

**São Paulo, 09 de maio de 2013** – A CPFL Energia S.A. (BM&FBOVESPA: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 1T13**. 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 1T12, salvo indicação contrária.

## CPFL ENERGIA ANUNCIA LUCRO LÍQUIDO DE R\$ 405 MILHÕES NO 1T13

Indicadores (R\$ Milhões)	1T13	1T12	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	14.491	13.938	4,0%
Mercado Cativo	10.414	10.220	1,9%
TUSD	4.077	3.718	9,6%
Vendas de Comercialização e Geração - GWh	4.322	3.786	14,2%
Receita Operacional Bruta	4.713	4.743	-0,6%
Receita Operacional Líquida	3.457	3.123	10,7%
EBITDA (IFRS) <sup>(1)</sup>	1.055	979	7,8%
EBITDA (IFRS + Consolidação Proporcional Geração) <sup>(2)</sup>	1.126	1.075	4,7%
EBITDA (IFRS + Consolidação Proporcional Geração + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes) <sup>(3)</sup>	1.131	1.059	6,8%
Lucro Líquido (IFRS)	405	413	-1,8%
Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes) <sup>(4)</sup>	410	399	2,8%
Investimentos	532	552	-3,7%

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS/CVM) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização;
- (2) O EBITDA (IFRS/CVM + Consolidação Proporcional da Geração) considera, além dos itens citados na nota (1) acima, a consolidação proporcional dos projetos de geração que passaram a ser contabilizados por equivalência patrimonial, devido a alterações nas normas contábeis (IFRS 11/CPC 19 (R2));
- (3) O EBITDA (IFRS/CVM + Consolidação Proporcional da Geração + Ativos e Passivos Regulatórios – Não recorrentes) considera, além dos itens citados na nota (2) acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui ainda os efeitos não recorrentes;
- (4) O Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrentes) considera os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não recorrentes.

### DESTAQUES 1T13

- Crescimento de **4,0%** nas vendas na **área de concessão**;
- Conclusão da **revisão tarifária da CPFL Paulista** em abr/13, com reposicionamento tarifário de **5,48%**;
- Aporte de **CDE**, segundo decreto 7.945/13, no valor de **R\$ 698 milhões**;
- Investimentos de **R\$ 532 milhões**;
- Pagamento de **dividendos complementares** de 2012, no valor de **R\$ 456 milhões**;
- Aumento de **8,3%** no **volume médio diário** negociado das ações (BM&FBovespa + NYSE), atingindo R\$ 38,4 milhões;
- **CPFL Santa Cruz** foi vencedora do **IASC 2012** – Índice Aneel de Satisfação do Consumidor – entre as distribuidoras das regiões Sul e Sudeste com até 400 mil consumidores;
- **CPFL Santa Cruz** figura em 1º lugar no **Ranking de Qualidade do Serviço da Aneel**;
- **CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE** também foram reconhecidas pela **qualidade dos serviços prestados**, ficando entre as 12 melhores do país no ranking da Aneel;
- **1º lugar** no setor de Utilities no **prêmio Sector Leader Award 2013**, organizado pela *Environmental Tracking Global Carbon Rankings*.

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

- Sexta-feira, 10 de maio de 2013 – 11h00 (Brasília), 10h00 (EDT)
- Português: 55-11-4688-6361 (Brasil)
- Inglês: 1-855-281-6021 (EUA) e 1-786-924-6977 (Outros Países)
- Webcast: [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri)

#### Área de Relações com Investidores

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

## ÍNDICE

1) 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
5) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO .....	16
5.1) Receita Operacional .....	17
5.2) Custo com Energia Elétrica .....	18
5.3) Custos e Despesas Operacionais .....	19
5.4) Ativos e Passivos Regulatórios .....	22
5.5) EBITDA .....	22
5.6) Resultado Financeiro .....	22
5.7) Lucro Líquido .....	23
6) ENDIVIDAMENTO .....	23
6.1) Dívida Financeira (Incluindo <i>Hedge</i> ) .....	23
6.2) Dívida Total (Dívida Financeira + <i>Hedge</i> + Dívida com Entidade de Previdência Privada) .....	26
6.3) Dívida Líquida e Alavancagem .....	29
7) INVESTIMENTOS .....	30
8) DIVIDENDOS .....	31
9) MERCADO DE CAPITAIS .....	32
9.1) Desempenho das Ações .....	32
9.2) Volume Médio Diário .....	33
9.3) <i>Ratings</i> .....	33
10) GOVERNANÇA CORPORATIVA .....	34
11) ESTRUTURA SOCIETÁRIA – 31/03/2013 .....	35
11.1) Movimentação de Ações Vinculadas dentro do Bloco de Controle da CPFL Energia .....	35
11.2) Reestruturação Societária CPFL Brasil e CPFL Geração .....	36
12) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO .....	37
12.1) Segmento de Distribuição .....	37
12.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	37
12.1.2) 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica .....	41
12.1.3) Reajuste Tarifário .....	43
12.1.4) Revisão tarifária extraordinária .....	44
12.2) Segmentos de Comercialização e Serviços .....	44

12.3) Segmento de Geração Convencional .....	45
12.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	45
12.4) CPFL Renováveis.....	47
12.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	47
12.4.2) Status dos Projetos de Geração .....	48
13) ANEXOS .....	50
13.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia .....	50
13.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia.....	51
13.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS).....	52
13.4) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional) .....	53
13.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia.....	54
13.6) Demonstração de Resultados - Segmentos de Geração Convencional e CPFL Renováveis .....	55
13.7) Demonstração de Resultados – Geração Total.....	56
13.8) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição Consolidado .....	57
13.9) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora.....	58
13.10) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh) .....	60
13.11) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh).....	61

## 1) MENSAGEM DO PRESIDENTE

O primeiro trimestre de 2013 foi certamente um dos mais desafiadores da história do setor elétrico brasileiro. Após o anúncio da MP579 em setembro de 2012, observamos grandes debates envolvendo agentes do setor e da sociedade em geral em torno dos novos termos e condições para a extensão das concessões vincendas em 2015. Finalizada esta etapa, vimos a conversão da MP579 na Lei 12.783/13 e a implementação da revisão tarifária extraordinária (RTE) em janeiro de 2013, promovendo uma redução média de cerca de 20% nas tarifas dos consumidores. Devo destacar que esta revisão não trouxe impactos para a remuneração das companhias distribuidoras de energia, pois tratou apenas de refletir a redução de encargos setoriais e as tarifas mais baixas aplicadas aos ativos de geração e transmissão que aderiram aos termos da nova lei.

Desde o quarto trimestre do ano passado, temos atravessado um período de condições hidrológicas abaixo das médias históricas, fazendo com que nossos reservatórios atingissem níveis considerados críticos no final de 2012. Sendo assim, o Operador Nacional do Sistema (ONS) decidiu despachar toda a capacidade instalada de usinas térmicas para garantir uma maior segurança energética. Os níveis de pluviosidade durante o período úmido também foram abaixo da média histórica, no entanto, a correta decisão do ONS de permanecer com as usinas térmicas ligadas garantiu uma recuperação dos reservatórios, atingindo um nível médio acima de 61% no final do mês de maio. Portanto, temos hoje uma condição de armazenagem considerada adequada para atravessar o período seco, não apresentando qualquer risco de suprimento de energia no Brasil.

De fato, este despacho térmico mais intenso durante os últimos meses gerou um custo adicional para se garantir o suprimento de energia. Este custo foi absorvido inicialmente pelas empresas de distribuição de energia, com a expectativa de repasse para as tarifas no momento dos reajustes anuais. No entanto, devido a um custo mais elevado associado a este despacho térmico, observamos a deterioração das condições de liquidez de algumas distribuidoras, exigindo uma medida rápida para equacionamento do equilíbrio econômico-financeiro das mesmas. A solução veio através da publicação do decreto 7.945/13, que determinou o aporte de recursos nas distribuidoras através da CDE – Conta de Desenvolvimento Energético, neutralizando os efeitos do despacho térmico mais acentuado e restaurando a condição de liquidez das companhias. Até o momento, mais de R\$ 4,2 bilhões já foram destinados pela CDE para compensar este efeito, sendo que R\$ 698 milhões foram somente para as companhias distribuidoras do Grupo CPFL Energia. Isso só foi possível graças à implementação de uma força-tarefa desempenhada pelos Ministérios de Minas e Energia, Fazenda, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE, com participação importante do grupo CPFL Energia.

No tocante ao desempenho operacional, tivemos um primeiro trimestre bastante forte, apresentando um crescimento de 4,0% nas vendas em nossa área de concessão. Novamente dou destaque para os segmentos residencial e comercial, que apresentaram expansões de 8,3% e 6,3%, respectivamente. Quero destacar aqui que, após 12 anos, o consumo médio por consumidor residencial no Brasil retornou para o mesmo patamar que no período pré-acionamento em 2001. Após uma redução abrupta e compulsória no consumo, a melhora significativa das variáveis econômicas e sociais nos últimos anos, associada a uma intensificação da eficiência energética, permitiu uma lenta retomada ao patamar anterior, mas com maior qualidade.

Outro destaque do trimestre foi o resultado da aplicação do 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica à concessionária CPFL Paulista, nossa maior concessão de distribuição do Grupo. Tivemos investimentos reconhecidos de cerca de R\$ 2,7 bilhões, atingindo uma base de remuneração regulatória líquida de mais de R\$ 3,3 bilhões. O resultado da implementação desta revisão ficou bastante em linha com nossas expectativas.

Vale comentar também o desempenho de nossa comercializadora de energia, a CPFL Brasil, que capturou somente durante o trimestre, 31 novos clientes. Com isso, o portfólio total atingiu a marca de 262 clientes, mantendo-a como a maior comercializadora de energia do país.

Nossa receita líquida recorrente, ajustada pela consolidação proporcional dos ativos de geração, pelos ativos e passivos regulatórios e pela exclusão de itens não-recorrentes, atingiu R\$ 3,6 bilhões, uma expansão de 18,5% em relação ao mesmo período do ano passado. O EBITDA recorrente cresceu 6,8%, atingindo R\$ 1,1 bilhão. Já o lucro líquido recorrente resultou em R\$ 410 milhões, um crescimento de 2,8% em relação ao primeiro trimestre de 2012. Quero dar ênfase aqui às nossas iniciativas de redução de custos, que no 1T13 geraram economias de R\$ 10 milhões em bases reais em relação ao mesmo trimestre do ano passado. Estamos focados na eficiência operacional de nossos ativos, promovendo uma melhor qualidade de serviço aos nossos clientes e gerando cada vez mais valor aos nossos acionistas. Dessa forma, continuamos investindo de forma intensiva: somente neste trimestre, nossos investimentos totalizaram R\$ 532 milhões. A operação eficiente associada a uma disciplina financeira e de capital propiciam a geração de resultados expressivos. Por isso, efetuamos o pagamento de dividendos complementares referente ao ano de 2012 no valor de R\$ 456 milhões.

Conforme disse no início desta mensagem, muitos foram os desafios que enfrentamos neste primeiro trimestre do ano. A renovação das concessões já é um assunto consolidado, portanto, não há mais nenhum desdobramento esperado em relação a este tema. A metodologia de aportes da CDE para o setor de distribuição também já está em funcionamento, aliviando a pressão de caixa das distribuidoras. A situação dos reservatórios já inspira a confiança de que a possibilidade de um racionamento em 2013 está completamente descartada. Acredito que todo o debate acerca das mudanças ocorridas no setor são extremamente salutares e merecem nossa atenção para o aumento da robustez, seja regulatória, seja operacional do setor elétrico brasileiro. Estou cada vez mais convicto de que essas mudanças geram inúmeras oportunidades para aqueles agentes considerados eficientes e responsáveis, como a CPFL Energia. E estamos muito bem posicionados para capturar estas oportunidades, focando nossos esforços na operação eficiente de nossos ativos e entregando cada vez mais resultados robustos e de longo prazo.

**Wilson Ferreira Jr.**

Presidente da CPFL Energia

## 2) CONTEXTO MACROECONÔMICO

No contexto internacional, o cenário econômico é positivo para os países emergentes, sobretudo se comparado com o desempenho esperado para as economias avançadas. O crescimento dos emergentes será impulsionado pela execução anticíclica da política monetária executada ao longo de 2012 e é consensual que a expansão será significativamente maior que nas economias avançadas. A expectativa é de um crescimento de 5,5% a.a. no período 2013-14, ritmo mais forte do que o projetado para as economias do G7 (+1,7% a.a.) e até mesmo para o PIB mundial (+3,7% a.a.). Já para a Zona do Euro, a expectativa do PIB para o biênio é baixa: 0,4% a.a.

Quanto ao investimento, a expectativa é de que este avance para 32,2% do PIB em 2014 para os emergentes, contra uma média de 29,3% na última década. Para as economias do G7, a projeção do FMI é de que a taxa de investimento ficará em torno de 18,5% em 2014, abaixo dos 19% na média dos últimos dez anos.

De fato, os últimos indicadores da economia mundial voltaram a reduzir o otimismo para 2013 entre as economias centrais. Nos EUA, alguns indicadores recentes decepcionaram, como: confiança, vendas no varejo e contratações no mercado de trabalho. Enquanto isso, a União Europeia caminha para o 5º ano de crescimento econômico píffio, e, apesar da postura mais ativa do Banco Central Europeu, eventos trouxeram incerteza para a região, como por exemplo, a renegociação da dívida no Chipre.

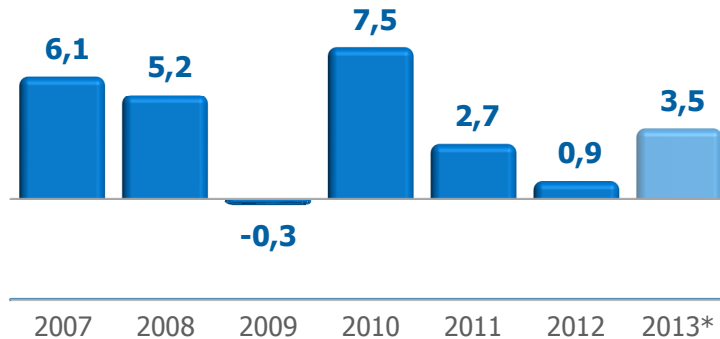
No entanto, os riscos vêm sendo acomodados sem muitos prejuízos para a confiança internacional. A deterioração fiscal de países europeus foi estancada e alguns já tomam medidas em prol do crescimento. Neste sentido, os EUA despontam como líderes do processo de recuperação, pois seus fundamentos se apresentam mais sólidos do que os das economias europeias.

No Brasil, a maior preocupação reside na crescente inflação no período recente. A origem desse aumento está em 2012, a partir de uma combinação de desvalorização cambial e um choque agrícola nos EUA, Brasil e Argentina, com impactos diretos sobre a produção de milho e soja. Vale destacar que estes três países são os maiores produtores de soja e dois deles estão entre os três maiores produtores de milho; assim, a quebra da safra da soja e do milho foi de grande relevância para a economia brasileira. Além disso, no início de 2013, a concentração de chuvas em determinadas regiões prejudicou a safra de produtos hortifrutigranjeiros, que resultou na elevação dos preços dos alimentos. A despeito do efeito negativo sobre a renda das famílias, é importante destacar que se trata de um choque de oferta, e que este tenderá a se acomodar – e já são observados indícios dessa acomodação.

Superada essa questão, a segunda maior preocupação se refere à indústria, que segue em retomada lenta e irregular, afetada pela crise internacional e pelo histórico de perda de competitividade. De acordo com o IBGE, no período de janeiro a março de 2013, a produção industrial caiu 0,5%, se comparada ao mesmo período de 2012, mas ficou 0,8% acima do nível verificado no 4T12 (com ajuste sazonal). O destaque positivo é a produção de bens de capital, com expansão de 9,8%, o que evidencia a retomada do investimento em 2013 e dá novo alento às projeções de crescimento econômico.

### Evolução do PIB Brasil - % anual

Fonte: IBGE. Projeção: LCA Consultores



\*Projeção

### Consumo por consumidor residencial volta ao nível pré-acionamento

Nesse trimestre destacamos a recuperação do consumo por consumidor residencial, que após 12 anos retornou ao patamar observado antes do racionamento de 2001-2002, com uma média mensal de 211 kWh.

Antes cabe lembrar o contexto macroeconômico que vivíamos à época do racionamento. A tônica do crescimento econômico era dada pelas economias centrais e as crises econômico-financeiras se alastravam rápida e drasticamente para os países emergentes, impedindo um crescimento mais expressivo desses últimos. No Brasil, a situação não era diferente: altas taxas de juros, pouca atratividade ao capital estrangeiro, pressões inflacionárias, baixo nível de reservas cambiais, dívida pública elevada e risco-país em alta limitavam o potencial de crescimento do país. Em 2001, a situação se agravou ainda mais quando o país se viu frente à insuficiência de energia elétrica, motivada pela falta de investimentos e a fraca hidrologia. O governo foi então obrigado a reduzir compulsoriamente o consumo da indústria e das residências.

Hoje o cenário é outro. As crises econômico-financeiras mundiais afetam mais fortemente as economias centrais, que enfrentam dificuldades para alcançar a retomada. Os países emergentes passaram a ser atores centrais, com maior autonomia, e determinam a tendência do crescimento econômico mundial. O Brasil também evoluiu e apresentou crescimento mais vigoroso nos últimos anos. Destacam-se o forte mercado doméstico, as taxas de juros em patamares mais baixos, o risco-país em baixa, a retomada (ainda que lenta) do comércio exterior, a desconcentração regional, a intensificação das políticas sociais, os investimentos em infraestrutura (PAC) e as políticas de incentivo ao investimento produtivo para a retomada da competitividade da indústria.

Foi nesse contexto de mudança que se observou a recuperação do consumo por consumidor residencial.

Os principais estímulos de crescimento do consumo residencial, que permitiram a retomada do nível de consumo a despeito da mudança de hábito da população, que aparentava ser definitiva, são assim resumidos:

- **Conforto** – entre 2004 e 2012, o salário mínimo cresceu 59%<sup>1</sup> e a taxa de desemprego<sup>2</sup> caiu significativamente (de 11,5% em 2004 para 5,5% em 2012), contribuindo para o

<sup>1</sup> Valores constantes de 2012. Fonte: IBGE.

