 26,1% (R\$ 64 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 289 milhões, representando um aumento de 26,2% (R\$ 60 milhões). Aumento decorrente, principalmente, pelos projetos que iniciaram as vendas no período (citado acima), além do reajuste anual dos contratos com base no IGP-M ou IPCA que ocorreram ao longo do período.

Custo com Energia Elétrica

No 1T14, o custo com energia elétrica foi de R\$ 127 milhões, representando um aumento de 193,9% (R\$ 84 milhões). Esse aumento foi resultado da ocorrência de fatores **não-recorrentes** citados a seguir:

- (i) Compra de energia extraordinária para atender ao lastro de contratos de venda de energia do Complexo eólico Atlântica, cujo último parque entrou em operação comercial em março de 2014, no montante de R\$ 26,4 milhões no 1T14;

- (ii) Compra de energia para atender ao lastro de contratos de venda de energia de 3 PCHs que em 2014 não fazem parte do MRE (PCHs Três Saltos, Americana e Socorro), totalizando um custo adicional de R\$ 39,2 milhões. Tal necessidade de compra deve-se a ausência de chuvas, o que impactou a geração de energia dessas usinas; e
- (iii) Aplicação do GSF no valor de R\$ 6,5 milhões no 1T14, enquanto que no 1T13 esse custo foi de R\$ 32,4 milhões. As condições hidrológicas desfavoráveis no início do ano de 2014 e de 2013 ocasionaram a aplicação do GSF e, conseqüentemente, a necessidade de compra de energia por diversos geradores participantes do MRE.

Custos e Despesas Operacionais

No 1T14, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 143 milhões, representando um aumento de R\$ 13 milhões, como segue:

- (i) PMSO atingiu o valor de R\$ 43 milhões no 1T14, uma redução de 6,2%, R\$ 3 milhões, devido principalmente à:
 - ✓ redução nas despesas com serviços de terceiros, sobretudo das despesas relacionadas a gastos com consultorias no valor de R\$ 1,2 milhão;
 - ✓ e redução em Outros, por conta de provisão para créditos de liquidação duvidosa de agentes que foram desligados da CCEE, no valor de R\$ 1,6 milhão, registrada no 1T13 e que não se repetiu no 1T14.
- (ii) Depreciação e Amortização maior em 1T14, no valor de R\$ 15 milhões, um aumento de 29,2% em relação à 1T13. Essa variação é explicada, principalmente, pelos seguintes fatores:
 - ✓ o aumento de R\$ 7,1 milhões pela depreciação dos ativos que entraram em operação no ano de 2013;
 - ✓ o acréscimo proveniente da revisão da vida útil dos ativos, com efeito de R\$ 5,3 milhões. Tal revisão teve efeito no exercício social de 2013, porém foi reconhecida a partir de 4T13.

EBITDA

No 1T14, o **EBITDA (IFRS)** foi de R\$ 119 milhões, redução de -15,0% (R\$ 21 milhões). Considerando a participação proporcional e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA Gerencial** seria de R\$ 113 milhões no 1T14, comparado a R\$ 109 milhões no 1T13, um aumento de R\$ 4 milhões.

Resultado Financeiro

No 1T14, o resultado financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 68 milhões, um aumento de R\$ 3 milhões em comparação com o 1T13, devida a uma despesa financeira adicional (R\$ 12 milhões) e um aumento na receita financeira (R\$ 10 milhões).

Lucro Líquido

No 1T14, o **prejuízo líquido (IFRS)** foi de R\$ 54,3 milhões, comparado a um **prejuízo líquido** de R\$ 15,2 milhões no 1T13. Considerando a participação proporcional e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **Lucro Líquido Gerencial** seria de R\$ 10,5 milhões no 1T14, comparado a R\$ 10,9 milhões no 1T13, uma redução de R\$ 0,4 milhões (3,7%).

12.4.2) Status dos Projetos de Geração

Na data deste relatório, o portfólio de projetos da CPFL Renováveis totalizava 1.417 MW de capacidade instalada em operação e 384 MW de capacidade em construção. As usinas em operação compreendem 35 PCHs (327 MW), 22 parques eólicos (719 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW) e 1 usina solar (1 MW). Ainda estão em construção 15 parques eólicos (384 MW).

Adicionalmente, a CPFL Renováveis possui projetos eólicos e de PCHs em desenvolvimento totalizando 3.767 MW, perfazendo um portfólio total de 5.567 MW.

A tabela abaixo ilustra o portfólio geral de ativos em operação, construção e desenvolvimento, e sua capacidade instalada, na data deste relatório:

CPFL Renováveis - portfólio					
Em MW	PCH	Eólica	Biomassa	Solar	TOTAL
Em operação	327	719	370	1	1.417
Em construção	-	384	-	-	384
Em desenvolvimento	626	3.141	-	-	3.767
TOTAL	953	4.244	370	1	5.567

Parques Eólicos Complexo Macacos I

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, sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 2T14. A potência instalada é de 78,2 MW e a garantia física é de 37,5 MWmédios. A energia foi vendida no Leilão de Fontes Alternativas ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 152,60/MWh – dezembro de 2012).

Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos

Os Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos (Campo dos Ventos I, III e V), localizados no estado do Rio Grande do Norte, encontram-se em fase de construção, sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 1S16. A potência instalada é de 82 MW e a garantia física é de 40,2 MWmédios.

Parques Eólicos Complexo São Benedito

Os Parques Eólicos Complexo São Benedito (Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica, Santa Úrsula, São Domingos e Ventos de São Martinho), localizados no estado do Rio Grande do Norte, encontram-se em fase de construção, sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 2S16. A potência instalada é de 172 MW e a garantia física é de 89,0 MWmédios.

Parques Eólicos Complexo Pedra Cheirosa

Os Parques Eólicos Complexo Pedra Cheirosa (Pedra Cheirosa I e II), localizados no município Itarema - CE, encontram-se em fase de construção, sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 1T18. A potência instalada é de 51,3 MW e a garantia física é de 26,1 MWmédios.

13) ANEXOS

13.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



ATIVO	Consolidado		
	31/03/2014	31/12/2013	31/03/2013
CIRCULANTE			
Caixa e Equivalentes de Caixa	4.242.756	4.206.422	2.772.012
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	2.225.166	2.007.789	2.012.409
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	55.265	55.265	55.033
Títulos e Valores Mobiliários	14.439	24.806	7.290
Tributos a Compensar	243.746	262.433	238.373
Derivativos	56	1.842	642
Estoques	22.063	21.625	34.516
Arrendamentos	12.013	10.757	9.429
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	34.444
Outros Créditos	1.824.755	673.383	1.328.396
TOTAL DO CIRCULANTE	8.640.259	7.264.323	6.492.543
NÃO CIRCULANTE			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	143.763	153.854	152.676
Coligadas, Controladas e Controladora	87.682	86.655	43.134
Depósitos Judiciais	1.139.048	1.143.179	1.095.862
Tributos a Compensar	167.684	173.362	194.394
Derivativos	194.677	316.648	439.995
Créditos Fiscais Diferidos	1.219.861	1.168.706	1.168.273
Arrendamentos	39.350	37.817	35.279
Ativo Financeiro da Concessão	2.935.915	2.787.073	2.485.009
Investimentos ao Custo	116.654	116.654	116.654
Outros Créditos	298.995	296.096	312.374
Investimentos	1.147.199	1.032.681	1.013.027
Imobilizado	7.743.348	7.717.419	7.337.041
Intangível	8.705.508	8.748.328	9.129.463
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	23.939.685	23.778.473	23.523.179
TOTAL DO ATIVO	32.579.944	31.042.796	30.015.723