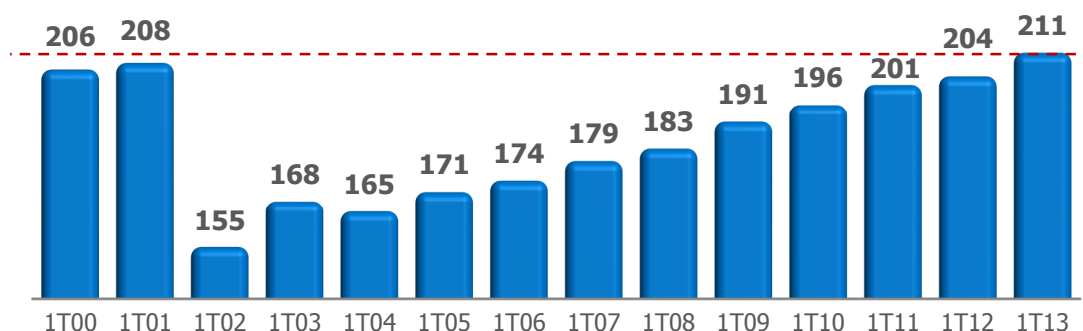
<sup>2</sup> Média mensal do período. Fonte: IBGE.

crescimento de 57% da massa de renda<sup>3</sup> no mesmo período. As concessões de crédito<sup>4</sup> também cresceram 63% em 2012, na comparação com 2004, chegando a R\$ 3.917 milhões. Esses fatores contribuíram para que a distribuição de renda, medida pelo Índice de Gini, melhorasse (de 0,535 em 2004 para 0,520 em 2010<sup>5</sup>). Por fim, a taxa de urbanização<sup>6</sup> se elevou de 82,7% para 85,0% significando ainda mais conforto para a população e novas necessidades de consumo. Como reflexo dessas mudanças, de acordo com dados de 2009, últimos dados disponíveis, 93,4% dos domicílios possuíam geladeira, 95,7% tinham televisão e 44,3% dispunham de máquina de lavar; tais números são bastante superiores aos observados em 2004, quando a posse desses equipamentos era de 87,3%, 90,3% e 34,3%, respectivamente<sup>7</sup>;

- **Demografia** – a população brasileira cresceu 8% entre 2004 e 2012, enquanto o número de domicílios cresceu 20% no mesmo período. Isso fez com que a densidade domiciliar caísse de 3,5 habitantes por domicílio para 3,1.<sup>8</sup> Vale destacar que o consumo de alguns eletrodomésticos, como por exemplo, a geladeira, é pouco elástico ao número de pessoas em uma residência, de tal forma que essa redução da densidade domiciliar é um fator que contribuiu para o aumento do consumo unitário;
- **Eficiência energética** – no sentido contrário, houve um aumento da eficiência dos equipamentos utilizados em uma residência no período em questão. Tome-se como exemplo o consumo médio de uma geladeira, que era de 433 kWh em 2004 e passou a 345 kWh em 2012, uma queda de 20%; da mesma forma, a máquina de lavar reduziu seu consumo médio em 7% (de 72 kWh em 2004 para 67 kWh em 2012).<sup>9</sup> Isso limitou um crescimento mais rápido do consumo residencial, mas possibilitou um consumo mais eficiente.

Todos esses fatores combinados resultaram na retomada consistente do consumo por consumidor residencial da CPFL Energia, que voltou ao nível pré-acionamento antes de diversas outras distribuidoras de energia no país.

**CPFL Energia – Consumo por consumidor residencial (kWh/mês)**



<sup>3</sup> Fonte: IBGE/LCA.

<sup>4</sup> Valores constantes de 2012. Fonte: BCB.

<sup>5</sup> Fonte: IBGE. 2010 - último dado disponível.

<sup>6</sup> Fonte: Ministério das Cidades. 2011 - último dado disponível.

<sup>7</sup> Fonte: PNAD.

<sup>8</sup> Fonte: EPE.








<sup>9</sup> Fonte: EPE.



As perspectivas para os próximos anos são igualmente positivas. De acordo com a Roland Berger, o Brasil ganhará posições no ranking das maiores economias, saindo do 7º lugar em 2012 para o 4º lugar em 2030.

### PIB das maiores economias mundiais – US\$ trilhões

(Fonte: FMI, Roland Berger e Standard Chatered Bank)

2012			2030 - Estimativa			
1		EUA	15,7		China	73,5
2		China	8,3		EUA	38,2
3		Japão	6,0		Índia	30,3
4		Alemanha	3,4		Brasil	12,2
5		França	2,6		Indonésia	9,3
6		Reino Unido	2,4		Japão	8,4
7		Brasil	2,0		Alemanha	8,2
8		Itália	2,0		Itália	6,6

Segundo estimativas da EPE<sup>10</sup>, o número de domicílios continuará crescendo a um ritmo maior que a população, de tal forma que a densidade domiciliar deve chegar a 2,7 habitantes/domicílio em 2021, comparado aos 3,1 atuais.

No que se refere ao consumo de energia elétrica nas residências brasileiras, é importante destacar que a tendência de melhora na eficiência energética dos eletrodomésticos deve se manter nos próximos anos o que, somado ao aumento da posse de equipamentos, dará a tônica do crescimento do consumo de energia elétrica.

### Eficiência energética e posse de eletrodomésticos

(Fonte: EPE)

Equipamento	Consumo unitário (kWh / ano)			Posse (unidades / 100 domicílios)		
	2012	2021	Var	2012	2021	Var
Ar condicionado	449	414	-7,8%	22	28	27,3%
Geladeira	345	314	-9,0%	98	100	2,0%
Freezer	512	450	-12,1%	18	15	-16,7%
Chuveiro elétrico*	484	501	3,5%	72	70	-2,8%
Máquina de lavar roupas	67	62	-7,5%	65	75	15,4%
Televisão	148	144	-2,7%	142	172	21,1%
Lâmpadas	38	17	-55,3%	757	765	1,1%

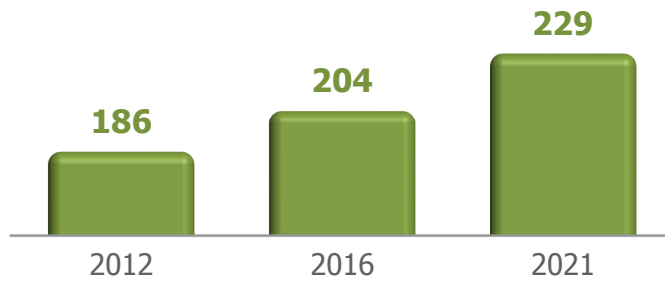
\*Corresponde ao número de domicílios que utilizam exclusivamente o chuveiro elétrico.

<sup>10</sup> PDEE 2012-2021.

Por esses e outros motivos, a EPE projeta uma expansão de 23% no consumo por consumidor residencial entre os anos de 2012 e 2021.

### Consumo por consumidor residencial no Brasil

(Fonte: EPE)



Dada a consistência do crescimento observado até os dias atuais e as premissas aqui detalhadas, podemos estimar que o consumo por consumidor da CPFL Energia seguirá a mesma tendência.

### 3) VENDAS DE ENERGIA

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

No 1T13, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 14.491 GWh, um aumento de 4,0%.

Vendas na Área de Concessão - GWh			
	1T13	1T12	Var.
Mercado Cativo	10.414	10.220	1,9%
TUSD	4.077	3.718	9,6%
<b>Total</b>	<b>14.491</b>	<b>13.938</b>	<b>4,0%</b>

No 1T13, as vendas para o mercado cativo totalizaram 10.414 GWh, um aumento de 1,9%.

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 4.077 GWh no 1T13, um aumento de 9,6%, reflexo da migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre.

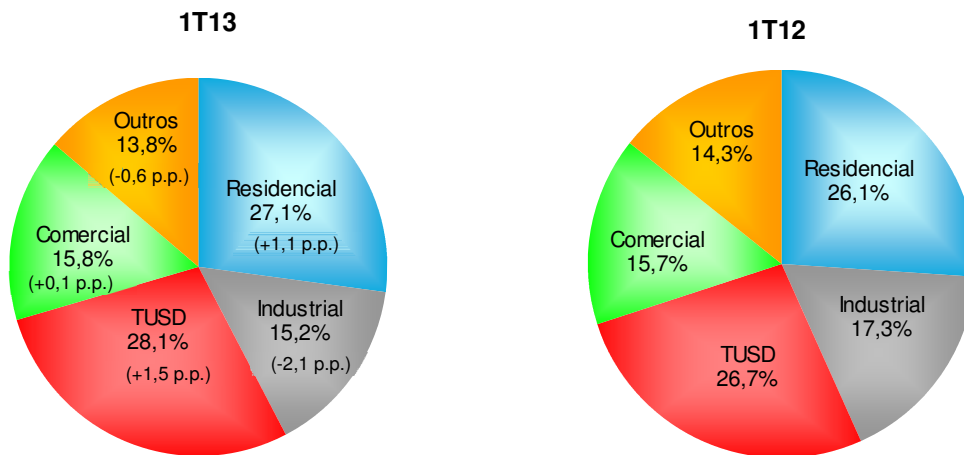
Vendas na Área de Concessão - GWh				
	1T13	1T12	Var.	Part.
Residencial	3.932	3.631	8,3%	27,1%
Industrial	6.083	5.993	1,5%	42,0%
Comercial	2.439	2.295	6,3%	16,8%
Outros	2.037	2.019	0,9%	14,1%
<b>Total</b>	<b>14.491</b>	<b>13.938</b>	<b>4,0%</b>	<b>100,0%</b>

Nota: As tabelas de vendas na área de concessão por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 13.10.

Destaca-se o crescimento das classes residencial e comercial que, juntas, representam 44,0% das vendas na área de concessão:

- **Classes residencial e comercial:** aumentos de 8,3% e 6,3%, respectivamente, favorecidos pelos efeitos acumulados do crescimento econômico (aumento da renda, do poder de compra do consumidor e da ampliação do crédito ao consumo) verificado nos últimos anos e pelas temperaturas mais altas.
- **Classe industrial:** aumento de 1,5%, reflexo da produção industrial, ainda em ritmo mais lento, devido à crise internacional. Apesar disso, não foram observados pedidos de redução de carga (potência) de clientes industriais no período, favorecendo a manutenção da receita advinda desta classe.

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



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 1T12 para o 1T13.

### 3.1.2) Vendas no Mercado Cativo

Vendas no Mercado Cativo - GWh			
	1T13	1T12	Var.
Residencial	3.932	3.631	8,3%
Industrial	2.204	2.406	-8,4%
Comercial	2.283	2.187	4,4%
Outros	1.996	1.997	0,0%
<b>Total</b>	<b>10.414</b>	<b>10.220</b>	<b>1,9%</b>

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

### 3.1.3) TUSD

TUSD - GWh			
	1T13	1T12	Var.
Industrial	3.879	3.587	8,1%
Comercial	157	109	44,4%
Outros	41	22	84,9%
<b>Total</b>	<b>4.077</b>	<b>3.718</b>	<b>9,6%</b>

TUSD por Distribuidora - GWh			
	1T13	1T12	Var.
CPFL Paulista	1.984	1.832	8,3%
CPFL Piratininga	1.537	1.405	9,4%
RGE	469	412	13,6%
CPFL Santa Cruz	11	7	49,3%
CPFL Jaguari	27	24	12,3%
CPFL Mococa	7	1	341,1%
CPFL Leste Paulista	14	12	14,6%
CPFL Sul Paulista	28	24	18,9%
<b>Total</b>	<b>4.077</b>	<b>3.718</b>	<b>9,6%</b>

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

Desconsiderando as alterações nas normas contábeis (IFRS 11/CPC 19 (R2)), que determinam que empresas tratadas como negócios em conjunto não são mais consolidadas proporcionalmente nas demonstrações financeiras da Companhia, mas sim por equivalência patrimonial, as vendas de comercialização e geração cresceram 14,2%, totalizando 4.322 GWh no 1T13.

Vendas de Comercialização e Geração - GWh - pro forma			
	1T13	1T12	Var.
Renováveis	693	447	55,0%
Comercialização e Geração Convencional	3.630	3.339	8,7%
<b>Total</b>	<b>4.322</b>	<b>3.786</b>	<b>14,2%</b>

Nota: Exclui vendas para partes relacionadas e na CCEE. Considera consolidação proporcional dos negócios em conjunto (antigo critério de contabilização): Foz do Chapecó, Baesa, Enercan e Epasa. Considera ajuste de provisionamento de -13 GWh no 1T13 e de +39 GWh no 1T12.

Essa variação se deve aos seguintes fatores: (i) aumento das vendas da CPFL Renováveis, principalmente devido à entrada dos complexos eólicos Santa Clara e Bons Ventos e da PCH Salto Góes; (ii) maior volume de geração da EPASA, despachada no 1T13 por segurança energética; e (iii) aumento das vendas para clientes livres no segmento de Comercialização, decorrente do aumento do número de clientes em carteira (de 172 no 1T12 para 262 no 1T13), com destaque para os clientes que se localizam fora da área de concessão da CPFL Energia (65 no 1T13 ante 38 no 1T12), o que reflete a estratégia do grupo em busca de atuação nacional nesse segmento.

## 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 2013 e de 2012, e 31 de dezembro de 2012, 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 S. Paulo	234	3.916	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior e litoral de S. Paulo	27	1.541	30 anos	Outubro de 2028
Rio Grande Energia S.A. ("RGE")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	253	1.366	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo e Paraná	27	192	16 anos	Julho de 2015
Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo	7	53	16 anos	Julho de 2015
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Jaguarí")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo	2	35	16 anos	Julho de 2015
Companhia Sul Paulista de Energia ("CPFL Sul Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo	5	78	16 anos	Julho de 2015
Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo e Minas Gerais	4	43	16 anos	Julho de 2015

Geração de energia (fontes convencionais e renováveis) <sup>(1)</sup>	Tipo de Sociedade	Participação Societária	Localização (Estado)	Nº usinas / tipo de energia	Capacidade instalada	
					Total	Participação CPFL
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	São Paulo, Goiás e Minas Gerais	1 Hidrelétrica, 2 PCHs e 1 térmica	695 MW	695 MW
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") <sup>(2)</sup>	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") <sup>(2)</sup>	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%	Santa Catarina	1 Hidrelétrica	880 MW	429 MW
BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA") <sup>(2)</sup>	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") <sup>(2)</sup>	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 52,75%	Paraíba	2 Térmicas	342 MW	180 MW
Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 59,93% <sup>(3)</sup>	Tocantins	1 Hidrelétrica	903 MW	63 MW
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 63%	São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Santa Catarina, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraná e Rio Grande do Sul	Vide item 12.4.2	Vide item 12.4.2	Vide item 12.4.2

### Notas:

- (1) Não inclui a capacidade instalada (24 MW) equivalente às 9 PCHs das distribuidoras: Companhia Leste Paulista de Energia (CPFL Leste Paulista), Companhia Sul Paulista de Energia (CPFL Sul Paulista), Companhia Jaguarí de Energia (CPFL Jaguarí) e Companhia Luz e Força Mococa (CPFL Mococa);
- (2) 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;
- (3) A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A..

<b>Comercialização de Energia e Serviços</b>	<b>Tipo de Sociedade</b>	<b>Atividade preponderante</b>	<b>Participação Societária</b>
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Direta 100%
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("CPFL Meridional")	Sociedade Limitada	Comercialização e prestação de serviços de energia	Indireta 100%
CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%
CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto")	Sociedade Limitada	Comercialização de energia	Direta 100%
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	Sociedade por ações de capital fechado	Fabricação, comercialização, locação e manutenção de equipamentos eletro-mecânicos e prestação de serviços	Direta 100%
NECT Serviços Administrativos Ltda ("Nect") <sup>(1)</sup>	Sociedade Limitada	Prestação de serviços administrativos	Direta 100%
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda. ("CPFL Atende")	Sociedade Limitada	Prestação de serviços de tele-atendimento	Direta 100%
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. ("CPFL Total") <sup>(2)</sup>	Sociedade Limitada	Serviços de arrecadação e cobrança	Direta e indireta 100%
CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom") <sup>(3)</sup>	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	Operar e explorar concessões de serviços de transmissão de energia elétrica	Direta 100%

Notas:

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

(2) Empresa anteriormente denominada CPFL Bio Anicuns S.A.;

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

<b>Outras</b>	<b>Tipo de Sociedade</b>	<b>Atividade preponderante</b>	<b>Participação</b>
CPFL Jaguariúna Participações Ltda. ("CPFL Jaguariúna")	Sociedade Limitada	Sociedade de Participação	Direta 100%
CPFL Jaguarí de Geração de Energia Ltda. ("Jaguarí 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%

#### 4.1) Consolidação da CPFL Renováveis

A CPFL Energia detém participação indireta de 63% do capital social da CPFL Renováveis através da CPFL Geração.

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

## 5) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (Pro-forma - R\$ Mil)			
	1T13	1T12	Var.
Receita Operacional Bruta (IFRS) <sup>(1)</sup>	4,713,359	4,743,191	-0.6%
Receita Operacional Bruta (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional) <sup>(1)</sup>	5,027,825	5,042,116	-0.3%
Receita Operacional Bruta (IFRS + Consolidação Proporcional Geração + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes) <sup>(1)</sup>	4,971,987	5,012,501	-0.8%
Receita Líquida (IFRS) <sup>(1)</sup>	3,456,798	3,122,873	10.7%
Receita Líquida (IFRS + Consolidação Proporcional Geração) <sup>(1)</sup>	3,508,591	3,151,679	11.3%
Receita Líquida (IFRS + Consolidação Proporcional Geração + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes) <sup>(1)</sup>	3,604,217	3,041,775	18.5%
Custo com Energia Elétrica	(1,827,481)	(1,665,729)	9.7%
Custos e Despesas Operacionais	(1,104,388)	(898,376)	22.9%
Resultado do Serviço	835,350	856,884	-2.5%
EBITDA (IFRS) <sup>(2)</sup>	1,054,968	978,915	7.8%
EBITDA (IFRS + Consolidação Proporcional Geração)	1,125,628	1,075,223	4.7%
EBITDA (IFRS + Consolidação Proporcional Geração + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes) <sup>(3)</sup>	1,131,175	1,059,038	6.8%
Resultado Financeiro	(181,583)	(214,547)	-15.4%
Lucro Antes da Tributação	653,767	642,337	1.8%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	405,303	412,609	-1.8%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Consolidação Proporcional Geração)	405,303	412,609	-1.8%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Consolidação Proporcional Geração + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes) <sup>(4)</sup>	410,435	399,243	2.8%

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

AJUSTES GERENCIAIS NO RESULTADO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (em milhões de Reais)	EBITDA		Lucro Líquido	
	1T13	1T12	1T13	1T12
Valor reportado (A) - IFRS	1.055,0	978,9	405,3	412,6
Consolidação Proporcional Geração Convencional (B)	70,7	96,3	-	-
IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional (C = A + B)	1.125,6	1.075,2	405,3	412,3
<b>(-) Efeitos não-recorrentes</b>				
Aumento não-recorrente nas despesas legais, judiciais e indenizações	(73,2)		(48,3)	
Exposição no MRE (GSF)	(66,3)		(43,8)	
Baixa de Ativos na Epasa	(12,5)		(8,3)	
Laudos técnicos nas distribuidoras, referentes ao inventário físico de ativos e à implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, em atendimento à Resolução Aneel nº 367/09		(5,2)		(3,5)
<b>(=) Total efeitos não-recorrentes (D)</b>	<b>(152,1)</b>	<b>(5,2)</b>	<b>(100,4)</b>	<b>(3,5)</b>
<b>(+) Ativos e Passivos Regulatórios (E)</b>	<b>(146,5)</b>	<b>(21,4)</b>	<b>(95,3)</b>	<b>(15,6)</b>
<b>(=) Total de ajustes (F = E - D)</b>	<b>5,5</b>	<b>(16,2)</b>	<b>5,1</b>	<b>(12,1)</b>
Valor ajustado (C + F)	1.131,2	1.059,0	410,4	399,2



## 5.1) Receita Operacional

A receita operacional bruta (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional + Receita de construção) no 1T13 atingiu R\$ 5.028 milhões, representando uma redução de 0,29% (R\$ 14 milhões). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente, no mesmo valor), a receita operacional bruta (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional) seria de R\$ 4.769 milhões, uma redução de 0,1% (R\$ 4 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional bruta foram:

- Aumento de 1,9% no volume de vendas para o mercado cativo, no valor de R\$ 101 milhões (mercado + mix);
- Reajuste tarifário médio negativo das distribuidoras de -12,57%, no período entre 1T12 e 1T13, no valor de R\$ 503 milhões em virtude 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, a redução da CDE e a redução dos custos de transmissão;
- Redução de 24,0% (R\$ 83 milhões) na receita bruta de TUSD de clientes livres;
- Aumento de R\$ 22 milhões em Outras Receitas;
- Aporte de CDE no valor de R\$ 118 milhões, conforme previsto na Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012 (convertida na Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013) que determinou que os recursos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários passaram a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE. No primeiro trimestre de 2013, foi registrada receita de R\$ 118 milhões, sendo R\$ 21 milhões referentes à subvenção baixa renda e R\$ 97 milhões referentes a outros descontos tarifários;
- Receita adicional bruta na **CPFL Renováveis**, no valor de R\$ 101 milhões. Parte das vendas desses empreendimentos é feita para empresas do Grupo, sendo a receita correspondente eliminada na consolidação da CPFL Energia. A receita adicional da CPFL Renováveis, líquida de PIS e Cofins e de eliminações, foi de R\$ 75 milhões;
- Aumento de receita no **Segmento de Geração Convencional**, no valor de R\$ 72 milhões, decorrente principalmente dos seguintes fatores:
  - (i) Incremento de receita da Epasa no montante de R\$ 48 milhões, decorrente do despacho térmico determinado pelo ONS nos primeiros meses de 2013 e da liquidação financeira a PLD de compra para lastro;
  - (ii) Incremento de receita da Enercan e Baesa, no montante de R\$ 23 milhões, decorrente do ganho com PLD alto, devido à sazonalização dos contratos bilaterais;
- Aumento de receita do Segmento de Comercialização e Serviços, no valor de R\$ 168 milhões.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 1.260 milhões, representando um recuo de 22,2% (R\$ 361 milhões), devido às reduções:

- (i) de 4,6% no ICMS (R\$ 35,9 milhões);
- (ii) de 6,6% (R\$ 28,0 milhões) no Pis e Cofins;
- (iii) de 73,4% no encargo setorial CDE (R\$ 107,3 milhões);
- (iv) de 17,0% no valor referente ao programa de P&D e eficiência energética (R\$ 6,6 milhões);
- (v) de 99,9% na RGR (R\$ 26,6 milhões);

(vi) de 82,4% no encargo setorial CCC (R\$ 160,9 milhões)

Parcialmente compensado pelo aumento de 31,7% no Proinfa (R\$ 5,2 milhões).