13.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado		
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31/03/2014	31/12/2013	31/03/2013
CIRCULANTE			
Fornecedores	2.440.119	1.884.693	1.850.618
Encargos de Dívidas	81.820	125.829	146.396
Encargos de Debêntures	216.378	162.134	141.376
Empréstimos e Financiamentos	1.349.935	1.514.626	1.331.532
Debêntures	35.300	34.872	310.616
Entidade de Previdência Privada	80.343	76.810	57.374
Taxas Regulamentares	44.197	32.379	41.592
Impostos, Taxas e Contribuições	429.760	318.063	359.102
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	21.118	21.224	26.450
Obrigações Estimadas com Pessoal	75.152	67.633	76.704
Derivativos	1.019	-	512
Uso do Bem Público	3.823	3.738	3.515
Outras Contas a Pagar	677.259	663.529	627.756
TOTAL DO CIRCULANTE	5.456.224	4.905.531	4.973.541
NÃO CIRCULANTE			
Fornecedores	-	-	-
Encargos de Dívidas	55.531	43.396	41.316
Encargos de Debêntures	39.185	32.177	-
Empréstimos e Financiamentos	8.350.156	7.546.144	7.452.862
Debêntures	7.568.258	7.562.219	6.708.760
Entidade de Previdência Privada	326.060	350.640	827.140
Impostos, Taxas e Contribuições	26.808	32.555	-
Débitos Fiscais Diferidos	1.116.646	1.117.146	1.145.171
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	475.740	467.996	366.239
Derivativos	7.748	2.950	755
Uso do Bem Público	80.285	79.438	77.098
Outras Contas a Pagar	119.238	103.886	133.592
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	18.165.656	17.338.547	16.752.935
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital Social	4.793.424	4.793.424	4.793.424
Reservas de Capital	285.477	287.630	228.322
Reserva Legal	603.352	603.352	556.481
Reserva de Retenção de Lucros para Investimento	108.987	108.987	326.899
Reserva Estatutária - Ativo Financeiro da Concessão	303.504	265.037	-
Dividendo	567.802	567.802	455.906
Resultado Abrangente Acumulado	391.137	397.668	13.820
Lucros Acumulados	144.564	-	411.464
	7.198.246	7.023.899	6.786.317
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	1.759.818	1.774.819	1.502.929
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	8.958.064	8.798.718	8.289.246
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	32.579.944	31.042.796	30.015.723

13.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS)

(em milhares de reais)



Consolidado - IFRS			
	1T14	1T13	Variação
RECEITA OPERACIONAL			
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	3.755.166	3.585.337	4,74%
Suprimento de Energia Elétrica	700.955	681.385	2,87%
Receita com construção de infraestrutura	188.770	258.629	-27,01%
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	570.931	446.637	27,83%
	5.215.823	4.971.987	4,90%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.288.513)	(1.256.561)	2,54%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.927.309	3.715.427	5,70%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.359.960)	(1.779.158)	32,64%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(192.284)	(121.955)	57,67%
	(2.552.244)	(1.901.112)	34,25%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(196.670)	(177.981)	10,50%
Material	(27.883)	(24.971)	11,66%
Serviços de Terceiros	(119.355)	(122.317)	-2,42%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(114.416)	(161.175)	-29,01%
Custos com construção de infraestrutura	(188.770)	(258.629)	-27,01%
Entidade de Previdência Privada	(12.041)	(20.530)	-41,35%
Depreciação e Amortização	(206.955)	(186.407)	11,02%
Amortização do Intangível da Concessão	(71.644)	(74.492)	-3,82%
	(937.733)	(1.026.502)	-8,65%
EBITDA (Conforme Instrução CVM nº 527/2012)	787.301	1.054.967	-25,37%
RESULTADO DO SERVIÇO	437.333	787.812	-44,49%
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas	228.686	155.463	47,10%
Despesas	(451.592)	(299.111)	50,98%
	(222.905)	(143.648)	55,17%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL			
Equivalência Patrimonial	71.075	6.256	1036,07%
Amortização Mais Valia de Ativos	295	-	
	71.370	6.256	1040,79%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	285.502	650.420	-56,10%
Contribuição Social	(30.429)	(66.346)	-54,14%
Imposto de Renda	(80.672)	(178.772)	-54,87%
LUCRO LÍQUIDO	174.401	405.302	-56,97%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	176.496	405.587	-56,48%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	(2.094)	(285)	635,45%

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".

13.4) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (Gerencial)

(Pro-forma em milhares de reais)



Consolidado - Pro forma			
	1T14	1T13	Varição
RECEITA OPERACIONAL			
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	3.759.369	3.678.744	2,19%
Suprimento de Energia Elétrica	775.735	668.395	16,06%
Receita com construção de infraestrutura	188.770	258.629	-27,01%
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	570.844	446.818	27,76%
	5.294.718	5.052.586	4,79%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.278.769)	(1.277.168)	0,13%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.015.949	3.775.419	6,37%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.953.507)	(1.729.804)	12,93%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(199.777)	(255.600)	-21,84%
	(2.153.284)	(1.985.404)	8,46%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(192.351)	(175.127)	9,84%
Material	(135.526)	(44.472)	204,74%
Serviços de Terceiros	(116.855)	(118.744)	-1,59%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(130.547)	(91.871)	42,10%
Custos com construção de infraestrutura	(188.770)	(258.629)	-27,01%
Entidade de Previdência Privada	(12.041)	(20.530)	-41,35%
Depreciação e Amortização	(206.258)	(192.095)	7,37%
Amortização do Intangível da Concessão	(58.544)	(62.649)	-6,55%
	(1.040.892)	(964.117)	7,96%
EBITDA (Conforme Instrução CVM nº 527/2012)	1.085.622	1.080.642	0,46%
RESULTADO DO SERVIÇO	821.773	825.898	-0,50%
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas	233.114	167.971	38,78%
Despesas	(431.777)	(318.790)	35,44%
	(198.663)	(150.819)	31,72%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	(953)		
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	622.157	675.079	-7,84%
Contribuição Social	(60.630)	(66.139)	-8,33%
Imposto de Renda	(165.991)	(179.468)	-7,51%
LUCRO LÍQUIDO	395.536	429.472	-7,90%

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".

13.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia (em milhares de reais)



Consolidado		
	1T14	Últ. 12M
Saldo Inicial do Caixa	4.206.422	2.772.012
Lucro Líquido Antes dos Tributos	285.503	1.154.283
Depreciação e Amortização	278.599	1.072.931
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	328.484	1.399.596
Contas a Receber - Aporte CDE	(1.094.756)	(427.612)
Fornecedores	555.423	589.499
Contas a Pagar - Aporte CDE	(5.640)	3.606
Encargos de Dívidas Pagos	(283.477)	(1.191.501)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(178.246)	(504.313)
Outros	(155.162)	(78.947)
	(554.775)	863.259
Total de Atividades Operacionais	(269.272)	2.017.542
Atividades de Investimentos		
Aquisição de Participação Societária, Líquido do Caixa Adquirido	(67.830)	(67.830)
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(239.757)	(1.442.870)
Outros	(26.287)	(10.254)
Total de Atividades de Investimentos	(333.874)	(1.520.954)
Atividades de Financiamento		
Oferta Pública de Ações de Controlada	-	328.500
Captação de Empréstimos e Debêntures	1.246.746	5.949.304
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(595.811)	(4.460.645)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(12.006)	(843.554)
Outros	551	551
Total de Atividades de Financiamento	639.480	974.156
Geração de Caixa	36.334	1.470.744
Saldo Final do Caixa - 31/03/2014	4.242.756	4.242.756

13.6) Demonstração de Resultados - Segmento de Geração Convencional

13.6.1) Segmento de Geração Convencional - IFRS (em milhares de reais)