A redução de 6,6% (R\$ 28,0 milhões) no PIS e Cofins também foi beneficiada pelo efeito da contabilização (no montante de R\$ 31,8 milhões) dos créditos fiscais de PIS e Cofins sobre depreciação e amortização das distribuidoras. No 1T12, esses créditos eram registrados na linha de despesa de “depreciação e amortização” e, no 1T13 foram registrados na linha de “deduções da receita operacional” para melhor adequação contábil.

A receita operacional líquida (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional + Receita de construção) atingiu R\$ 3.767 milhões no 1T13, representando um aumento de 10,1% (R\$ 346 milhões). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional líquida (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional) seria de R\$ 3.509 milhões, um crescimento de 11,3% (R\$ 357 milhões).

## 5.2) Custo com Energia Elétrica

O Decreto 7.945 promoveu algumas alterações sobre a contratação de energia e os objetivos do encargo setorial Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Com relação à contratação de energia, (i) reduziu o prazo mínimo de três para um ano, contado a partir do início do suprimento de energia, de contratos de comercialização de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes e (ii) aumentou o repasse dos custos de aquisição de energia elétrica pelas distribuidoras para os consumidores finais de cento e três para cento e cinco por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento da distribuidora.

O Decreto também instituiu o repasse de recursos da CDE às concessionárias de distribuição dos custos relacionados abaixo:

- (i) a exposição ao mercado de curto prazo das usinas hidrelétricas contratadas em regime de cotas de garantia física de energia e de potência, por insuficiência de geração alocada no âmbito do Mecanismo de Relocação de Energia – MRE (Risco Hidrológico);
- (ii) a exposição no mercado de curto prazo das distribuidoras, por insuficiência de lastro contratual em relação à carga realizada, relativa ao montante de reposição não recontratado em função da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica (Exposição Involuntária);
- (iii) o custo adicional relativo ao acionamento de usinas termelétricas fora da ordem de mérito por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE (ESS – Segurança Energética); e
- (iv) o valor integral ou parcial do saldo positivo acumulado pela Conta de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, relativo ao encargo de serviço do sistema e à energia comprada para revenda (CVA ESS e Energia).

O custo com energia elétrica (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional), composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 1.827 milhões no 1T13, representando um aumento de 9,7% (R\$ 162 milhões).

- O custo da energia comprada para revenda no 1T13 foi de R\$ 1.691 milhões, o que representa um aumento de 28,3% (R\$ 374 milhões), devido aos seguintes efeitos:
  - (i) Aumento no custo com energia adquirida no ambiente regulado (R\$ 644 milhões), devido ao aumento de 62,6% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 1,7% (175 GWh) na quantidade de energia comprada;
  - (ii) Aumento no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 143 milhões) devido ao

aumento de 219,6% no preço médio de compra e também ao aumento de 2,5% (28 GWh) na quantidade de energia comprada. Parte desse aumento é referente a exposição no MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) - GSF (R\$ 66 milhões) – **Não-recorrente;**

- (iii) Aumento no custo de energia de Itaipu (R\$ 44 milhões), decorrente principalmente do aumento de 19,2% no preço médio de compra;
- (iv) Aumento no custo com Proinfa (R\$ 5 milhões), devido ao aumento de 17,0% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 7,7% (20 GWh) na quantidade de energia comprada.

Parcialmente compensados por:

- (v) Aporte de R\$ 432 milhões de recursos da CDE, conforme previsto pelo Decreto 7.945.
  - (vi) Aumento dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir da compra de energia (R\$ 31 milhões);
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição atingiram R\$ 136 milhões no 1T13, redução de 60,9% (R\$ 212 milhões), devido aos seguintes fatores:
    - (i) Aumento de 734,9% nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 215 milhões), devido principalmente aos aumentos de R\$ 109 milhões na CPFL Paulista, R\$ 47 milhões na CPFL Piratininga e de R\$ 45 milhões na RGE;
    - (ii) Redução dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir dos encargos (R\$ 22 milhões).

Parcialmente compensados por:

- (iii) Aporte de R\$ 266 milhões de recursos da CDE, conforme previsto pelo Decreto 7.945;
- (iv) Redução de 52,0% nos encargos da rede básica (R\$ 149 milhões), devido principalmente as reduções de 58,8% (R\$ 80 milhões) na CPFL Paulista, de 49,0% na RGE (R\$ 24 milhões) e de 56,4% (R\$ 37 milhões) na CPFL Piratininga em virtude dos efeitos da MP 579/2012 (convertida na Lei 12.783 em janeiro de 2013), através da qual houve redução dos custos de transmissão.
- (v) Redução de 63,2% nos encargos de Itaipu (R\$ 15 milhões);
- (vi) Redução de R\$ 13 milhões nos encargos de energia de reserva;
- (vii) Redução de 38,1% nos encargos de conexão (R\$ 7 milhões).

### 5.3) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional + Custo de construção) atingiram R\$ 1.104 milhões no 1T13, registrando um aumento de 22,9% (R\$ 206 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Redução de 4,0% (R\$ 11 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\$ 259 milhões no 1T13, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- Entidade de Previdência Privada, item que representava uma receita de R\$ 3 milhões no 1T12, em virtude da mudança de prática e impactos da revisão do CPC 33 – Benefícios a empregados que passou a ser adotado em 1º de janeiro de 2013, foi reapresentado, passando a uma despesa de R\$ 8 milhões no 1T12. No 1T13, essa despesa subiu para R\$ 21 milhões, resultando em uma variação negativa de R\$ 12 milhões. Essa variação é decorrente dos impactos das estimativas esperadas sobre os ativos e passivos atuariais, em consonância com as Deliberações CVM nºs 371/00 e 600/09, conforme definido no Laudo Atuarial;

- Depreciação e Amortização (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional + Receita de construção), que apresentou um aumento líquido de 33,0% (R\$ 72 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Adicional da **CPFL Renováveis**, no valor de R\$ 37 milhões;
  - (ii) Aumento no **Segmento de Distribuição**, no valor de R\$ 39 milhões, devido principalmente aos seguintes fatores:
    - ✓ Efeito da contabilização, no montante de R\$ 27 milhões, dos créditos fiscais de PIS e Cofins sobre depreciação e amortização. No 1T12, esses créditos eram registrados na linha de despesa de “depreciação e amortização” e, no 1T13 foram registrados na linha de “deduções da receita operacional” para melhor adequação contábil;
    - ✓ Aumento de R\$ 11 milhões devido ao aumento na amortização do intangível de infraestrutura de distribuição devido a novos investimentos;
  - Parcialmente compensado por:
    - (iii) Redução de 4,3%, no Segmento de Geração Convencional, no valor de R\$ 3 milhões.
- PMSO (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional + Receita de construção), item que atingiu R\$ 535 milhões no 1T13, comparado a R\$ 402 milhões no 1T12, registrando um aumento de 32,9% (R\$ 132 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação com o 1T12):
  - (i) Aumento **não-recorrente** nas despesas legais, judiciais e indenizações (R\$ 73 milhões);
  - (ii) Aumento **não-recorrente** relacionado à baixa de ativos na Epasa (R\$ 13 milhões);
  - (iii) Aumento **não-recorrente** relacionado à inventário físico de ativos referente a implantação do MCSPE no 1T12 (R\$ 5 milhões);
  - (iv) PMSO adicional da **CPFL Renováveis** (R\$ 13 milhões);
  - (v) PMSO adicional referente à expansão das atividades da CPFL Serviços, CPFL Atende, CPFL Total e Nect (R\$ 4 milhões);
  - (vi) Despesas adicionais de materiais referentes à aquisição de óleo combustível pela Epasa, devido ao despacho das térmicas (R\$ 17 milhões).

Desconsiderando os efeitos mencionados, o PMSO do 1T13 seria de R\$ 349 milhões, comparado a R\$ 331 milhões no 1T12, um **aumento de 5,2% (R\$ 17 milhões)**, em comparação ao **IGP-M de 8,1%** (variação de preços entre 31/março/2012 e 31/março/2013).

AJUSTES GERENCIAIS NO PMSO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (em milhões de Reais)				
	1T13	1T12	Variação	
			R\$ MM	%
<b>PMSO reportado (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional)</b>				
Pessoal	(180,5)	(158,9)	(21,6)	13,6%
Material	(45,1)	(25,5)	(19,6)	76,9%
Serviços de Terceiros	(127,3)	(132,0)	4,7	-3,6%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(182,1)	(86,0)	(96,1)	111,7%
<b>Total PMSO reportado (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional) - (A)</b>	<b>(534,9)</b>	<b>(402,4)</b>	<b>(132,5)</b>	<b>32,9%</b>
<b>Efeitos não-recorrentes</b>				
Aumento não-recorrente nas despesas legais, judiciais e indenizações	(73,2)	-	(73,2)	-
Baixa de Ativos na Epasa	(12,5)	-	(12,5)	-
Laudos técnicos nas distribuidoras, referentes ao inventário físico de ativos e à implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, em atendimento à Resolução Aneel nº 367/09		(5,2)	5,2	-
<b>(=) Total efeitos não-recorrentes (B)</b>	<b>(85,8)</b>	<b>(5,2)</b>	<b>(80,5)</b>	<b>-</b>
<b>Outros ajustes (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação)</b>				
PMSO adicional da CPFL Renováveis	(45,5)	(32,2)	(13,3)	-
PMSO referente à expansão das atividades da CPFL Serviços, CPFL Atende, CPFL Total e Nect	(35,4)	(31,4)	(4,0)	-
Despesas adicionais de materiais referentes à aquisição de óleo combustível Epasa	(19,6)	(2,1)	(17,5)	-
<b>(=) Total outros ajustes (C)</b>	<b>(100,4)</b>	<b>(65,7)</b>	<b>(34,8)</b>	<b>-</b>
<b>PMSO ajustado</b>				
Pessoal	(147,7)	(134,8)	(12,9)	9,6%
Material	(20,6)	(20,1)	(0,5)	2,4%
Serviços de Terceiros	(94,5)	(95,5)	1,0	-1,0%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(85,8)	(80,7)	(5,1)	6,3%
<b>Total PMSO ajustado (A - B - C)</b>	<b>(348,7)</b>	<b>(331,5)</b>	<b>(17,3)</b>	<b>5,2%</b>

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

- (i) Gastos com pessoal, que registraram aumento líquido de 9,6% (R\$ 12,9 milhões), decorrente principalmente: (i) do acordo coletivo de 2012, que reajustou os salários em 6,30% em média (R\$ 6,6 milhões); (ii) desligamentos de pessoal (R\$ 1,0 milhão) e (iii) aumento nos benefícios (R\$ 3,1 milhões) e (iv) demais aumentos (R\$ 2,2 milhões);
- (ii) Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 6,3% (R\$ 5 milhões), devido principalmente ao aumento:
  - ✓ Na CPFL Paulista (R\$ 6,0 milhões), decorrente de perda na alienação/desativação de bens.

## 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 acréscimo de custo de R\$ 147 milhões no 1T13 e de R\$ 21 milhão no 1T12 (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.

## 5.5) EBITDA

O **EBITDA** (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional) do 1T13 totalizou R\$ 1.126 milhões, registrando um aumento de 4,7% (R\$ 50 milhões).

Considerando a consolidação proporcional dos projetos da Geração Convencional, os ativos e passivos regulatórios, expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA recorrente (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrentes)** registrou R\$ 1.131 milhões no 1T13, comparado a R\$ 1.059 milhões no 1T12, um aumento de 6,8% (R\$ 72 milhões).

## 5.6) Resultado Financeiro

No 1T13, a despesa financeira líquida (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional) foi de R\$ 182 milhões, uma redução de 15,3% (R\$ 33 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 215 milhões registrados no 1T12.

Os itens que explicam essa variação são:

- Receitas Financeiras: aumento de 12,3% (R\$ 18 milhões), passando de R\$ 144 milhões no 1T12 para R\$ 161 milhões no 1T13, devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Receita financeira nas empresas do segmento de Distribuição devido a atualização monetária do ativo financeiro (R\$ 32 milhões) (CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa);
  - (ii) Aumento nos acréscimos e multas moratórias, atualização de créditos fiscais e nas atualizações monetárias (R\$ 6 milhões);
  - (iii) Aumento em outras receitas financeiras (R\$ 3 milhões).Parcialmente compensada por:
  - (iv) Redução nas rendas de aplicações financeiras (R\$ 16 milhões), decorrente das reduções do CDI e das disponibilidades; e
  - (v) Redução nas atualizações de depósitos judiciais (R\$ 6 milhões), devido principalmente à redução dos indicadores que atualizam esses itens.
- Despesas Financeiras: redução de 4,2% (R\$ 15 milhões), passando de R\$ 358 milhões no 1T12 para R\$ 343 milhões no 1T13, devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Redução de encargos de dívida (R\$ 47 milhões);
  - (ii) Redução nas atualizações monetárias e cambiais (R\$ 12 milhões) devido principalmente à redução dos indicadores que atualizam as dívidas.

Parcialmente compensados por:

- (iii) Despesa financeira advinda da **CPFL Renováveis**, no valor de R\$ 43 milhões, referente principalmente:
- ✓ Aos novos ativos em operação, resultante da aquisição da Jantus, contabilizados na CPFL Renováveis a partir de dezembro de 2011;
  - ✓ Aquisição dos parques eólicos Bons Ventos (157,5 MW) em junho de 2012 e dos ativos de co-geração à biomassa da Usina Ester (40 MW) em outubro de 2012;
  - ✓ Início das operações das UTEs Bio Ipê e Bio Pedra em maio de 2012; e
  - ✓ Início das operações dos parques eólicos Santa Clara (188 MW), em julho de 2012.

## 5.7) Lucro Líquido

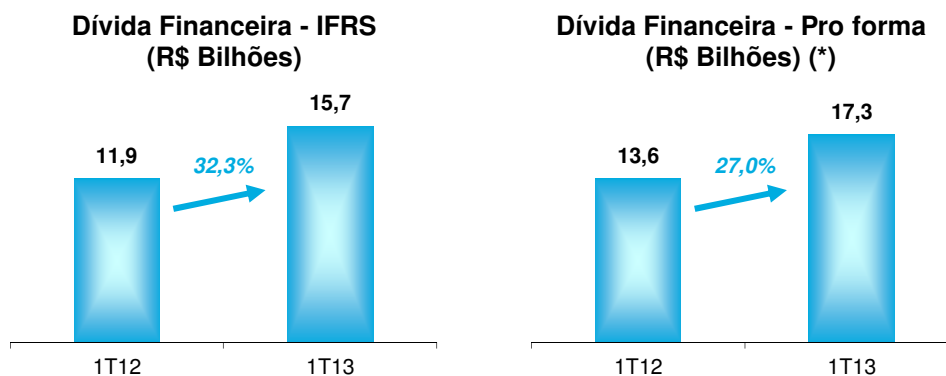
No 1T13, o **lucro líquido** (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional) foi de R\$ 405 milhões, redução de 1,7% (R\$ 7 milhões). Este resultado reflete: (i) a maior despesa com aquisição de energia e encargos em função do despacho térmico mais acentuado ocorrido durante o trimestre, refletido na queda de R\$ 50 milhões do EBITDA (IFRS); e (ii) a maior despesa com depreciação e amortização, fruto da entrada em operação de vários projetos na CPFL Renováveis.

Excluindo a participação dos acionistas não-controladores, o lucro líquido (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional) do 1T13 foi de R\$ 406 milhões, redução de 1,3% (R\$ 5 milhões), em comparação ao lucro líquido de R\$ 411 milhões do 1T12.

Considerando a consolidação proporcional dos projetos de Geração Convencional, os ativos e passivos regulatórios, inclusive efeitos no resultado financeiro (líquidos de impostos) e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **lucro líquido (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrentes)** total seria de R\$ 410 milhões no 1T13, comparado a R\$ 399 milhões no 1T12, aumento de 2,8% (R\$ 11 milhões).