Geração Convencional			
	1T14	1T13	Var %
RECEITA OPERACIONAL			
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	281.802	229.577	22,75%
Outras Receitas Operacionais	1.220	3.531	-65,45%
	283.022	233.107	21,41%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(14.627)	(13.410)	9,08%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	268.394	219.697	22,17%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(17.829)	(38.692)	-53,9%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(4.331)	(3.909)	10,8%
	(22.160)	(42.601)	-48,0%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(7.343)	(7.189)	2,1%
Material	(197)	(334)	-41,1%
Serviços de Terceiros	(3.733)	(3.235)	15,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(9.498)	(7.916)	20,0%
Entidade de Previdência Privada	(19)	(217)	-91,1%
Depreciação e Amortização	(27.347)	(28.877)	-5,3%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.148)	(4.208)	-1,4%
	(52.285)	(51.975)	0,6%
EBITDA IFRS	296.815	164.462	80,5%
EBITDA Gerencial⁽¹⁾	393.291	294.940	33,3%
RESULTADO DO SERVIÇO	193.949	125.121	55,0%
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas	13.215	6.148	114,9%
Despesas	(106.228)	(69.415)	53,0%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-
	(93.013)	(63.267)	47,0%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL			
Equivalência Patrimonial	71.075	6.256	
Amortização Mais Valia de Ativos	295	-	
	71.370	6.256	
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	172.012	68.110	152,5%
Contribuição Social	(8.447)	(5.637)	49,9%
Imposto de Renda	(23.349)	(15.756)	48,2%
LUCRO LÍQUIDO IFRS	140.215	46.717	200,1%
LUCRO LÍQUIDO Gerencial⁽¹⁾	145.823	90.384	61,3%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>119.995</i>	<i>41.388</i>	<i>189,9%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>20.220</i>	<i>5.330</i>	<i>279,4%</i>

Notas: (1) Consolidação Proporcional de Geração Convencional (Ceran, Baesa, Enercan, Foz Chapecó e Epasa) e exclui os efeitos não-recorrentes.

13.6.2) Segmento de Geração Convencional – Consolidação Proporcional (em milhares de reais)



Geração Convencional - Pro-forma			
	1T14	1T13	Var %
RECEITA OPERACIONAL			
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	609.603	431.975	41,12%
Outras Receitas Operacionais	723	2.392	-69,75%
	610.327	434.366	40,51%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(42.387)	(31.322)	35,33%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	567.940	403.044	40,91%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(34.871)	(100.485)	-65,3%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(17.955)	(17.006)	5,6%
	(52.826)	(117.490)	-55,0%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(9.529)	(9.162)	4,0%
Material	(108.455)	(20.366)	432,5%
Serviços de Terceiros	(8.924)	(7.269)	22,8%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(16.394)	(28.335)	-42,1%
Entidade de Previdência Privada	(19)	(217)	
Depreciação e Amortização	(54.649)	(54.049)	1,1%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.444)	(4.208)	5,6%
	(202.413)	(123.605)	63,8%
EBITDA	370.840	220.206	68,4%
EBITDA GERENCIAL ⁽¹⁾	393.291	294.940	33,3%
RESULTADO DO SERVIÇO	312.700	161.949	93,1%
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas	16.954	11.655	45,5%
Despesas	(145.282)	(108.615)	33,8%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-
	(128.328)	(96.960)	32,4%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	(953)	-	-
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	183.420	64.988	182,2%
Contribuição Social	(16.015)	(5.997)	167,0%
Imposto de Renda	(44.032)	(16.538)	166,2%
LUCRO LÍQUIDO	123.372	42.453	190,6%
LUCRO LÍQUIDO GERENCIAL ⁽¹⁾	145.823	90.384	61,3%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	119.995	41.388	189,9%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	3.378	1.065	217,1%

Notas: (1) Consolidação Proporcional de Geração Convencional (Ceran, Baesa, Enercan, Foz Chapecó e Epasa) e exclui os efeitos não-recorrentes.

13.7) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (IFRS)

(em milhares de reais)



Consolidado			
	1T14	1T13	Varição
RECEITA OPERACIONAL			
Fornecimento de Energia Elétrica			0,0%
Suprimento de Energia Elétrica	308.226	244.624	26,0%
Outras Receitas Operacionais	243	-	0,0%
	308.469	244.624	26,1%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(19.561)	(15.637)	25,1%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	288.907	228.986	26,2%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(115.151)	(32.976)	249,2%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(11.847)	(10.233)	15,8%
	(126.998)	(43.209)	193,9%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(15.803)	(13.047)	21,1%
Material	(1.499)	(1.944)	-22,9%
Serviços de Terceiros	(18.898)	(21.715)	-13,0%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(6.436)	(8.757)	-26,5%
Depreciação e Amortização	(68.025)	(52.659)	29,2%
Amortização do Intangível da Concessão	(32.545)	(32.007)	1,7%
	(143.206)	(130.129)	10,0%
EBITDA IFRS	119.273	140.314	-15,0%
EBITDA Gerencial⁽¹⁾	112.594	108.810	3,5%
RESULTADO DO SERVIÇO	18.703	55.648	-66,4%
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas	19.491	9.557	103,9%
Despesas	(87.697)	(75.229)	16,6%
Juros Sobre o Capital Próprio			0,0%
	(68.206)	(65.673)	3,9%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	(49.503)	(10.024)	393,8%
Contribuição Social	(2.414)	(2.425)	-0,5%
Imposto de Renda	(2.408)	(2.707)	-11,0%
LUCRO LÍQUIDO IFRS	(54.325)	(15.157)	258,4%
Lucro Líquido Gerencial⁽¹⁾	10.458	10.863	-3,7%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	(54.307)	(15.146)	258,6%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	(18)	(11)	75,0%