## 6) ENDIVIDAMENTO

### 6.1) Dívida Financeira (Incluindo Hedge)



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

A dívida financeira (incluindo *hedge*) da CPFL Energia atingiu R\$ 15.693 milhões no 1T13, aumento de R\$ 3.835 milhões, ou 32,3%, em relação ao 1T12. Este aumento no endividamento é reflexo, principalmente:

- da consolidação de 100% da dívida da CPFL Renováveis (principal + encargos), que agregou cerca de R\$ 2.010 milhões ao endividamento consolidado da CPFL Energia. Parte destes recursos, cerca de R\$ 524 milhões, foi assumida através das aquisições dos parques eólicos Bons Ventos e dos ativos de cogeração Ester realizadas no período. O montante restante, que totalizou cerca de R\$ 1.486 milhões, se deu através de captações de recursos para pagamento destas aquisições, assim como para a construção dos vários projetos *greenfield*;
- do aumento do endividamento em função de captações líquidas de amortizações no montante de R\$ 1.785 milhões na CPFL Energia ( *Holding*) e demais empresas do Grupo (segmentos de geração convencional, distribuição e comercialização);
- do aumento de outros encargos e atualizações monetárias e cambiais (líquidas de *hedge*) no período, no montante de R\$ 40 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 no montante de R\$ 1.486 milhões e assunções de dívidas no montante de R\$ 524 milhões:
  - + Emissão de debêntures pela CPFL Renováveis (1ª Emissão de R\$ 430 milhões);
  - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Renováveis (origem CPFL), no montante de R\$ 254 milhões;
  - + Captação relacionada à aquisição da Bons Ventos (operação com ações preferenciais resgatáveis), no montante de R\$ 400 milhões;
  - + Emissão de notas promissórias pelo Complexo Eólico Atlântica, no montante de R\$ 230 milhões;
  - + Captações relacionadas à PCH Salto Góes, no montante de R\$ 70 milhões, relativas a financiamento junto ao BNDES;
  - + Captações relacionadas às UTEs Coopcana e Alvorada, no montante de R\$ 98 milhões, relativas a financiamento junto ao BNDES;
  - + Captações relacionadas aos Parques Eólicos Complexo Macacos I (Macacos, Pedra Preta, Costa Branca e Juremas), no montante de R\$ 116 milhões, relativas a financiamento junto ao BNDES;
  - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Renováveis (origem CPFL), no montante de R\$ 47 milhões;
  - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Renováveis (origem ERSA), no montante de R\$ 43 milhões;
  - Amortização relacionada à operação com ações resgatáveis (PCHs Alto Irani e Plano Alto), no montante de R\$ 22 milhões;
  - + Endividamento proveniente da aquisição da Bons Ventos pela CPFL Renováveis, no montante de R\$ 471 milhões, dos quais R\$ 209 milhões são relativos a financiamento junto ao BNDES, R\$ 180 milhões são relativos a financiamento junto ao BNB e R\$ 82 milhões são relativos a financiamento junto ao Nordic Investment Bank (NIB);
  - + Endividamento proveniente da aquisição da UTE Ester pela CPFL Renováveis, no montante de R\$ 53 milhões, relativos a financiamento junto ao BNDES.



- Distribuidoras do Grupo: captações líquidas de amortizações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 2.026 milhões:
  - + Emissões de debêntures pela CPFL Paulista (6ª Emissão de R\$ 660 milhões e 7ª Emissão de R\$ 505 milhões), CPFL Piratininga (6ª Emissão de R\$ 110 milhões e 7ª Emissão de R\$ 235 milhões) e RGE (6ª Emissão de R\$ 500 milhões e 7ª Emissão de R\$ 170 milhões);
  - + Captações de financiamentos, por meio da Lei nº 4131/62, pela CPFL Paulista (R\$ 49 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 64 milhões), RGE (R\$ 223 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 20 milhões), CPFL Leste Paulista (R\$ 25 milhões), CPFL Sul Paulista (R\$ 21 milhões), CPFL Jaguari (R\$ 13 milhões) e CPFL Mococa (R\$ 11 milhões);
  - + Captações de linhas de capital de giro pela CPFL Jaguari (R\$ 19 milhões), CPFL Leste Paulista (R\$ 9 milhões) e CPFL Mococa (R\$ 6 milhões);
  - + Captações líquidas de amortizações de financiamentos junto ao BNDES pelas Distribuidoras do Grupo, totalizando R\$ 269 milhões;
  - Amortizações de principal das debêntures da RGE (3ª Emissão de R\$ 127 milhões) e CPFL Paulista (3ª Emissão de R\$ 427 milhões);
  - Amortizações de financiamentos pela CPFL Paulista (R\$ 124 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 14 milhões), RGE (R\$ 123 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 11 milhões), CPFL Leste Paulista (R\$ 17 milhões), CPFL Sul Paulista (R\$ 10 milhões), CPFL Jaguari (R\$ 4 milhões) e CPFL Mococa (R\$ 6 milhões);
  - Demais amortizações líquidas de captações no montante de R\$ 20 milhões.
- CPFL Geração e Ceran:
  - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Geração (R\$ 49 milhões) e Ceran (R\$ 55 milhões).
- CPFL Brasil e CPFL Serviços: captações líquidas de amortizações totalizando R\$ 13 milhões:
  - + Captação de linha de capital de giro pela CPFL Serviços (R\$ 8 milhões);
  - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Brasil (R\$ 2 milhões) e CPFL Serviços (R\$ 6 milhões);
  - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Brasil (R\$ 3 milhões).
- CPFL Energia (Holding):
  - Amortização de principal das debêntures da CPFL Energia (3ª Emissão de R\$ 150 milhões).

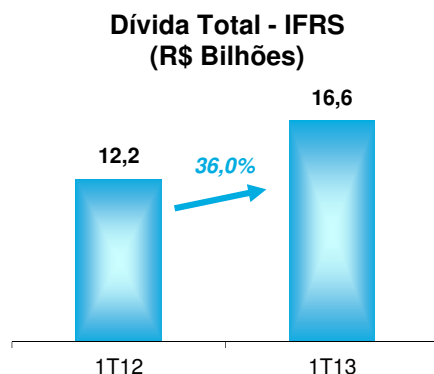
A CPFL Energia adota uma estratégia de *pre-funding*, antecipando-se nas captações de dívidas vincendas num prazo de 18 a 24 meses. A última captação com este propósito foi realizada em fevereiro de 2013 através da emissão de debêntures, no montante total de R\$ 910 milhões. Com isso, a Companhia foi capaz de reduzir o seu custo nominal de dívida em aproximadamente 2,3 ponto percentual para 8,4% a.a., além de alongar o perfil de seu endividamento em 7,1%, de 4,2 para 4,5 anos.

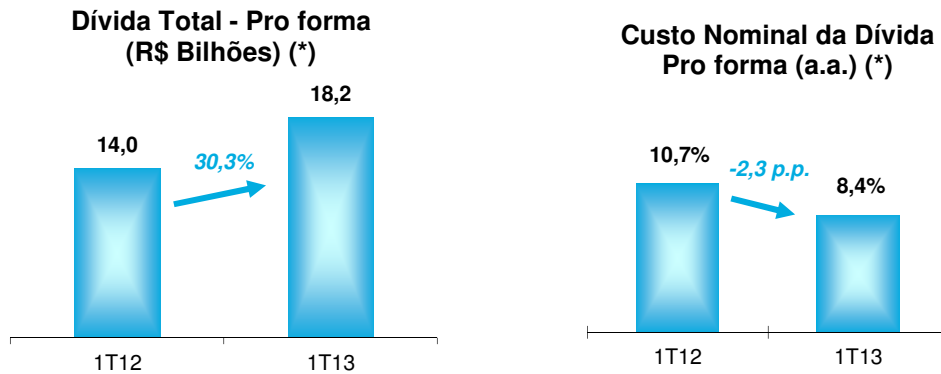
Dívida Financeira - 1T13 - IFRS (R\$ Mil)							
	Encargos		Principal		Total		
	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
<b>Moeda Nacional</b>							
BNDES - Repotenciação	14	-	3.271	609	3.285	609	3.894
BNDES - Investimento	23.285	-	657.882	3.799.060	681.167	3.799.060	4.480.227
BNDES - Bens de Renda	62	-	2.213	6.649	2.275	6.649	8.924
BNDES - Capital de Giro	88	-	20.771	-	20.859	-	20.859
Instituições Financeiras	110.017	41.316	633.574	1.271.314	743.591	1.312.630	2.056.221
Outros	788	-	11.676	22.444	12.464	22.444	34.908
<b>Sub-Total</b>	<b>134.254</b>	<b>41.316</b>	<b>1.329.387</b>	<b>5.100.076</b>	<b>1.463.641</b>	<b>5.141.392</b>	<b>6.605.033</b>
<b>Moeda Estrangeira</b>							
Instituições Financeiras	12.143	-	2.143	2.352.786	14.286	2.352.786	2.367.072
<b>Sub-Total</b>	<b>12.143</b>	<b>-</b>	<b>2.143</b>	<b>2.352.786</b>	<b>14.286</b>	<b>2.352.786</b>	<b>2.367.072</b>
<b>Debêntures</b>							
CPFL Energia	1.548	-	150.000	150.000	151.548	150.000	301.548
CPFL Paulista	29.179	-	-	1.643.971	29.179	1.643.971	1.673.150
CPFL Piratininga	17.693	-	-	762.668	17.693	762.668	780.361
RGE	15.647	-	126.667	737.507	142.314	737.507	879.821
CPFL Santa Cruz	1.566	-	-	64.765	1.566	64.765	66.331
CPFL Brasil	5.873	-	-	227.383	5.873	227.383	233.256
CPFL Geração	55.006	-	-	2.030.517	55.006	2.030.517	2.085.523
CPFL Renováveis	14.862	-	33.950	1.091.950	48.812	1.091.950	1.140.762
<b>Sub-Total</b>	<b>141.374</b>	<b>-</b>	<b>310.617</b>	<b>6.708.761</b>	<b>451.991</b>	<b>6.708.761</b>	<b>7.160.752</b>
<b>Dívida Financeira</b>	<b>287.771</b>	<b>41.316</b>	<b>1.642.147</b>	<b>14.161.623</b>	<b>1.929.918</b>	<b>14.202.939</b>	<b>16.132.857</b>
<b>Hedge</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(130)</b>	<b>(439.240)</b>	<b>(439.370)</b>
<b>Dívida Financeira Incluindo Hedge</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.929.788</b>	<b>13.763.699</b>	<b>15.693.487</b>
Participação sobre o total (%)	-	-	-	-	12,3%	87,7%	100%

Do total do endividamento de R\$ 15.693 milhões no 1T13, R\$ 13.764 milhões (87,7%) são considerados de longo prazo e R\$ 1.930 milhões (12,3%) são considerados de curto prazo. No 1T12, do total de R\$ 11.858 milhões, R\$ 10.085 milhões (85,0%) eram considerados de longo prazo e R\$ 1.773 milhões (15,0%) eram considerados de curto prazo.

A posição de caixa ao final do 1T13 possui índice de cobertura de 1,7x das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até o início do 2T14. Considerando o aporte de R\$ 371 milhões proveniente da CDE – Conta de Desenvolvimento Energético referente à homologação tarifária da CPFL Paulista e esperado para ocorrer em Mai-13, a cobertura de caixa atingiria 1,9x das amortizações de curto-prazo.

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

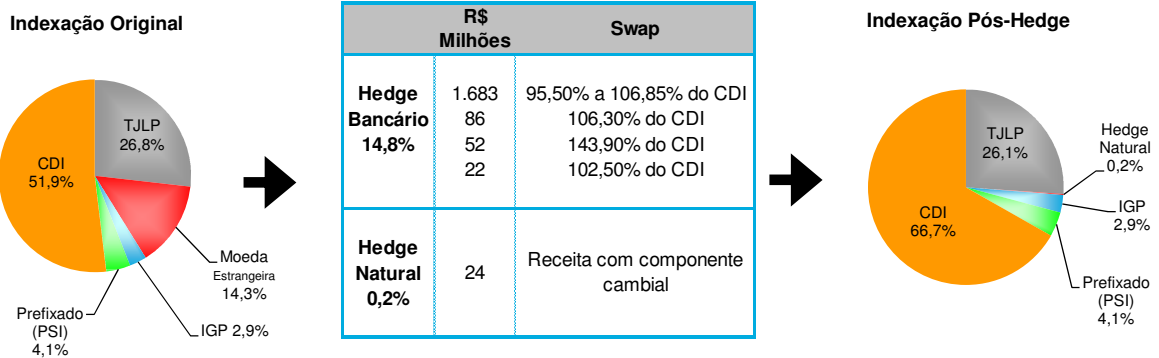




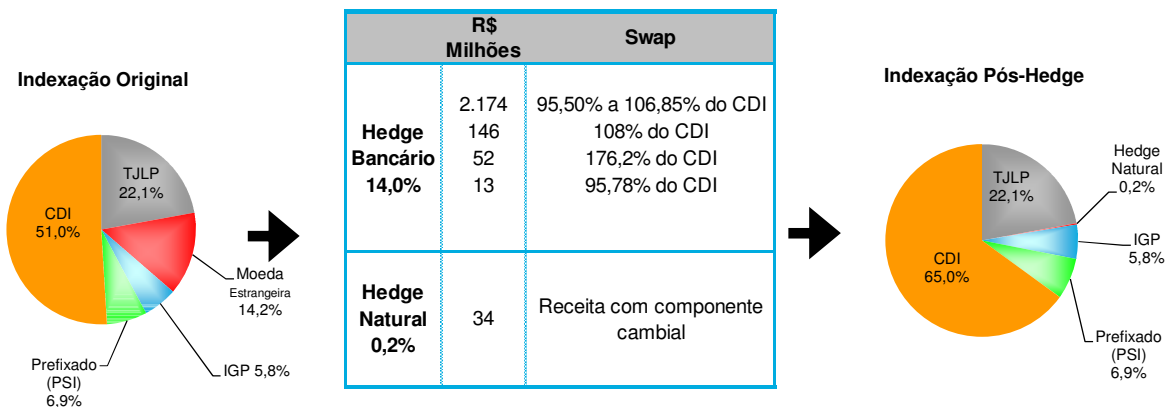
Nota: (\*) Considerando consolidação proporcional da Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa.

A dívida total, que corresponde à soma da dívida financeira, *hedge* (ativo/passivo) e dívida com entidade de previdência privada, atingiu R\$ 16.578 milhões no 1T13, aumento de 36,0%. O seu custo médio nominal passou de 10,7% a.a., no 1T12, para 8,4% a.a., no 1T13, em função da redução do CDI (de 11,4% para 7,5%). (taxas acumuladas nos últimos 12 meses)

### Perfil da Dívida – IFRS – 1T12



### Perfil da Dívida – IFRS – 1T13



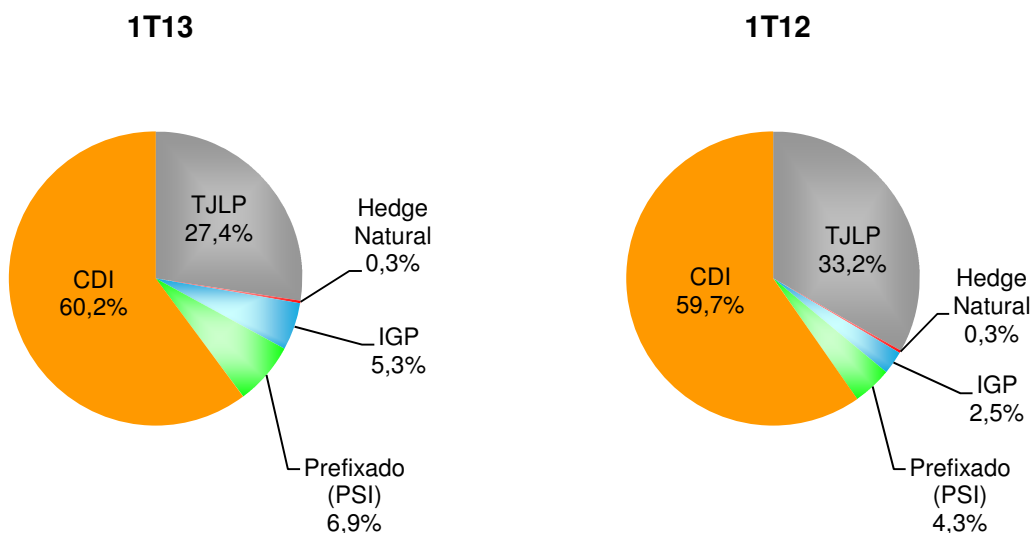
Nota: PSI – Programa de Sustentação do Investimento.

Como consequência das operações de captação e das amortizações realizadas, considerando a indexação pós-*hedge*, podemos observar um crescimento da participação de dívidas prefixadas-PSI (de 4,1%, no 1T12, para 6,9%, no 1T13) e atreladas ao IGP-M/IGP-DI (de 2,9%, no 1T12, para 5,8%, no 1T13), e uma diminuição da participação de dívidas atreladas ao CDI (de 66,7%, no 1T12, para 65,0%, no 1T13) e oriundas do BNDES atreladas à TJLP (de 26,1%, no 1T12, para 22,1%, no 1T13).

A participação de dívidas atreladas à moeda estrangeira seria de 14,3%, 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 0,2% (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. No 1T13, em função das mudanças de práticas contábeis em relação ao registro de planos de previdência complementar (CPC 33), a Companhia registrou um passivo adicional de R\$ 516 milhões em contrapartida ao resultado abrangente. Portanto, não houve trânsito deste montante pelo resultado.

#### Perfil da Dívida – Pro forma (\*) – Indexação Pós-Hedge – 1T13 vs. 1T12



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

### 6.3) Dívida Líquida e Alavancagem

IFRS - R\$ Mil	1T13	1T12	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> )	(15.693.489)	(11.858.122)	32,3%
(+) Disponibilidades	2.772.012	2.672.493	3,7%
<b>(=) Dívida Líquida</b>	<b>(12.921.477)</b>	<b>(9.185.629)</b>	<b>40,7%</b>

Pro forma (*) - R\$ Mil	1T13	1T12	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> )	(17.306.292)	(13.621.893)	27,0%
(+) Disponibilidades	2.845.996	2.707.338	5,1%
<b>(=) Dívida Líquida</b>	<b>(14.460.296)</b>	<b>(10.914.555)</b>	<b>32,5%</b>

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

No 1T13, a dívida líquida atingiu R\$ 12.921 milhões, um aumento de 40,7% ou R\$ 3.736 milhões, em relação à posição de dívida líquida no final do 1T12 no montante de R\$ 9.186 milhões. Este aumento é explicado em função dos seguintes fatores:

- Aumento de R\$ 3.835 milhões no endividamento bruto, conforme descrito no item 6.1;
- Aumento de R\$ 100 milhões no saldo de caixa, de R\$ 2.672 milhões no 1T12 para R\$ 2.772 milhões no 1T13, explicado principalmente por:
  - (i) Geração de caixa das atividades operacionais no período: +R\$ 1.582 milhões;
  - (ii) Pagamento de aquisições (Bons Ventos e Ester): -R\$ 702 milhões;
  - (iii) Investimentos realizados no período: -R\$ 2.439 milhões;
  - (iv) Captações líquidas no período: +R\$ 3.067 milhões;
  - (v) Pagamento de dividendos: -R\$ 1.414 milhões;
  - (vi) Demais movimentações: +R\$ 6 milhões.

Em consonância com os critérios de cálculo de *covenants* financeiros dos contratos de empréstimo junto às instituições financeiras, a dívida líquida é ajustada de acordo com as participações equivalentes da CPFL Energia em cada um dos projetos. Além disso, incluem-se no cálculo do EBITDA ajustado os efeitos da CVA – “Conta de Compensação de Variações da Parcela A”, incluindo o desembolso de R\$ 371 milhões da CDE – Conta de Desenvolvimento Energético referente à homologação tarifária da CPFL Paulista a ser realizado em Mai-13, e o EBITDA histórico dos projetos recém-adquiridos, como Bons Ventos e Ester. Como resultado, a dívida líquida ajustada totalizou R\$ 12.475 milhões e o EBITDA ajustado atingiu R\$ 4.111 milhões, sendo que a relação Dívida Líquida ajustada / EBITDA ajustado ao final do 1T13 alcançou 3,03x. Considerando-se a dívida líquida sem ajuste e o EBITDA reportado IFRS acumulado de 12 meses até o final do 1T13 no valor de R\$ 3.867 milhões, a Companhia teria encerrado o trimestre com uma alavancagem líquida de 3,34x.

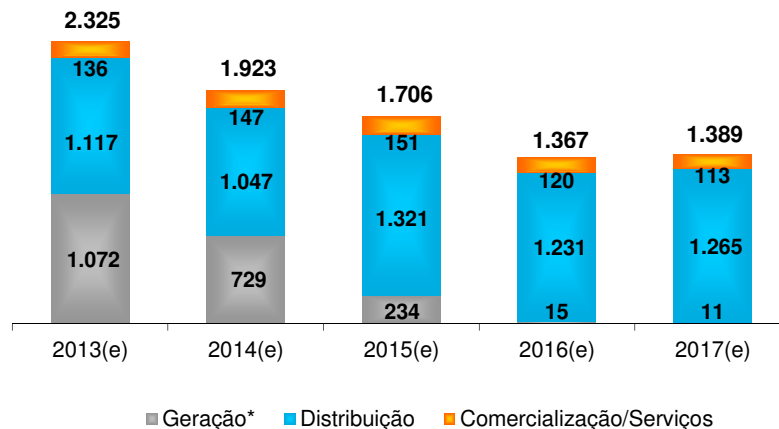
## 7) INVESTIMENTOS

No 1T13, foram realizados investimentos de R\$ 532 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 233 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 296 milhões à geração (R\$ 294 milhões da CPFL Renováveis) e R\$ 3 milhões à comercialização e serviços.

Entre os investimentos da CPFL Energia no 1T13 podemos destacar os realizados nos seguintes segmentos:

- (i) **Distribuição:** foram feitos investimentos na ampliação e no reforço do sistema elétrico para atender ao crescimento de mercado, tanto nas vendas de energia quanto no número de clientes. Também foram feitos investimentos em melhorias e na manutenção do sistema elétrico, em infraestrutura operacional, na modernização dos sistemas de suporte à gestão e operação, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros;
- (ii) **Geração:** foram destinados principalmente às UTEs Alvorada e Coopcana, Parque Eólico Campo dos Ventos II e Complexos Eólicos Macacos I, Atlântica, Campo dos Ventos e São Benedito, empreendimentos em construção.

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



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

## 8) DIVIDENDOS

Em 30 de abril de 2013, foi efetuado o pagamento dos dividendos referentes ao 2S12, 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\$ 456 milhões, equivalente a R\$ 0,473778718 por ação.

Somando o montante de R\$ 640 milhões, referente ao 1S12 (pago em setembro de 2012), o valor total declarado, referente ao ano de 2012, foi de R\$ 1.096 milhões, correspondente a R\$ 1,139118233 por ação.

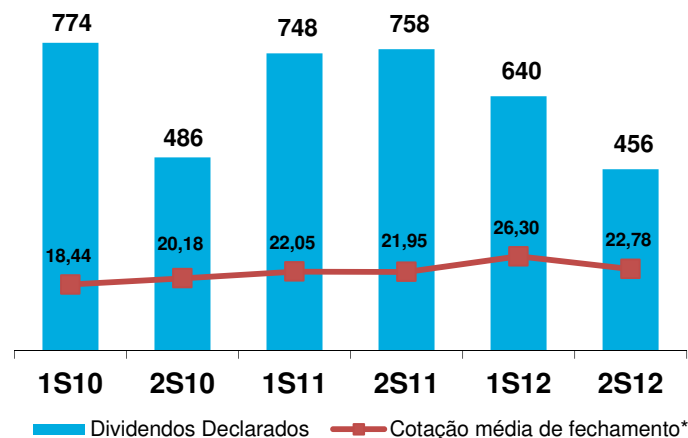
Em 07 de maio de 2013, foi efetuado o pagamento dos dividendos referentes ao 2S12 aos detentores de ADRs, negociadas na Bolsa de Nova York (NYSE). O valor pago equivale a US\$ 0,4621 por ADR.

Dividend Yield - CPFL Energia					
	2S10	1S11	2S11	1S12	2S12
Dividend Yield - últimos 12 meses <sup>(1)</sup>	6,9%	6,0%	7,1%	6,1%	4,6%

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

O *dividend yield* referente ao 2S12, calculado a partir da média das cotações de fechamento do período (R\$ 22,78 por ação) é de 2,1% (4,6% nos últimos 12 meses).

### Distribuição de Dividendos – R\$ Milhões



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

Os montantes declarados respeitam a “política de dividendos” da CPFL Energia, que estabelece que seja distribuído como proventos, na forma de dividendos e/ou juros sobre capital próprio (JCP), o mínimo de 50% do lucro líquido ajustado em bases semestrais. A CPFL Energia tem apresentado um *payout ratio* próximo a 95%, desde o seu IPO, respeitando a constituição da reserva legal de 5%.

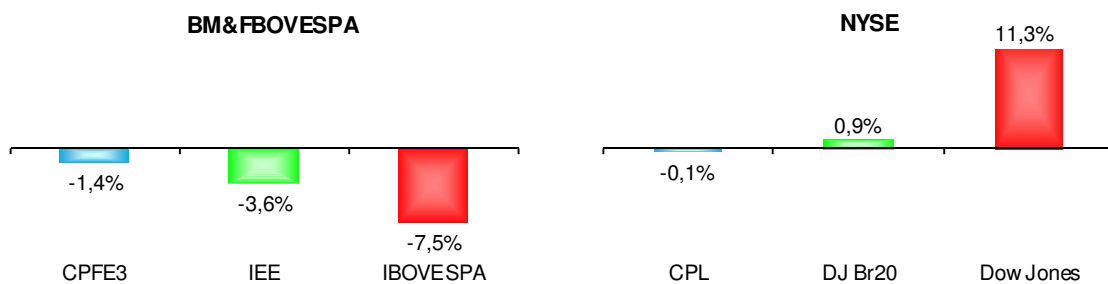
## 9) MERCADO DE CAPITAIS

### 9.1) Desempenho das Ações

A CPFL Energia, atualmente com 30,5% 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.

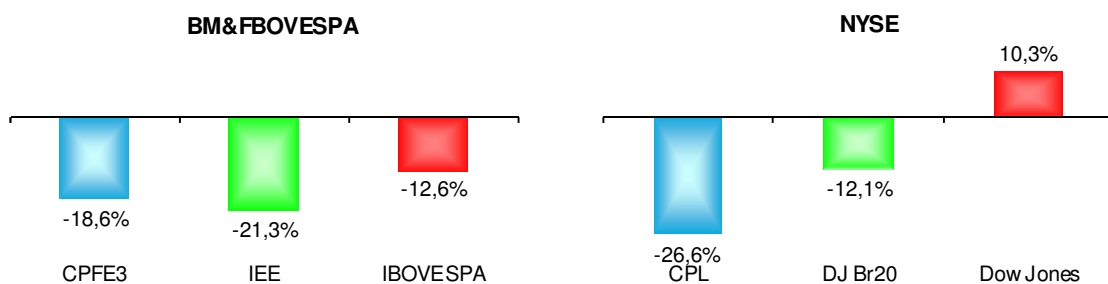
As ações encerraram o período cotadas a R\$ 21,10 por ação e US\$ 20,94 por ADR, respectivamente (cotações de fechamento em 28/03/2013).

#### Desempenho das Ações – 1T13 (com proventos)



No 1T13, as ações da CPFL Energia apresentaram desvalorização de 1,4% na BM&FBOVESPA e de 0,1% na NYSE.

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

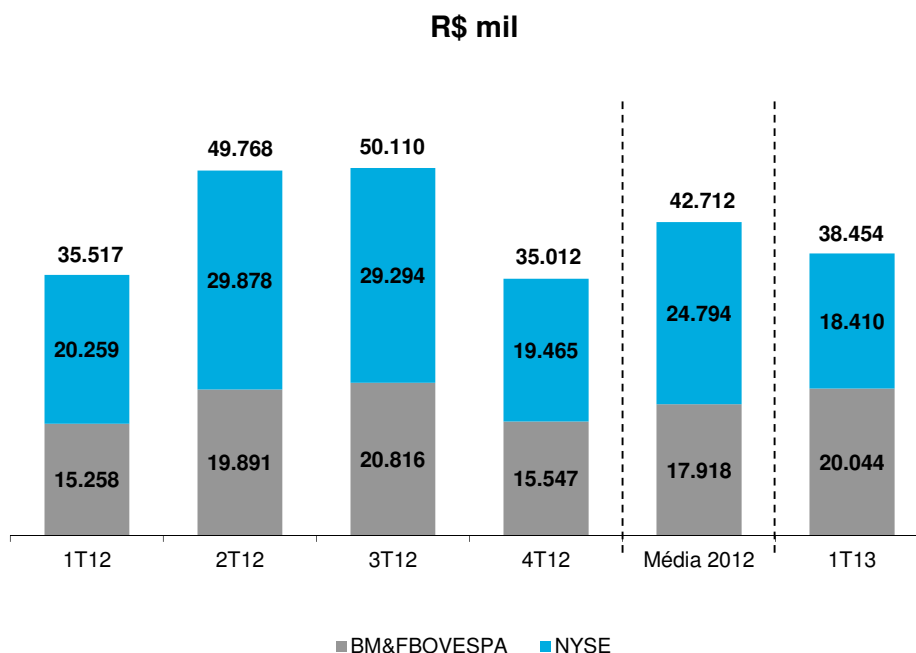


Nos últimos 12 meses, as ações da CPFL Energia apresentaram desvalorização de 18,6% na BM&FBOVESPA e de 26,6% na NYSE.



## 9.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 1T13 foi de R\$ 38,5 milhões, sendo R\$ 20 milhões na BM&FBOVESPA e R\$ 18,4 milhões na NYSE, representando um aumento de 8,3% em relação ao 1T12. O número de negócios realizados na BM&FBOVESPA, por sua vez, aumentou 56,7%, passando de uma média diária de 2.512 negócios, no 1T12, para 3.935 negócios, no 1T13.



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

## 9.3) Ratings

Em fevereiro de 2013, a Fitch e a Standard & Poor's emitiram relatórios reafirmando seus *ratings* de crédito para a CPFL Energia. Dessa forma, a Companhia sustenta o *rating* AA+ em escala nacional, com perspectiva estável, por ambas as agências.

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

<b>Ratings CPFL Energia - Escala Nacional</b>					
<b>Agência</b>		<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>1T13</b>
Standard & Poor's	<i>Rating</i>	brAA+	brAA+	brAA+	brAA+
	<i>Perspectiva</i>	Estável	Estável	Estável	Estável
Fitch Ratings	<i>Rating</i>	AA+ (bra)	AA+ (bra)	AA+ (bra)	AA+ (bra)
	<i>Perspectiva</i>	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, dentre outras competências que lhe são atribuídas pela Lei e pelo Estatuto Social. Suas regras de funcionamento estão definidas em seu Regimento Interno. O órgão é composto por um conselheiro independente e seis conselheiros indicados pelos acionistas controladores, com prazo de mandato de um ano sendo permitida a reeleição. O Conselho se reúne ordinariamente uma vez por mês e, extraordinariamente, sempre que necessário, elegendo, dentre seus membros, um presidente e um vice-presidente. Nenhum conselheiro integra a Diretoria Executiva da companhia.

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

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

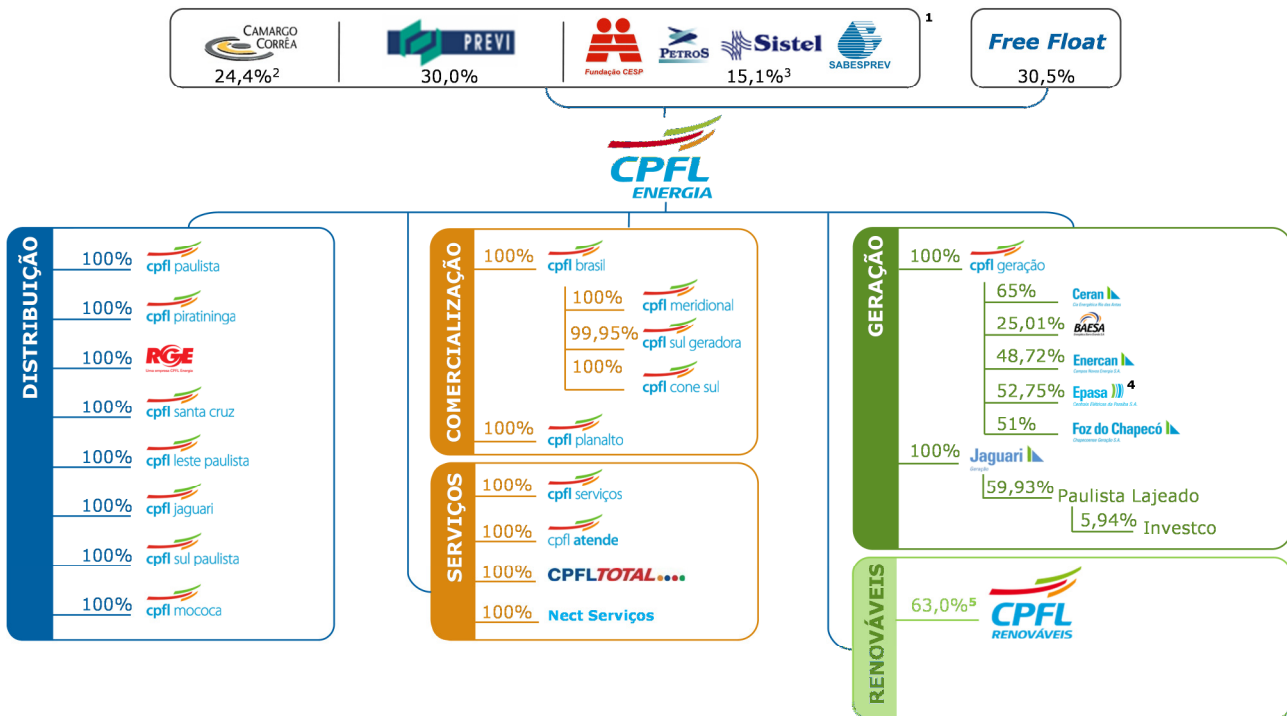
Durante o ano de 2011, o estatuto social da CPFL Energia sofreu ajustes, adequando-o ao novo regulamento de listagem do Novo Mercado. Com a introdução do Programa de Transformação, a composição e as competências da diretoria também foram alteradas, extinguindo os cargos de três vice-presidentes (Distribuição,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

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

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

## 11) ESTRUTURA SOCIETÁRIA – 31/03/2013

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) UTEs Termoparaíba e Termonordeste;
- (5) CPFL Energia detém 63,0% de participação indireta na CPFL Renováveis por meio da CPFL Geração.

### 11.1) Movimentação de Ações Vinculadas dentro do Bloco de Controle da CPFL Energia

Em 28 de março de 2013, a CPFL Energia emitiu Fato Relevante informando que, nos termos do Instrumento Particular de Outorga de Opções Sucessivas de Compra e Venda de Ações e Outros Pactos (“Instrumento de Outorga de Opção de Compra”), celebrado em 17 de julho de 2002, foi concluída a operação do exercício da opção de compra (“Operação de Opção de Compra”) da totalidade das ações adicionais, correspondente a 4% (quatro por cento) das ações (“Ações”) vinculadas ao Acordo de Acionistas da CPFL Energia (“Ações Vinculadas”), pela Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações (“Energia SP FIA”), sucessor legítimo da Bonaire Participações S.A. (“Bonaire”).

Na referida Operação de Opção de Compra, em 25 de março de 2013, a Camargo Corrêa S.A. (“CCSA”) alienou ao Energia SP FIA, 11.804.530 (onze milhões, oitocentas e quatro mil, quinhentas e trinta) Ações Vinculadas, e a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (“PREVI”) alienou ao Energia SP FIA 9.897.860 (nove milhões, oitocentas e noventa e sete mil, oitocentas e sessenta) Ações Vinculadas.

Na mesma data (25 de março de 2013), a VBC Energia S.A. (“VBC”), transferiu à ESC Energia S.A. (“ESC Energia”) 9.897.860 Ações Vinculadas, a título de aporte em integralização de aumento de capital social. VBC e ESC Energia são sociedades integrantes do Grupo Camargo Corrêa, sendo a segunda subsidiária integral da primeira.

## 11.2) Reestruturação Societária CPFL Brasil e CPFL Geração

Em 28 de março de 2013, a CPFL Energia e a CPFL Geração emitiram Fato Relevante informando que, de forma a promover a centralização das atividades de geração de energia na CPFL Geração, foi realizada, nesta data, a operação de cisão parcial (“Operação”) da CPFL Comercialização Brasil S.A. (“CPFL Brasil”), que resultou na transferência para CPFL Geração dos ativos e passivos (“Acervo”) relacionados ao investimento de 27,51% (vinte e sete, vírgula cinquenta e um por cento), detido pela CPFL Brasil na CPFL Energias Renováveis S.A. (“CPFL Renováveis”), passando a CPFL Geração a deter 63% (sessenta e três por cento) do capital social da CPFL Renováveis.

Concluída a Operação as ações de emissão da CPFL Renováveis, objeto da Operação, continuarão sujeitas às disposições do Acordo de Acionistas da CPFL Renováveis (“Acordo”), ficando a CPFL Brasil e a CPFL Geração solidariamente responsáveis pelas obrigações assumidas, nos termos da subcláusula 10.2 do referido Acordo.

## 12) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

### 12.1) Segmento de Distribuição

#### 12.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (Pro-forma - R\$ Mil)			
	1T13	1T12	Var.
<b>Receita Operacional Bruta (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>3,830,595</b>	<b>4,164,860</b>	<b>-8.0%</b>
<b>Receita Operacional Bruta (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)<sup>(1)</sup></b>	<b>3,924,003</b>	<b>4,029,369</b>	<b>-2.6%</b>
<b>Receita Líquida (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>2,657,310</b>	<b>2,599,423</b>	<b>2.2%</b>
<b>Receita Líquida (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)<sup>(1)</sup></b>	<b>2,752,937</b>	<b>2,489,520</b>	<b>10.6%</b>
Custo com Energia Elétrica	(1,505,974)	(1,651,566)	-8.8%
Custos e Despesas Operacionais	(785,219)	(668,130)	17.5%
Resultado do Serviço	624,745	549,036	13.8%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(2)</sup></b>	<b>733,538</b>	<b>619,267</b>	<b>18.5%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)<sup>(3)</sup></b>	<b>660,243</b>	<b>603,083</b>	<b>9.5%</b>
Resultado Financeiro	(18,375)	(62,510)	-70.6%
Lucro antes da Tributação	606,370	486,526	24.6%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>397,930</b>	<b>315,555</b>	<b>26.1%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios - Não-recorrentes)<sup>(4)</sup></b>	<b>351,023</b>	<b>303,450</b>	<b>15.7%</b>

Notas:

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

A receita operacional bruta (IFRS + Receita de construção) no 1T13 atingiu R\$ 4.089 milhões, representando uma redução de 7,8% (R\$ 345 milhões). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente, no mesmo valor), a receita operacional bruta seria de R\$ 3.831 milhões, uma redução de 8,0% (R\$ 334 milhões).