Nota: 1) Participação proporcional – Não-Recorrentes.

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



Consolidado			
	1T14	1T13	Varição
RECEITA OPERACIONAL			
Fornecimento de Energia Elétrica	3.526.709	3.361.913	4,90%
Suprimento de Energia Elétrica	41.771	41.240	1,29%
Receita com construção de infraestrutura	184.570	258.629	-28,64%
Outras Receitas Operacionais	539.628	427.443	26,25%
	4.292.678	4.089.224	4,98%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.201.168)	(1.173.286)	2,38%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.091.510	2.915.938	6,02%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.045.336)	(1.396.552)	46,46%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(176.892)	(109.422)	61,66%
	(2.222.228)	(1.505.974)	47,56%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(141.704)	(130.583)	8,52%
Material	(20.214)	(20.410)	-0,96%
Serviços de Terceiros	(109.419)	(102.233)	7,03%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(101.275)	(144.260)	-29,80%
Custos com construção de infraestrutura	(184.570)	(258.629)	-28,64%
Entidade de Previdência Privada	(12.022)	(20.313)	-40,82%
Depreciação e Amortização	(108.522)	(103.306)	5,05%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.096)	(5.486)	-7,12%
	(682.821)	(785.219)	-13,04%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	300.078	733.538	-59,09%
EBITDA Gerencial⁽²⁾	532.179	660.243	-19,40%
RESULTADO DO SERVIÇO	186.461	624.745	-70,15%
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas	160.607	124.690	28,80%
Despesas	(217.597)	(143.065)	52,10%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-
	(56.991)	(18.375)	210,16%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	129.470	606.370	-78,65%
Contribuição Social	(14.145)	(55.564)	-74,54%
Imposto de Renda	(38.278)	(152.877)	-74,96%
	(52.423)	(208.441)	-74,87%
Lucro Líquido (IFRS)	77.047	397.930	-80,64%
Lucro Líquido Gerencial⁽³⁾	251.012	351.023	-28,49%

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12;
- (2) O EBITDA Gerencial considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes e outros ajustes;
- (3) O Lucro Líquido Gerencial considera os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes e outros ajustes.

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

Resumo da Demonstração de Resultados por Distribuidora (Pro-forma - R\$ Mil)			
CPFL PAULISTA			
	1T14	1T13	Var.
Receita Operacional Bruta	2.263.874	2.090.688	8,3%
Receita Operacional Líquida	1.624.108	1.497.368	8,5%
Custo com Energia Elétrica	(1.220.318)	(636.405)	91,8%
Custos e Despesas Operacionais	(334.846)	(388.339)	-13,8%
Resultado do Serviço	68.943	472.623	-85,4%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	120.899	522.543	-76,9%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	234.604	330.560	-29,0%
Resultado Financeiro	(27.320)	(8.230)	232,0%
Lucro antes da Tributação	41.623	464.394	-91,0%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	23.020	306.848	-92,5%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	98.004	184.201	-46,8%
CPFL PIRATININGA			
	1T14	1T13	Var.
Receita Operacional Bruta	1.003.771	921.335	8,9%
Receita Operacional Líquida	711.078	634.892	12,0%
Custo com Energia Elétrica	(518.647)	(459.191)	12,9%
Custos e Despesas Operacionais	(146.096)	(148.376)	-1,5%
Resultado do Serviço	46.335	27.326	69,6%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	68.855	48.709	41,4%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	117.611	98.130	19,9%
Resultado Financeiro	(13.580)	(2.424)	460,3%
Lucro antes da Tributação	32.755	24.902	31,5%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	19.621	14.284	37,4%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	54.602	46.161	18,3%
RGE			
	1T14	1T13	Var.
Receita Operacional Bruta	794.273	857.260	-7,3%
Receita Operacional Líquida	584.682	621.939	-6,0%
Custo com Energia Elétrica	(381.181)	(323.925)	17,7%
Custos e Despesas Operacionais	(153.626)	(201.400)	-23,7%
Resultado do Serviço	49.876	96.613	-48,4%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	81.386	127.043	-35,9%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	96.817	128.735	-24,8%
Resultado Financeiro	(17.988)	(9.512)	89,1%
Lucro antes da Tributação	31.888	87.102	-63,4%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	19.864	57.729	-65,6%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	30.697	58.231	-47,3%
CPFL SANTA CRUZ			
	1T14	1T13	Var.
Receita Operacional Bruta	111.569	95.199	17,2%
Receita Operacional Líquida	84.455	70.193	20,3%
Custo com Energia Elétrica	(52.626)	(43.988)	19,6%
Custos e Despesas Operacionais	(23.235)	(21.142)	9,9%
Resultado do Serviço	8.594	5.063	69,7%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	12.003	8.230	45,8%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	12.318	12.561	-1,9%
Resultado Financeiro	611	779	-21,5%
Lucro antes da Tributação	9.205	5.842	57,6%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	5.701	3.575	59,5%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	6.051	5.536	9,3%

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização;
 (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			
	1T14	1T13	Var.
Receita Operacional Bruta	27.696	29.121	-4,9%
Receita Operacional Líquida	21.007	22.075	-4,8%
Custo com Energia Elétrica	(10.991)	(9.592)	14,6%
Custos e Despesas Operacionais	(7.711)	(7.473)	3,2%
Resultado do Serviço	2.306	5.010	-54,0%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	3.664	6.386	-42,6%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	4.312	4.869	-11,4%
Resultado Financeiro	723	(297)	-343,1%
Lucro antes da Tributação	3.029	4.713	-35,7%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	1.872	2.985	-37,3%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	2.250	1.788	25,8%

CPFL SUL PAULISTA			
	1T14	1T13	Var.
Receita Operacional Bruta	36.834	40.157	-8,3%
Receita Operacional Líquida	26.925	29.916	-10,0%
Custo com Energia Elétrica	(14.896)	(14.096)	5,7%
Custos e Despesas Operacionais	(7.174)	(8.915)	-19,5%
Resultado do Serviço	4.854	6.905	-29,7%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	6.178	8.085	-23,6%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	6.560	4.144	58,3%
Resultado Financeiro	652	532	22,5%
Lucro antes da Tributação	5.506	7.437	-26,0%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	3.546	4.838	-26,7%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	3.821	2.147	78,0%

CPFL JAGUARI			
	1T14	1T13	Var.
Receita Operacional Bruta	35.067	34.894	0,5%
Receita Operacional Líquida	25.120	24.876	1,0%
Custo com Energia Elétrica	(18.384)	(15.221)	20,8%
Custos e Despesas Operacionais	(5.333)	(4.719)	13,0%
Resultado do Serviço	1.403	4.935	-71,6%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	2.178	5.666	-61,6%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	3.789	2.497	51,7%
Resultado Financeiro	(865)	372	-332,5%
Lucro antes da Tributação	538	5.308	-89,9%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	223	3.337	-93,3%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	1.272	1.305	-2,6%

CPFL MOCOCA			
	1T14	1T13	Var.
Receita Operacional Bruta	22.607	23.718	-4,7%
Receita Operacional Líquida	16.898	17.547	-3,7%
Custo com Energia Elétrica	(7.628)	(6.331)	20,5%
Custos e Despesas Operacionais	(5.121)	(4.947)	3,5%
Resultado do Serviço	4.149	6.270	-33,8%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	4.915	6.874	-28,5%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	5.037	5.497	-8,4%
Resultado Financeiro	777	405	92,2%
Lucro antes da Tributação	4.927	6.674	-26,2%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	3.199	4.334	-26,2%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	3.259	3.309	-1,5%