A redução da receita operacional bruta se deu principalmente pelos seguintes fatores:

- Aumento de 1,9% no volume de vendas para o mercado cativo, no valor de R\$ 101 milhões (mercado + mix)
- Reajuste tarifário médio negativo das distribuidoras de -12,57%, no período entre 1T12 e 1T13, no valor de R\$ 503 milhões em virtude 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, a redução da CDE e a redução dos custos de transmissão.
- Redução de 24,0% (R\$ 83 milhões) na receita bruta de TUSD de clientes livres
- Aumento de R\$ 22 milhões em Outras Receitas
- Aumento de R\$ 118 milhões devido ao aporte CDE, conforme previsto na Medida Provisória n° 579, de 11 de setembro de 2012 (convertida na Lei n° 12.783 de 11 de janeiro de 2013) que determinou que os recursos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários passaram a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE. No primeiro trimestre de 2013, foi registrada receita de R\$ 118 milhões, sendo R\$ 21 milhões

referentes à subvenção baixa renda e R\$ 97 milhões referentes a outros descontos tarifários.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 1.173 milhões, representando uma redução de 25,1% (R\$ 392 milhões), devido aos seguintes reduções:

- (i) de 82,4% na CCC (R\$ 161 milhões);
- (ii) de 73,4% na CDE (R\$ 107 milhões);
- (iii) de 15,4% na PIS e Cofins (R\$ 59 milhões);
- (iv) de 4,9% no ICMS (R\$ 37 milhões);
- (v) de 100,0% na RGR (R\$ 26 milhões);
- (vi) de 19,3% (R\$ 7 milhões) no Programa de P&D e eficiência energética.

Essas reduções foram parcialmente compensadas pelo aumento de 31,7% no Proinfa (R\$ 5 milhões).

Além disso, a contabilização (no montante de R\$ 23 milhões) dos créditos fiscais de PIS e Cofins sobre depreciação e amortização das distribuidoras também beneficiaram a redução deste item. No 1T12, esses créditos eram registrados na linha de despesa de “depreciação e amortização” e, no 1T13 foram registrados na linha de “deduções da receita operacional” para melhor adequação contábil.

A receita operacional líquida (IFRS + Receita de construção) atingiu R\$ 2.916 milhões no 1T13, representando um aumento de 1,6% (R\$ 47 milhões). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional líquida seria de R\$ 2.657 milhões, um crescimento de 2,2% (R\$ 58 milhões).

## Custo com Energia Elétrica

O custo com energia elétrica, composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 1.506 milhões no 1T13, representando uma redução de 8,8% (R\$ 146 milhões):

- O custo da energia comprada para revenda no 1T13 foi de R\$ 1.397 milhões, o que representa um aumento de 5,3% (R\$ 71 milhões), devido aos seguintes efeitos:
  - (i) Aumento de 30,0% no custo com energia adquirida no ambiente regulado (R\$ 333 milhões), devido ao aumento de 31,4% no preço médio de compra parcialmente compensado pela redução de 1,1% (93 GWh) na quantidade de energia comprada;
  - (ii) Aumento de 308,8% no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 128,0 milhões); devido ao aumento de 400,0% no preço médio de compra parcialmente compensado pela redução de 18,2% (127 GWh) na quantidade de energia comprada;
  - (iii) Aumento de 17,5% no custo de energia de Itaipu (R\$ 44 milhões), decorrente principalmente do aumento de 18,4% no preço médio de compra;
  - (iv) Aumento de 8,1% no custo com Proinfa (R\$ 5 milhões), devido ao aumento de 17,2% no preço médio de compra, parcialmente compensado pela redução de 7,8% (20 GWh) na quantidade de energia comprada.

Parcialmente compensados por:

- (v) Aumento de R\$ 432 milhões devido ao aporte CDE, conforme previsto pelo Decreto 7.945
- Aumento dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir da compra de energia (R\$ 7 milhões);
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição atingiram R\$ 109 milhões no 1T13, redução de 66,4% (R\$ 216 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 734,6% nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 215 milhões), devido principalmente aos aumentos de R\$109 milhões na CPFL Paulista, R\$ 47 milhões na CPFL Piratininga e de R\$ 45 milhões na RGE;
- (ii) Redução dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir dos encargos (R\$ 22 milhões).

Parcialmente compensados por:

- (iii) Aporte de R\$ 266 milhões devido ao aporte CDE, conforme previsto pelo Decreto 7.945;
- (iv) Redução de 56,5% nos encargos da rede básica (R\$ 152 milhões), devido principalmente as reduções de 58,8% (R\$ 80 milhões) na CPFL Paulista, de 49,0% na RGE (R\$ 24 milhões) e de 56,4% (R\$ 37 milhões) na CPFL Piratininga em virtude dos efeitos da MP 579/2012 (convertida na Lei 12.783 em janeiro de 2013), através da qual, houve redução dos custos de transmissão.
- (v) Redução de 63,2% nos encargos de Itaipu (R\$ 15 milhões);
- (vi) Redução nos encargos de energia de reserva (R\$ 13 milhões);
- (vii) Redução de 38,2% nos encargos de conexão (R\$ 7 milhões);

## Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 785 milhões no 1T13, registrando um aumento de 17,5% (R\$ 117 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Redução de 4,0% (R\$ 11 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\$ 259 milhões no 1T13, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- Entidade de Previdência Privada, item que representava uma receita de R\$ 2 milhões no 1T12, em virtude da mudança de prática e impactos da revisão do CPC 33– Benefícios a empregados que passou a ser adotado em 1º de janeiro de 2013, passou a representar uma despesa de R\$ 9 milhões no 1T12, No 1T13, essa despesa subiu para R\$ 20 milhões, resultando em uma variação negativa de R\$ 11 milhões. Essa variação é decorrente dos impactos das estimativas esperadas sobre os ativos e passivos atuariais, em consonância com as Deliberações CVM nºs 371/00 e 600/09, conforme definido no Laudo Atuarial;
- Depreciação e Amortização, que apresentou um aumento líquido de 54,9% (R\$ 39 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Efeito da contabilização, no montante de R\$ 16 milhões, dos créditos fiscais de PIS e Cofins sobre depreciação e amortização. No 1T12, esses créditos eram registrados na linha de despesa de “depreciação e amortização” e, no 1T13 foram registrados na linha de “deduções da receita operacional” para melhor adequação contábil;
  - (ii) Aumento de R\$ 23 milhões devido ao aumento na amortização do intangível de infraestrutura de distribuição devido a novos investimentos
- PMSO, item que atingiu R\$ 397 milhões no 1T13, comparado a R\$ 319 milhões no 1T12, registrando um aumento de 24,5% (R\$ 78 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação com o 1T12):
  - (i) Aumento **não-recorrente** nas despesas legais, judiciais e indenizações (R\$ 73 milhões);
  - (ii) Aumento **não-recorrente** relacionado à inventário físico de ativos referente a implantação do MCSPE no 1T12 (R\$ 5 milhões)

Desconsiderando os efeitos mencionados, o PMSO do 1T13 seria de R\$ 324 milhões, comparado a R\$ 314 milhões no 1T12, um **aumento de 3,2% (R\$ 10 milhões)**.

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

- (i) Gastos com pessoal, que registraram aumento líquido de 9,6% (R\$ 11 milhões), decorrente principalmente: (i) do acordo coletivo de 2012, que reajustou os salários em 6,27% em média (R\$ 6 milhões), (ii) desligamentos de pessoal (R\$ 1 milhão) e demais aumentos (R\$ 4 milhões)
- (ii) Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 9,4% (R\$ 6 milhões), devido principalmente aos aumentos:
  - ✓ Na CPFL Paulista (R\$ 6,0 milhões), decorrente de perda na alienação/desativação de bens.

Parcialmente compensados por:

- (iii) Gastos com serviços de terceiros, que registraram redução de 6,7% (R\$ 7 milhões), devido principalmente à redução dos gastos com manutenção em subestações.

## 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 acréscimo de custo de R\$ 147 milhões no 1T13 e de R\$ 21 milhões no 1T12 (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 1T13 totalizou R\$ 734 milhões, registrando um aumento de 18,5% (R\$ 114 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios e expurgando os efeitos não-recorrentes e o resultado de entidade de previdência privada, o **EBITDA recorrente (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrentes)** registrou R\$ 660 milhões no 1T13 comparado a R\$ 598 milhões no 1T12, um aumento de 10,4% (R\$ 62 milhões).

## Resultado Financeiro

No 1T13, a despesa financeira líquida foi de R\$ 18 milhões, comparada a uma despesa financeira líquida de R\$ 63 milhões no 1T12 (R\$ 45 milhões)

Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Receitas Financeiras: aumento de 34,3% (R\$ 32 milhões), passando de R\$ 93 milhões no 1T12 para R\$ 125 milhões no 1T13 devido principalmente aos seguintes fatores:
  - ✓ Receita financeira nas empresas do segmento de Distribuição devido a atualização monetária do ativo financeiro (R\$ 31 milhões) (CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa)



- ✓ Acréscimos e multas moratórias (R\$ 3 milhões);
- ✓ Aumento no deságio na aquisição de crédito de ICMS (R\$ 3 milhões).
- ✓ Aumento em atualizações monetárias e cambiais (R\$ 2 milhões)

Parcialmente compensados por:

- ✓ Atualização de depósitos judiciais (R\$ 6 milhões)
  - ✓ Redução em rendas de aplicações financeiras (R\$ 2 milhões) em virtude da redução do CDI;
- (ii) Despesas Financeiras: redução de 7,9% (R\$ 12 milhões), passando de R\$ 155 milhões no 1T12 para R\$ 143 milhões no 1T13, devido principalmente aos seguintes fatores:
- ✓ Redução nos encargos de dívidas e nas atualizações monetárias e cambiais (R\$ 16 milhões) devido principalmente à redução dos indicadores que atualizam as dívidas;
  - ✓ Redução em outras despesas financeiras (R\$ 3 milhões)

## Lucro Líquido

No 1T13, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 398 milhões, aumento de 26,1% (R\$ 82 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios, inclusive efeitos no resultado financeiro (líquidos de impostos) e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **lucro líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios – Não-Recorrentes)** seria de R\$ 351 milhões no 1T13, comparado a R\$ 303 milhões no 1T12, um aumento de 16,0% (R\$ 48 milhões).

### 12.1.2) 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

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

Notas:

- (1) Data prorrogada pela Aneel, por meio da Resolução Homologatória nº 1.223, de 18 de outubro de 2011;
- (2) Datas prorrogadas pela Aneel, por meio das Resoluções Homologatórias nº 1.253, 1.254, 1.255, 1.256 e 1.258, de 31 de janeiro de 2012.

## CPFL Piratininga

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

Em 2 de outubro de 2012, por meio da Resolução Homologatória nº 1.364, a Aneel reposicionou as tarifas de energia elétrica da CPFL Piratininga em -5,43%, sendo -4,45% relativos ao Reposicionamento Tarifário e -0,98% referentes aos componentes financeiros externos ao Reposicionamento Tarifário, correspondendo a um efeito médio de -6,78% a ser percebido pelos consumidores. As novas tarifas entraram em vigor em 23 de outubro de 2012, juntamente com o novo reajuste tarifário, conforme mencionado no item “12.1.3”.

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

Em 20 de dezembro de 2011, devido à homologação tardia das metodologias do 3º ciclo de revisões tarifárias, e por meio da Resolução Normativa nº 471, a Aneel facultou a prorrogação das tarifas vigentes às concessionárias que seriam submetidas à revisão tarifária, e estabeleceu que os efeitos resultantes da revisão tarifária fossem aplicados às tarifas a partir da data do próximo reajuste tarifário (fevereiro de 2013 para essas distribuidoras), incluindo seus efeitos retroativos.. No caso das distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa, as Resoluções Homologatórias nº 1.253, 1.254, 1.255, 1.256 e 1.258, de 31 de janeiro de 2012, concederam a prorrogação das tarifas então vigentes.

No dia 11 de dezembro de 2012, a Aneel reposicionou as tarifas de energia elétrica dessas distribuidoras, conforme tabela abaixo:

Revisão Tarifária Periódica (RTP)	CPFL Jaguari	CPFL Leste Paulista	CPFL Mococa	CPFL Santa Cruz	CPFL Sul Paulista
	REH 1393/2012	REH 1394/2012	REH 1392/2012	REH 1391/2012	REH 1390/2012
Reposicionamento Tarifário	-7,15%	-2,20%	7,20%	4,36%	-4,41%
Componentes financeiros	0,05%	2,28%	1,80%	3,74%	0,69%
<b>Efeito médio</b>	<b>-7,10%</b>	<b>0,08%</b>	<b>9,00%</b>	<b>8,10%</b>	<b>-3,72%</b>
Percepção do consumidor	-7,33%	-1,25%	6,34%	-4,66%	-5,02%

## CPFL Paulista

Em 4 de abril de 2013, por meio da Resolução Homologatória nº 1.504, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Paulista em 5,48%, sendo 4,53% relativos ao Reajuste Tarifário e 0,95% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário Anual, correspondendo a um efeito médio de 6,18% a ser percebido pelos consumidores. As novas tarifas entraram em vigor em 8 de abril de 2013.

## RGE

Em 27 de fevereiro de 2013, a Aneel encaminhou à RGE a proposta preliminar do 3º ciclo de revisão tarifária periódica.

Em reunião com a Aneel ocorrida em 08 de março, a RGE apresentou sugestões, sendo que parte delas foi incorporada pela Aneel à proposta descrita na Nota Técnica 64/2013-SRE, de 19 de março de 2013.

Em 28 de março, a Aneel abriu a Audiência Pública nº 023/2013 com período para envio de contribuição até 30 de abril e realização da Reunião Presencial no dia 25 de abril de 2013. A referida audiência pública teve como objetivo obter subsídios para o aprimoramento da revisão tarifária da distribuidora e para a definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade DEC e FEC para o período de 2014 a 2018.

A estimativa é que até o início do mês de junho se conclua o processo de revisão tarifária da RGE, com o envio de proposta da Aneel à RGE e a aprovação do reposicionamento tarifário pela Diretoria da Aneel.

A aplicação da nova metodologia para a RGE ocorrerá no dia 19 de junho de 2013.

### 12.1.3) Reajuste Tarifário

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

### CPFL Piratininga

Em 16 de outubro de 2012, por meio da Resolução Homologatória nº 1.369, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Piratininga em 8,79%, sendo 7,71% relativos ao Reajuste Tarifário e 1,08% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 5,50% a ser percebido pelos consumidores. Este Reajuste Tarifário é a soma do Reajuste Tarifário Anual com o Reposicionamento Tarifário mencionado no item "12.1.2", além de considerar a devolução da tarifa congelada (1/3). As novas tarifas entraram em vigor em 23 de outubro de 2012.

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

Em 29 de janeiro de 2013, a Aneel publicou, no Diário Oficial da União, os Índices dos Reajustes Tarifários Anuais de 2013 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	1.474	1.484	1.475	1.479	1.476
IRT Econômico	-1,83%	6,98%	10,76%	7,96%	12,15%
Componentes Financeiros	8,83%	-4,71%	-8,06%	-1,47%	-2,82%
<b>IRT Total</b>	<b>7,00%</b>	<b>2,27%</b>	<b>2,71%</b>	<b>6,48%</b>	<b>9,32%</b>
<b>Efeito Médio</b>	<b>5,10%</b>	<b>2,21%</b>	<b>2,68%</b>	<b>3,36%</b>	<b>-0,94%</b>

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.

## RGE

Em 5 de junho de 2012, por meio da Resolução Homologatória nº 1.294, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em 11,51%, sendo 0,49% relativos ao Reajuste Tarifário e 11,02% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário Anual, correspondendo a um efeito médio de 3,38% a ser percebido pelos consumidores cativos. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2012 e ficaram vigentes até 23/01/2013, quando foi homologada a Revisão Extraordinária, cujas tarifas ficarão vigentes até 18/06/2013.

### 12.1.4) Revisão tarifária extraordinária

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.

As revisões tarifárias extraordinárias são demonstradas, por distribuidora, na tabela a seguir:

Revisão Tarifária Extraordinária (RTE)	RGE	CPFL Paulista	CPFL Mococa	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari	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%
<b>IRT Total</b>	<b>-11,4%</b>	<b>-15,8%</b>	<b>-5,8%</b>	<b>-18,4%</b>	<b>-25,4%</b>	<b>-14,9%</b>	<b>-3,1%</b>	<b>-10,2%</b>
<b>Efeito médio</b>	<b>-22,8%</b>	<b>-20,4%</b>	<b>-24,4%</b>	<b>-23,8%</b>	<b>-25,3%</b>	<b>-26,4%</b>	<b>-23,7%</b>	<b>-26,7%</b>

### 12.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

DRE Consolidado - Comercialização e Serviços (Pro-forma - R\$ Mil)			
	1T13	1T12	Var.
<b>Receita Operacional Bruta (IFRS)</b>	<b>639.188</b>	<b>470.707</b>	<b>35,8%</b>
Receita Operacional Líquida	565.979	415.254	36,3%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>21.519</b>	<b>86.939</b>	<b>-75,2%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>14.866</b>	<b>37.807</b>	<b>-60,7%</b>

Nota:

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

## Receita Operacional

No 1T13, a receita operacional bruta atingiu R\$ 639 milhões, representando um aumento de 35,8% (R\$ 168 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 566 milhões, representando um aumento de 36,3% (R\$ 151 milhões).

## EBITDA

No 1T13, o EBITDA atingiu R\$ 22 milhões, redução de 75,2% (R\$ 65 milhões).

## Lucro Líquido

No 1T13, o lucro líquido foi de R\$ 15 milhões, redução de 60,7% (R\$ 23 milhões).

## 12.3) Segmento de Geração Convencional

### 12.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional (Pro-forma - R\$ Mil)			
	1T13	1T12	Var.
<b>Receita Operacional Bruta (IFRS + Consolidação Proporcional Geração)</b>	<b>457.939</b>	<b>385.670</b>	<b>18,7%</b>
Receita Operacional Líquida	425.235	361.204	17,7%
Custo com Energia Elétrica	(122.773)	(31.821)	285,8%
Custos e Despesas Operacionais	(129.815)	(99.498)	30,5%
Resultado do Serviço	172.647	229.885	-24,9%
<b>EBITDA (IFRS + Consolidação Proporcional Geração)<sup>(1)</sup></b>	<b>235.123</b>	<b>294.981</b>	<b>-20,3%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Consolidação Proporcional Geração - Não-recorrentes)<sup>(2)</sup></b>	<b>313.955</b>	<b>294.981</b>	<b>6,4%</b>
Resultado Financeiro	(101.202)	(103.442)	-2,2%
Lucro antes da Tributação	71.445	126.443	-43,5%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Consolidação Proporcional Geração)</b>	<b>46.717</b>	<b>83.985</b>	<b>-44,4%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Consolidação Proporcional Geração - Não-recorrentes)<sup>(3)</sup></b>	<b>98.746</b>	<b>83.985</b>	<b>17,6%</b>

Notas:

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

(2) O EBITDA (IFRS - Não-Recorrentes – Entidade de Previdência Privada) exclui os efeitos não-recorrentes e o resultado de entidade de previdência privada;

(3) O Lucro Líquido (IFRS - Não-Recorrentes) exclui os efeitos não-recorrentes;

## Receita Operacional

No 1T13, a receita operacional bruta atingiu R\$ 458 milhões, representando um aumento de 18,74% (R\$ 72 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 425 milhões, representando um aumento de 17,7% (R\$ 64 milhões).

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

- (i) Incremento de receita da Epasa no montante de R\$ 48,3 milhões, devido aos seguintes fatores:
  - ✓ Despacho térmico determinado pelo ONS nos primeiros meses de 2013 (R\$ 19,6 milhões);
  - ✓ Liquidação financeira a PLD referente à compra de lastro (R\$ 28,7 milhões).
- (ii) Incremento de receita advindo de Enercan e Baesa, no montante de R\$ 23,4 milhões, decorrente da maior venda de energia nos contratos destas usinas.