Notas:

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

13.10) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh)

CPFL Paulista			
	1T14	1T13	Var.
Residencial	2.479	2.214	12,0%
Industrial	2.895	2.929	-1,2%
Comercial	1.556	1.410	10,3%
Outros	1.075	981	9,5%
Total	8.004	7.534	6,2%

CPFL Piratininga			
	1T14	1T13	Var.
Residencial	1.131	991	14,1%
Industrial	2.011	2.046	-1,7%
Comercial	660	586	12,6%
Outros	288	271	6,2%
Total	4.090	3.895	5,0%

RGE			
	1T14	1T13	Var.
Residencial	652	547	19,1%
Industrial	885	868	2,0%
Comercial	400	350	14,2%
Outros	727	638	14,1%
Total	2.664	2.403	10,9%

CPFL Santa Cruz			
	1T14	1T13	Var.
Residencial	95	84	12,8%
Industrial	57	55	4,8%
Comercial	48	44	8,8%
Outros	106	83	28,8%
Total	306	265	15,5%

CPFL Jaguarí			
	1T14	1T13	Var.
Residencial	23	21	12,0%
Industrial	97	99	-1,3%
Comercial	14	12	12,7%
Outros	10	10	4,7%
Total	145	141	2,3%

CPFL Mococa			
	1T14	1T13	Var.
Residencial	19	18	8,1%
Industrial	17	16	2,2%
Comercial	9	8	8,2%
Outros	15	13	21,1%
Total	60	55	9,3%

CPFL Leste Paulista			
	1T14	1T13	Var.
Residencial	26	23	10,3%
Industrial	19	21	-8,7%
Comercial	13	12	11,0%
Outros	28	20	35,4%
Total	85	76	11,9%

CPFL Sul Paulista			
	1T14	1T13	Var.
Residencial	37	34	9,8%
Industrial	75	48	54,5%
Comercial	16	17	-2,3%
Outros	25	22	10,4%
Total	153	121	26,1%

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

CPFL Paulista			
	1T14	1T13	Var.
Residencial	2.479	2.214	12,0%
Industrial	1.021	1.062	-3,9%
Comercial	1.442	1.325	8,8%
Outros	1.039	949	9,5%
Total	5.981	5.550	7,8%

CPFL Piratininga			
	1T14	1T13	Var.
Residencial	1.131	991	14,1%
Industrial	559	573	-2,5%
Comercial	595	531	12,0%
Outros	275	262	5,2%
Total	2.560	2.358	8,6%

RGE			
	1T14	1T13	Var.
Residencial	652	547	19,1%
Industrial	410	415	-1,3%
Comercial	379	335	13,1%
Outros	727	638	14,1%
Total	2.167	1.934	12,1%

CPFL Santa Cruz			
	1T14	1T13	Var.
Residencial	95	84	12,8%
Industrial	46	44	4,6%
Comercial	48	44	8,6%
Outros	106	83	28,8%
Total	295	254	15,8%

CPFL Jaguarí			
	1T14	1T13	Var.
Residencial	23	21	12,0%
Industrial	79	72	10,5%
Comercial	14	12	12,7%
Outros	10	10	4,7%
Total	126	114	10,5%

CPFL Mococa			
	1T14	1T13	Var.
Residencial	19	18	8,1%
Industrial	10	10	0,0%
Comercial	9	8	8,2%
Outros	15	13	21,1%
Total	53	48	9,9%

CPFL Leste Paulista			
	1T14	1T13	Var.
Residencial	26	23	10,3%
Industrial	7	7	-5,7%
Comercial	13	12	11,0%
Outros	28	20	35,4%
Total	73	62	16,8%

CPFL Sul Paulista			
	1T14	1T13	Var.
Residencial	37	34	9,8%
Industrial	21	21	0,0%
Comercial	16	16	4,1%
Outros	25	22	10,4%
Total	99	93	6,8%