## Custo com Energia Elétrica

No 1T13, o custo com energia elétrica foi de R\$ 122,8 milhões, representando um aumento de 285,8% (R\$ 91,0 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Aumento **não-recorrente** no custo da energia comprada para revenda referente à geração a menor dentro do MRE (GSF), que passou de R\$ 13,5 milhões no 1T12 para R\$ 104,8 milhões no 1T13.
- (ii) Essa variação decorre também das compras de energia para lastro pelas usinas da Epsa (R\$ 25,8 milhões).

## Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 130 milhões no 1T13, comparados a R\$ 100 milhões no 1T12, um aumento de 30,5 % (R\$ 30,3 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) PMSO, item que atingiu R\$ 67 milhões, registrando um aumento de R\$ 32,4 milhões, devido principalmente aos seguintes fatores (que devem ser expurgados para fins de melhor comparação com o 1T12):
  - ✓ Despesas adicionais de materiais referentes à aquisição de óleo combustível pela Epsa, devido ao despacho das térmicas (R\$ 17,4 milhões);
  - ✓ Aumento **não-recorrente** da baixa de ativos (R\$ 12,5 milhões).

Desconsiderando os efeitos mencionados, o PMSO do 1T13 seria de R\$ 37,2 milhões, comparado a R\$ 34,8 milhões no 1T12, um aumento de 6,8 % (R\$ 2,4 milhões).

- (ii) Depreciação e Amortização, item que atingiu R\$ 62,5 milhões, registrando uma redução líquida de 4,3 % (R\$ 2,6 milhões), em relação a 1T12 (R\$ 65,1 milhões).

## EBITDA

No 1T13, o **EBITDA (IFRS)** foi de R\$ 235,1 milhões, redução de 20,3% (R\$ 59,9 milhões).

Expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA ajustado (IFRS – Não-Recorrentes)** seria de R\$ 314,0 milhões no 1T13, comparado a R\$ 295,0 milhões no 1T12, um aumento de 6,4% (R\$ 19,0 milhões).

## Resultado Financeiro

No 1T13, o resultado financeiro líquido foi de R\$ 101,2 milhões, representando uma redução de 2,2% (R\$ 2,2 milhões) em relação a 1T12. Dessa variação, as Despesas Financeiras passaram de R\$ 115,9 milhões no 1T12 para R\$ 113,3 milhões no 1T13 (redução de R\$ 2,5 milhões), enquanto as Receitas Financeiras passaram de R\$ 12,4 milhões no 1T12 para R\$ 12,1 milhões no 1T13 (redução de R\$ 0,3 milhões).

## Lucro Líquido

No 1T13, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 46,7 milhões.

Expurgando os efeitos não-recorrentes, o **lucro líquido ajustado (IFRS – Não-Recorrentes)** seria de R\$ 98,7 milhões no 1T13, comparado a R\$ 84,0 milhões no 1T12, um aumento de 17,6% (R\$ 14,8 milhões).

## 12.4) CPFL Renováveis

### 12.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - CPFL Renováveis (Pro-forma - R\$ Mil)			
	1T13	1T12	Var.
<b>Receita Operacional Bruta (IFRS)</b>	<b>244.624</b>	<b>143.244</b>	<b>70,8%</b>
Receita Operacional Líquida	228.986	134.661	70,0%
Custo com Energia Elétrica	(43.209)	(22.951)	88,3%
Custos e Despesas Operacionais	(130.129)	(79.686)	63,3%
Resultado do Serviço	55.648	32.024	73,8%
<b>EBITDA (IFRS) <sup>(1)</sup></b>	<b>140.314</b>	<b>79.553</b>	<b>76,4%</b>
Resultado Financeiro	(65.673)	(22.630)	190,2%
Lucro antes da Tributação	(10.024)	9.395	-206,7%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>(15.157)</b>	<b>11.030</b>	<b>-237,4%</b>

Nota:

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

### Variações no DRE da CPFL Renováveis

No 1T13, 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) Aquisição dos parques eólicos Bons Ventos (157,5 MW) em junho de 2012 e dos ativos de co-geração à biomassa da Usina Ester (40 MW) em outubro de 2012;
- (ii) Início das operações das UTEs Bio Ipê e Bio Pedra em maio de 2012;
- (iii) Início das operações dos parques eólicos Santa Clara (188 MW) em julho de 2012;
- (iv) Inauguração da Usina Solar Tanquinho (1,1 MW) em novembro de 2012; e
- (v) Início das operações da PCH Salto Góes (20 MW) em dezembro de 2012.

### Receita Operacional

No 1T13, a receita operacional bruta atingiu R\$ 245 milhões, representando um aumento de 70,8% (R\$ 101 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 229 milhões, representando um aumento de 70,0% (R\$ 94 milhões).

### Custo com Energia Elétrica

No 1T13, o custo com energia elétrica foi de R\$ 43 milhões, representando um aumento de 88,3% (R\$ 20 milhões).

## Custos e Despesas Operacionais

No 1T13, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 130 milhões, representando um aumento de R\$ 50 milhões, como segue:

- (i) PMSO adicional, no valor de R\$ 13 milhões;
- (ii) Depreciação e Amortização adicional, no valor de R\$ 37 milhões.

## EBITDA

No 1T13, o **EBITDA (IFRS)** foi de R\$ 140 milhões, aumento de 76,4% (R\$ 61 milhões).

## Resultado Financeiro

No 1T13, a despesa financeira líquida foi de R\$ 66 milhões, comparada a uma despesa financeira líquida de R\$ 23 milhões no 1T12 (aumento de R\$ 43 milhões), devido principalmente à despesa financeira adicional (R\$ 38 milhões) e à redução na receita financeira (R\$ 5 milhões).

## Lucro Líquido

No 1T13, o **prejuízo líquido (IFRS)** foi de R\$ 15 milhões, comparado a um **lucro líquido** de R\$ 11 milhões no 1T12.

Este resultado reflete a maior despesa financeira decorrente do maior endividamento da CPFL Renováveis para suportar sua estratégia de expansão de seus negócios, além da maior despesa com depreciação e amortização em função do início da operação comercial de vários empreendimentos no período.

### 12.4.2) Status dos Projetos de Geração

Em 31 de março de 2013, o portfólio de projetos da CPFL Renováveis totalizava 1.153 MW de capacidade instalada em operação e 582 MW de capacidade em construção. As usinas em operação compreendem 35 PCHs (327 MW), 15 parques eólicos (555 MW), 6 usinas termelétricas a biomassa (270 MW) e 1 usina solar (1 MW). Ainda estão em construção 18 parques eólicos (482 MW) e 2 usinas termelétricas a biomassa (100 MW).

Adicionalmente, a CPFL Renováveis possui projetos eólicos e de PCHs em desenvolvimento totalizando 3.818 MW, perfazendo um portfólio total de 5.553 MW.

A tabela abaixo ilustra o portfólio geral de ativos em operação, construção e desenvolvimento, e sua capacidade instalada, em 31 de março de 2013:

CPFL Renováveis - portfólio					
Em MW	PCH	Eólica	Biomassa	Solar	TOTAL
Em operação	327	555	270	1	<b>1.153</b>
Em construção	-	482	100	-	<b>582</b>
Em desenvolvimento	626	3.192	-	-	<b>3.818</b>
<b>TOTAL</b>	<b>953</b>	<b>4.229</b>	<b>370</b>	<b>1</b>	<b>5.553</b>



## UTE Coopcana

A UTE Coopcana, localizada em São Carlos do Ivaí-PR, encontra-se em fase de construção (81% das obras realizadas – março de 2013), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 2T13. A potência instalada é de 50 MW e a garantia física é de 18 MW médios.

## UTE Alvorada

A UTE Alvorada, localizada em Araporã-MG, encontra-se em fase de construção (79% das obras realizadas – março de 2013), sendo que a sua entrada em operação comercial está prevista para o 2T13. A potência instalada é de 50 MW e a garantia física é de 18 MW médios.

## 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 (59% das obras realizadas – março de 2013), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 3T13. A potência instalada é de 78,2 MW e a garantia física é de 37,5 MW médios. A energia foi vendida no Leilão de Fontes Alternativas ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 152,60/MWh – dezembro de 2012).

## Parque Eólico Campo dos Ventos II

O Parque Eólico Campo dos Ventos II, localizado no Estado do Rio Grande do Norte, encontra-se em fase de construção (42% das obras realizadas – março de 2013), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 3T13. A potência instalada é de 30 MW e a garantia física é de 15 MW médios. A energia foi vendida no 3º Leilão de Energia de Reserva ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 142,50/MWh – dezembro de 2012).

## Parques Eólicos Complexo Atlântica

Os Parques Eólicos Complexo Atlântica (Atlântica I, II, IV e V), localizados no Estado do Rio Grande do Sul, encontram-se em fase de construção (58% das obras realizadas – março de 2013), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 3T13. A potência instalada é de 120 MW e a garantia física é de 52,7 MW médios. A energia foi vendida no Leilão de Fontes Alternativas ocorrido em agosto de 2010 (preço: R\$ 154,80/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 (10% das obras realizadas – março de 2013), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 3T16. A potência instalada é de 82 MW e a garantia física é de 40,2 MW médios.

## 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 (8% das obras realizadas – março de 2013), sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 3T16. A potência instalada é de 172 MW e a garantia física é de 89,0 MW médios.

### 13) ANEXOS

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

(em milhares de reais)



ATIVO	Consolidado		
	31/03/2013	31/12/2012	31/03/2012
<b>CIRCULANTE</b>			
Caixa e Equivalentes de Caixa	2.772.012	2.435.034	2.672.493
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	2.012.409	2.205.024	1.963.690
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	55.033	55.033	18.076
Títulos e Valores Mobiliários	7.290	6.100	44.523
Tributos a Compensar	238.373	250.987	251.332
Derivativos	642	870	1.288
Estoques	34.516	36.826	36.458
Arrendamentos	9.429	9.740	6.233
Ativo Financeiro da Concessão	34.444	34.444	-
Outros Créditos	1.328.396	510.880	478.900
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>	<b>6.492.543</b>	<b>5.544.938</b>	<b>5.472.993</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	152.676	161.658	177.684
Coligadas, Controladas e Controladora	43.134	-	15
Depósitos Judiciais	1.095.862	1.125.339	1.113.985
Títulos e Valores Mobiliários	-	-	79.602
Tributos a Compensar	194.394	206.653	202.723
Derivativos	439.995	486.438	238.967
Créditos Fiscais Diferidos	1.168.273	1.257.787	1.118.143
Arrendamentos	35.279	31.703	25.241
Ativo Financeiro da Concessão	2.485.009	2.342.796	1.835.986
Investimentos ao Custo	116.654	116.654	116.654
Outros Créditos	312.374	343.814	247.339
Investimentos	1.013.027	1.006.771	1.025.870
Imobilizado	7.337.041	7.104.060	5.903.540
Intangível	9.129.463	9.195.667	8.238.706
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>23.523.179</b>	<b>23.379.341</b>	<b>20.324.455</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>30.015.723</b>	<b>28.924.279</b>	<b>25.797.448</b>

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

(em milhares de reais)



	Consolidado		
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31/03/2012	31/12/2012	31/03/2012
<b>CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	1.850.618	1.689.137	1.347.042
Encargos de Dívidas	146.396	138.293	187.766
Encargos de Debêntures	141.376	94.825	175.870
Empréstimos e Financiamentos	1.331.532	1.419.034	894.530
Debêntures	310.616	310.149	516.367
Entidade de Previdência Privada	57.374	51.675	39.695
Taxas Regulamentares	41.592	110.776	145.562
Tributos e Contribuições Sociais	359.102	430.472	500.627
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	26.450	26.542	24.254
Obrigações Estimadas com Pessoal	76.704	71.725	75.347
Derivativos	512	109	-
Uso do Bem Público	3.515	3.443	3.138
Outras Contas a Pagar	627.756	623.267	613.254
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>	<b>4.973.541</b>	<b>4.969.447</b>	<b>4.523.452</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	-	4.467	-
Encargos de Dívidas	41.316	62.271	-
Empréstimos e Financiamentos	7.452.862	7.658.196	5.743.939
Debêntures	6.708.760	5.790.263	4.579.905
Entidade de Previdência Privada	827.140	831.184	296.039
Débitos Fiscais Diferidos	1.145.171	1.155.733	1.034.596
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	366.239	349.094	309.549
Derivativos	755	336	-
Uso do Bem Público	77.098	76.371	72.176
Outras Contas a Pagar	133.592	135.788	163.028
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>16.752.935</b>	<b>16.063.703</b>	<b>12.199.231</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>			
Capital Social	4.793.424	4.793.424	4.793.424
Reservas de Capital	228.322	228.322	229.956
Reserva Legal	556.481	556.481	495.185
Reserva de Retenção de Lucros para Investimento	326.899	326.899	-
Dividendo	455.906	455.906	758.470
Resultado Abrangente Acumulado	13.820	19.695	655.004
Lucros Acumulados	411.464	-	644.808
	6.786.317	6.380.728	7.576.847
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	1.502.929	1.510.401	1.497.919
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>8.289.246</b>	<b>7.891.129</b>	<b>9.074.765</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>30.015.723</b>	<b>28.924.279</b>	<b>25.797.448</b>

### 13.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS)

(em milhares de reais)



Consolidado - IFRS			
	1T13	1T12	Variação
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>			
Fornecimento de Energia Elétrica <sup>(1)</sup>	3.585.337	3.931.744	-8,81%
Suprimento de Energia Elétrica	681.385	388.651	75,32%
Receita com construção de infraestrutura	258.629	269.310	-3,97%
Outras Receitas Operacionais <sup>(1)</sup>	446.637	422.796	5,64%
	<b>4.971.987</b>	<b>5.012.501</b>	<b>-0,81%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	<b>(1.256.561)</b>	<b>(1.620.318)</b>	<b>-22,45%</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>3.715.427</b>	<b>3.392.183</b>	<b>9,53%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.779.158)	(1.450.089)	22,69%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(121.955)	(333.693)	-63,45%
	<b>(1.901.113)</b>	<b>(1.783.782)</b>	<b>6,58%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>			
Pessoal	(177.981)	(156.296)	13,87%
Material	(24.971)	(23.160)	7,82%
Serviços de Terceiros	(122.317)	(129.315)	-5,41%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(161.175)	(79.269)	103,33%
Custos com construção de infraestrutura	(258.629)	(269.310)	-3,97%
Entidade de Previdência Privada	(20.530)	(8.333)	146,37%
Depreciação e Amortização	(186.407)	(122.165)	52,59%
Amortização do Intangível da Concessão	(74.492)	(65.500)	13,73%
	<b>(1.026.501)</b>	<b>(853.348)</b>	<b>20,29%</b>
<b>EBITDA (Conforme Instrução CVM nº 527/2012)</b>	<b>1.054.966</b>	<b>978.913</b>	<b>7,77%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>787.812</b>	<b>755.053</b>	<b>4,34%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>			
Receitas	155.463	140.351	10,77%
Despesas	(299.111)	(307.512)	-2,73%
	<b>(143.648)</b>	<b>(167.161)</b>	<b>-14,07%</b>
<b>EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	<b>6.256</b>	<b>36.196</b>	<b>-82,72%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>650.420</b>	<b>624.088</b>	<b>4,22%</b>
Contribuição Social	(66.346)	(57.114)	16,16%
Imposto de Renda	(178.772)	(154.366)	15,81%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>405.301</b>	<b>412.608</b>	<b>-1,77%</b>
<b>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</b>	<b>405.587</b>	<b>400.316</b>	<b>1,32%</b>
<b>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</b>	<b>(285)</b>	<b>12.292</b>	<b>-102,32%</b>

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

### 13.4) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS + Consolidação Proporcional Geração Convencional) (Pro-forma em milhares de reais)



Consolidado - Pro forma			
	1T13	1T12	Varição
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>			
Fornecimento de Energia Elétrica <sup>(1)</sup>	3.585.337	3.931.745	-8,81%
Suprimento de Energia Elétrica	737.539	418.611	76,19%
Receita com construção de infraestrutura	258.629	269.310	-3,97%
Outras Receitas Operacionais <sup>(1)</sup>	446.241	422.450	5,63%
	<b>5.027.745</b>	<b>5.042.116</b>	<b>-0,29%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	<b>(1.260.606)</b>	<b>(1.621.128)</b>	<b>-22,24%</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>3.767.139</b>	<b>3.420.988</b>	<b>10,12%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.691.615)	(1.318.496)	28,30%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(135.865)	(347.233)	-60,87%
	<b>(1.827.481)</b>	<b>(1.665.729)</b>	<b>9,71%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>			
Pessoal	(180.496)	(158.908)	13,59%
Material	(45.082)	(25.478)	76,95%
Serviços de Terceiros	(126.906)	(132.011)	-3,87%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(182.387)	(85.996)	112,09%
Custos com construção de infraestrutura	(258.629)	(269.310)	-3,97%
Entidade de Previdência Privada	(20.530)	(8.333)	146,37%
Depreciação e Amortização	(215.797)	(152.840)	41,19%
Amortização do Intangível da Concessão	(74.492)	(65.500)	13,73%
	<b>(1.104.319)</b>	<b>(898.376)</b>	<b>22,92%</b>
<b>EBITDA (Conforme Instrução CVM nº 527/2012)</b>	<b>1.125.627</b>	<b>1.075.223</b>	<b>4,69%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>835.339</b>	<b>856.884</b>	<b>-2,51%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>			
Receitas	161.210	144.271	11,74%
Despesas	(342.794)	(358.049)	-4,26%
	<b>(181.584)</b>	<b>(213.778)</b>	<b>-15,06%</b>
<b>EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>			
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>653.755</b>	<b>643.106</b>	<b>1,66%</b>
Contribuição Social	(67.288)	(62.150)	8,27%
Imposto de Renda	(181.166)	(168.347)	7,61%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>405.301</b>	<b>412.609</b>	<b>-1,77%</b>
<b>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</b>	<b>405.586</b>	<b>400.316</b>	<b>1,32%</b>
<b>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</b>	<b>(285)</b>	<b>12.293</b>	<b>-102,32%</b>

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

## 13.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado		
	1T13	Últ. 12M
<b>Saldo Inicial do Caixa</b>	<b>2.435.034</b>	<b>2.672.493</b>
Lucro Líquido Antes dos Tributos	650.420	1.904.331
Depreciação e Amortização	260.898	1.053.454
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	223.169	872.781
Encargos de Dívidas Pagos	(185.441)	(930.677)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(233.812)	(824.741)
Outros	(484.502)	(492.988)
	(419.688)	(322.171)
<b>Total de Atividades Operacionais</b>	<b>230.732</b>	<b>1.582.160</b>
<b>Atividades de Investimentos</b>		
Aquisição de Participação Societária, Líquido do Caixa Adquirido	-	(702.406)
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(531.723)	(2.439.474)
Outros	24.264	6.472
<b>Total de Atividades de Investimentos</b>	<b>(507.459)</b>	<b>(3.135.408)</b>
<b>Atividades de Financiamento</b>		
Captação de Empréstimos e Debêntures	1.255.764	5.249.803
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(634.617)	(2.183.017)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(7.442)	(1.414.019)
Outros	-	-
<b>Total de Atividades de Financiamento</b>	<b>613.705</b>	<b>1.652.767</b>
<b>Geração de Caixa</b>	<b>336.978</b>	<b>99.519</b>
<b>Saldo Final do Caixa - 31/03/2013</b>	<b>2.772.012</b>	<b>2.772.012</b>

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

(Pro-forma, em milhares de reais)



Consolidado	Geração Convencional			CPFL Renováveis		
	1T13	1T12	Varição	1T13	1T12	Varição
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Suprimento de Energia Elétrica	454.782	385.030	18,1%	244.624	143.244	70,8%
Outras Receitas Operacionais	3.157	640	393,2%	-	-	0,0%
	<b>457.939</b>	<b>385.670</b>	<b>18,7%</b>	<b>244.624</b>	<b>143.244</b>	<b>70,8%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>						
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>(32.703)</b>	<b>(24.466)</b>	<b>33,7%</b>	<b>(15.637)</b>	<b>(8.583)</b>	<b>82,2%</b>
	<b>425.235</b>	<b>361.204</b>	<b>17,7%</b>	<b>228.986</b>	<b>134.661</b>	<b>70,0%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(104.795)	(13.463)	678,4%	(32.976)	(18.416)	79,1%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(17.978)	(18.357)	-2,1%	(10.233)	(4.535)	125,6%
	<b>(122.773)</b>	<b>(31.821)</b>	<b>285,8%</b>	<b>(43.209)</b>	<b>(22.951)</b>	<b>88,3%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(9.704)	(9.451)	2,7%	(13.047)	(9.460)	37,9%
Material	(20.446)	(2.614)	682,2%	(1.944)	(982)	98,0%
Serviços de Terceiros	(7.829)	(6.857)	14,2%	(21.715)	(17.600)	23,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(29.144)	(15.841)	84,0%	(8.757)	(4.115)	112,8%
Entidade de Previdência Privada	(217)	360	-160,4%	-	-	0,0%
Depreciação e Amortização	(58.267)	(60.503)	-3,7%	(52.659)	(25.779)	104,3%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.208)	(4.592)	-8,4%	(32.007)	(21.749)	47,2%
	<b>(129.815)</b>	<b>(99.498)</b>	<b>30,5%</b>	<b>-130.129</b>	<b>-79.686</b>	<b>63,3%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>235.123</b>	<b>294.981</b>	<b>-20,3%</b>	<b>140.314</b>	<b>79.553</b>	<b>76,4%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>172.647</b>	<b>229.885</b>	<b>-24,9%</b>	<b>55.648</b>	<b>32.024</b>	<b>73,8%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	12.134	12.434	-2,4%	9.557	14.180	-32,6%
Despesas	(113.336)	(115.876)	-2,2%	(75.229)	(36.809)	104,4%
	<b>(101.202)</b>	<b>(103.442)</b>	<b>-2,2%</b>	<b>(65.673)</b>	<b>(22.630)</b>	<b>190,2%</b>
<b>EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	-	-	<b>0,0%</b>	-	-	<b>0,0%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>71.445</b>	<b>126.443</b>	<b>-43,5%</b>	<b>(10.024)</b>	<b>9.395</b>	<b>-206,7%</b>
Contribuição Social	(6.579)	(11.260)	-41,6%	(2.425)	(106)	2181,5%
Imposto de Renda	(18.150)	(31.197)	-41,8%	(2.707)	1.741	-255,5%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>46.717</b>	<b>83.985</b>	<b>-44,4%</b>	<b>-15.157</b>	<b>11.030</b>	<b>-237,4%</b>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>41.387</i>	<i>75.787</i>	<i>-45,4%</i>	<i>(15.146)</i>	<i>11.008</i>	<i>-237,6%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>5.330</i>	<i>8.198</i>	<i>-35,0%</i>	<i>(11)</i>	<i>22</i>	<i>-149,1%</i>

### 13.7) Demonstração de Resultados – Geração Total

(Pro-forma, em milhares de reais)



Consolidado	Geração Total		
	1T13	1T12	Variação
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>			
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	0,0%
Suprimento de Energia Elétrica	699.405	528.274	32,4%
Outras Receitas Operacionais	3.157	640	393,2%
	<b>702.562</b>	<b>528.914</b>	<b>32,8%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(48.341)	(33.049)	46,3%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>654.222</b>	<b>495.865</b>	<b>31,9%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(137.771)	(31.880)	332,2%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(28.211)	(22.892)	23,2%
	<b>(165.983)</b>	<b>(54.772)</b>	<b>203,0%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>			
Pessoal	(22.751)	(18.910)	20,3%
Material	(22.390)	(3.595)	522,7%
Serviços de Terceiros	(29.544)	(24.457)	20,8%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(37.901)	(19.957)	89,9%
Entidade de Previdência Privada	(217)	360	-160,4%
Depreciação e Amortização	(110.926)	(86.283)	28,6%
Amortização do Intangível da Concessão	(36.215)	(26.342)	37,5%
	<b>(259.944)</b>	<b>(179.184)</b>	<b>45,1%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>375.436</b>	<b>374.533</b>	<b>0,2%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>228.296</b>	<b>261.909</b>	<b>-12,8%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>			
Receitas	21.691	26.614	-18,5%
Despesas	(188.565)	(152.685)	23,5%
	<b>(166.875)</b>	<b>(126.071)</b>	<b>32,4%</b>
<b>EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	-	-	<b>0,0%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>61.421</b>	<b>135.838</b>	<b>-54,8%</b>
Contribuição Social	(9.004)	(11.367)	-20,8%
Imposto de Renda	(20.857)	(29.456)	-29,2%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>31.560</b>	<b>95.015</b>	<b>-66,8%</b>
<b>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</b>	<b>26.241</b>	<b>86.795</b>	<b>-69,8%</b>
<b>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</b>	<b>5.319</b>	<b>8.220</b>	<b>-35,3%</b>



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



Consolidado			
	1T13	1T12	Varição
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>			
Fornecimento de Energia Elétrica <sup>(1)</sup>	3.361.913	3.743.255	-10,19%
Suprimento de Energia Elétrica	41.240	43.035	-4,17%
Receita com construção de infraestrutura	258.629	269.310	-3,97%
Outras Receitas Operacionais <sup>(1)</sup>	427.443	378.569	12,91%
	<b>4.089.224</b>	<b>4.434.169</b>	<b>-7,78%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	<b>(1.173.286)</b>	<b>(1.565.437)</b>	<b>-25,05%</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>2.915.938</b>	<b>2.868.733</b>	<b>1,65%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.396.552)	(1.326.610)	5,27%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(109.422)	(324.956)	-66,33%
	<b>(1.505.974)</b>	<b>(1.651.566)</b>	<b>-8,82%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>			
Pessoal	(130.583)	(119.144)	9,60%
Material	(20.410)	(20.494)	-0,41%
Serviços de Terceiros	(102.233)	(114.796)	-10,94%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(144.260)	(64.903)	122,27%
Custos com construção de infraestrutura	(258.629)	(269.310)	-3,97%
Entidade de Previdência Privada	(20.313)	(9.253)	119,53%
Depreciação e Amortização	(103.306)	(65.185)	58,48%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.486)	(5.045)	8,74%
	<b>(785.219)</b>	<b>(668.130)</b>	<b>17,52%</b>
<b>EBITDA (Conforme Instrução CVM nº 527/2012)</b>	<b>733.538</b>	<b>619.267</b>	<b>18,45%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>624.745</b>	<b>549.036</b>	<b>13,79%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>			
Receitas	124.690	92.854	34,29%
Despesas	(143.065)	(155.364)	-7,92%
Juros Sobre o Capital Próprio			
	<b>(18.375)</b>	<b>(62.510)</b>	<b>-70,61%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>606.370</b>	<b>486.526</b>	<b>24,63%</b>
Contribuição Social	(55.564)	(45.761)	21,42%
Imposto de Renda	(152.877)	(125.210)	22,10%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>397.930</b>	<b>315.555</b>	<b>26,10%</b>

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

## 13.9) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora

(Pro-forma, em milhares de reais)

Resumo da Demonstração de Resultados por Distribuidora (Pro-forma - R\$ Mil)			
<b>CPFL PAULISTA</b>			
	<b>1T13</b>	<b>1T12</b>	<b>Var.</b>
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>2.090.688</b>	<b>2.271.093</b>	<b>-7,9%</b>
Receita Operacional Líquida	1.497.368	1.485.665	0,8%
Custo com Energia Elétrica	(636.405)	(853.146)	-25,4%
Custos e Despesas Operacionais	(388.339)	(366.745)	5,9%
Resultado do Serviço	472.623	265.774	77,8%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>522.543</b>	<b>296.069</b>	<b>76,5%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>330.560</b>	<b>305.765</b>	<b>8,1%</b>
Resultado Financeiro	(8.230)	(27.826)	-70,4%
Lucro antes da Tributação	464.394	237.948	95,2%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>306.848</b>	<b>157.747</b>	<b>94,5%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>184.201</b>	<b>163.827</b>	<b>12,4%</b>
<b>CPFL PIRATININGA</b>			
	<b>1T13</b>	<b>1T12</b>	<b>Var.</b>
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>921.335</b>	<b>987.580</b>	<b>-6,7%</b>
Receita Operacional Líquida	634.892	607.536	4,5%
Custo com Energia Elétrica	(459.191)	(381.829)	20,3%
Custos e Despesas Operacionais	(148.376)	(112.118)	32,3%
Resultado do Serviço	27.326	113.589	-75,9%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>48.709</b>	<b>126.326</b>	<b>-61,4%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>98.130</b>	<b>95.752</b>	<b>2,5%</b>
Resultado Financeiro	(2.424)	(15.368)	-84,2%
Lucro antes da Tributação	24.902	98.222	-74,6%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>14.284</b>	<b>61.809</b>	<b>-76,9%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>46.161</b>	<b>41.266</b>	<b>11,9%</b>
<b>RGE</b>			
	<b>1T13</b>	<b>1T12</b>	<b>Var.</b>
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>857.260</b>	<b>945.138</b>	<b>-9,3%</b>
Receita Operacional Líquida	621.939	620.686	0,2%
Custo com Energia Elétrica	(323.925)	(333.170)	-2,8%
Custos e Despesas Operacionais	(201.400)	(147.489)	36,6%
Resultado do Serviço	96.613	140.028	-31,0%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>127.043</b>	<b>163.066</b>	<b>-22,1%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>128.735</b>	<b>162.003</b>	<b>-20,5%</b>
Resultado Financeiro	(9.512)	(15.468)	-38,5%
Lucro antes da Tributação	87.102	121.427	-28,3%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>57.729</b>	<b>80.464</b>	<b>-28,3%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>58.231</b>	<b>81.029</b>	<b>-28,1%</b>
<b>CPFL SANTA CRUZ</b>			
	<b>1T13</b>	<b>1T12</b>	<b>Var.</b>
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>95.199</b>	<b>102.605</b>	<b>-7,2%</b>
Receita Operacional Líquida	70.193	70.664	-0,7%
Custo com Energia Elétrica	(43.988)	(36.630)	20,1%
Custos e Despesas Operacionais	(21.142)	(20.329)	4,0%
Resultado do Serviço	5.063	13.705	-63,1%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>8.230</b>	<b>15.558</b>	<b>-47,1%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>12.561</b>	<b>16.660</b>	<b>-24,6%</b>
Resultado Financeiro	779	(1.186)	-165,7%
Lucro antes da Tributação	5.842	12.386	-52,8%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>3.575</b>	<b>8.288</b>	<b>-56,9%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>5.536</b>	<b>9.048</b>	<b>-38,8%</b>

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 – Entidade de Previdência Privada) considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui o resultado de previdência privada;
- (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			
	1T13	1T12	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>29.121</b>	<b>31.199</b>	<b>-6,7%</b>
Receita Operacional Líquida	22.075	21.976	0,5%
Custo com Energia Elétrica	(9.592)	(9.810)	-2,2%
Custos e Despesas Operacionais	(7.473)	(7.127)	4,8%
Resultado do Serviço	5.010	5.039	-0,6%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>6.386</b>	<b>5.899</b>	<b>8,3%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>4.869</b>	<b>5.149</b>	<b>-5,4%</b>
Resultado Financeiro	(297)	(1.924)	-84,5%
Lucro antes da Tributação	4.713	3.004	56,9%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>2.985</b>	<b>2.043</b>	<b>46,1%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>1.788</b>	<b>1.555</b>	<b>15,0%</b>

CPFL SUL PAULISTA			
	1T13	1T12	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>40.157</b>	<b>40.562</b>	<b>-1,0%</b>
Receita Operacional Líquida	29.916	27.097	10,4%
Custo com Energia Elétrica	(14.096)	(15.401)	-8,5%
Custos e Despesas Operacionais	(8.915)	(6.873)	29,7%
Resultado do Serviço	6.905	4.823	43,2%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>8.085</b>	<b>5.394</b>	<b>49,9%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>4.144</b>	<b>5.418</b>	<b>-23,5%</b>
Resultado Financeiro	532	(382)	-239,2%
Lucro antes da Tributação	7.437	4.204	76,9%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>4.838</b>	<b>2.752</b>	<b>75,8%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>2.147</b>	<b>2.764</b>	<b>-22,3%</b>

CPFL JAGUARI			
	1T13	1T12	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>34.894</b>	<b>36.786</b>	<b>-5,1%</b>
Receita Operacional Líquida	24.876	23.137	7,5%
Custo com Energia Elétrica	(15.221)	(15.917)	-4,4%
Custos e Despesas Operacionais	(4.719)	(3.401)	38,7%
Resultado do Serviço	4.935	3.819	29,2%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>5.666</b>	<b>4.279</b>	<b>32,4%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>2.497</b>	<b>3.741</b>	<b>-33,2%</b>
Resultado Financeiro	372	(38)	-1080,9%
Lucro antes da Tributação	5.308	3.738	42,0%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>3.337</b>	<b>2.492</b>	<b>33,9%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>1.305</b>	<b>2.143</b>	<b>-39,1%</b>

CPFL MOCOCA			
	1T13	1T12	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>23.718</b>	<b>23.360</b>	<b>1,5%</b>
Receita Operacional Líquida	17.547	15.785	11,2%
Custo com Energia Elétrica	(6.331)	(8.989)	-29,6%
Custos e Despesas Operacionais	(4.947)	(4.536)	9,0%
Resultado do Serviço	6.270	2.260	177,4%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>6.874</b>	<b>2.675</b>	<b>157,0%</b>
<b>EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(2)</sup></b>	<b>5.497</b>	<b>3.347</b>	<b>64,2%</b>
Resultado Financeiro	405	(263)	-253,8%
Lucro antes da Tributação	6.674	1.932	245,5%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>4.334</b>	<b>1.288</b>	<b>236,6%</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)<sup>(3)</sup></b>	<b>3.309</b>	<b>1.751</b>	<b>88,9%</b>

**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 – Entidade de Previdência Privada) considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui o resultado de previdência privada;  
 (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			
	1T13	1T12	Var.
Residencial	2.214	2.011	10,1%
Industrial	2.929	2.908	0,7%
Comercial	1.410	1.305	8,1%
Outros	981	928	5,7%
<b>Total</b>	<b>7.534</b>	<b>7.152</b>	<b>5,3%</b>

CPFL Piratininga			
	1T13	1T12	Var.
Residencial	991	919	7,9%
Industrial	2.046	1.989	2,9%
Comercial	586	548	6,9%
Outros	271	265	2,3%
<b>Total</b>	<b>3.895</b>	<b>3.721</b>	<b>4,7%</b>

RGE			
	1T13	1T12	Var.
Residencial	547	535	2,3%
Industrial	868	878	-1,1%
Comercial	350	358	-2,1%
Outros	638	672	-5,1%
<b>Total</b>	<b>2.403</b>	<b>2.442</b>	<b>-1,6%</b>

CPFL Santa Cruz			
	1T13	1T12	Var.
Residencial	84	79	7,0%
Industrial	55	49	11,7%
Comercial	44	42	3,7%
Outros	83	88	-5,8%
<b>Total</b>	<b>265</b>	<b>258</b>	<b>3,0%</b>

CPFL Jaguari			
	1T13	1T12	Var.
Residencial	21	19	11,6%
Industrial	99	89	10,4%
Comercial	12	10	17,0%
Outros	10	9	2,7%
<b>Total</b>	<b>141</b>	<b>128</b>	<b>10,5%</b>

CPFL Mococa			
	1T13	1T12	Var.
Residencial	18	16	9,1%
Industrial	16	14	13,4%
Comercial	8	8	8,6%
Outros	13	13	-1,7%
<b>Total</b>	<b>55</b>	<b>51</b>	<b>7,5%</b>

CPFL Leste Paulista			
	1T13	1T12	Var.
Residencial	23	22	8,0%
Industrial	21	18	16,7%
Comercial	12	10	12,1%
Outros	20	22	-7,7%
<b>Total</b>	<b>76</b>	<b>72</b>	<b>5,9%</b>

CPFL Sul Paulista			
	1T13	1T12	Var.
Residencial	34	31	8,8%
Industrial	48	47	3,4%
Comercial	17	14	21,1%
Outros	22	22	-0,4%
<b>Total</b>	<b>121</b>	<b>114</b>	<b>6,3%</b>

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

CPFL Paulista			
	1T13	1T12	Var.
Residencial	2.214	2.011	10,1%
Industrial	1.062	1.150	-7,6%
Comercial	1.325	1.248	6,2%
Outros	949	912	4,1%
<b>Total</b>	<b>5.550</b>	<b>5.320</b>	<b>4,3%</b>

CPFL Piratininga			
	1T13	1T12	Var.
Residencial	991	919	7,9%
Industrial	573	636	-9,8%
Comercial	531	503	5,6%
Outros	262	259	1,2%
<b>Total</b>	<b>2.358</b>	<b>2.316</b>	<b>1,8%</b>

RGE			
	1T13	1T12	Var.
Residencial	547	535	2,3%
Industrial	415	471	-12,0%
Comercial	335	352	-4,8%
Outros	638	672	-5,1%
<b>Total</b>	<b>1.934</b>	<b>2.030</b>	<b>-4,7%</b>

CPFL Santa Cruz			
	1T13	1T12	Var.
Residencial	84	79	7,0%
Industrial	44	42	5,1%
Comercial	44	42	3,7%
Outros	83	88	-5,8%
<b>Total</b>	<b>254</b>	<b>250</b>	<b>1,7%</b>

CPFL Jaguari			
	1T13	1T12	Var.
Residencial	21	19	11,6%
Industrial	72	66	9,7%
Comercial	12	10	17,0%
Outros	10	9	2,7%
<b>Total</b>	<b>114</b>	<b>104</b>	<b>10,1%</b>

CPFL Mococa			
	1T13	1T12	Var.
Residencial	18	16	9,1%
Industrial	10	13	-25,0%
Comercial	8	8	8,6%
Outros	13	13	-1,7%
<b>Total</b>	<b>48</b>	<b>49</b>	<b>-2,6%</b>

CPFL Leste Paulista			
	1T13	1T12	Var.
Residencial	23	22	8,0%
Industrial	7	6	21,1%
Comercial	12	10	12,1%
Outros	20	22	-7,7%
<b>Total</b>	<b>62</b>	<b>60</b>	<b>4,2%</b>

CPFL Sul Paulista			
	1T13	1T12	Var.
Residencial	34	31	8,8%
Industrial	21	23	-8,2%
Comercial	16	14	13,6%
Outros	22	22	-0,4%
<b>Total</b>	<b>93</b>	<b>90</b>	<b>2,9%</b>