

Relatório da Administração

Senhores acionistas,

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da CPFL Energia S.A. (CPFL Energia) submete à apreciação dos senhores o Relatório da Administração e as demonstrações financeiras da companhia, com o relatório dos auditores independentes e do Conselho Fiscal, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2012. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração dados consolidados em relação ao mesmo período de 2011, exceto quando especificado em contrário.

1. Considerações iniciais

O ano de 2012 representou um marco na história do setor elétrico brasileiro: o tratamento dado pelo Governo Federal às concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, por meio da proposta de prorrogação antecipada dessas concessões, foi um passo importante em direção ao objetivo de reduzir as tarifas de energia elétrica.

Considerada uma das tarifas mais caras do mundo, a sociedade brasileira já esperava, há alguns anos, pela atuação do governo para a redução da tarifa de energia elétrica, contribuindo dessa forma para aumentar a competitividade da economia e proporcionar melhores condições de vida para a população. As medidas do governo, constantes na MP 579/2012 e convertida posteriormente na Lei nº 12.783, certamente darão, nos próximos anos, um novo impulso ao crescimento econômico e ao desenvolvimento social do País, apoiando, desde já, o esforço de controle da inflação pelas autoridades brasileiras.

A proposta de prorrogação antecipada das concessões formulada pelo Poder Concedente, mudou sensivelmente as tarifas de geração e transmissão de energia e seus benefícios foram compartilhados diretamente com os consumidores, por meio da redução da tarifa final, anunciada ao final do mês de janeiro de 2013.

No caso específico da CPFL Energia, foram alcançadas pelas medidas governamentais cinco pequenas concessões de distribuição de energia, correspondentes a 2.575 GWh (4,5% da área de concessão da CPFL Energia) e pequenas centrais hidrelétricas totalizando 24 MW (menos de 1% da potência instalada total do Grupo).

Mesmo neste cenário adverso, o Grupo CPFL Energia cresceu. As vendas totais de energia aumentaram 8,0%, totalizando 57.090 GWh (52.851 GWh em 2011). No segmento de distribuição, as vendas ao mercado cativo aumentaram 1,8%, alcançando 40.645 GWh; já o volume de energia 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), cresceu 8,0%, chegando a 15.855 GWh. Assim, o consumo de energia na área de concessão do grupo CPFL Energia foi de 56.500 GWh, um aumento de 3,5% em relação a 2011. A subsidiária CPFL Renováveis manteve-se na liderança do segmento de geração de energia a partir de fontes alternativas, concluindo diversas aquisições, como os parques eólicos Bons Ventos, Atlântica e a usina de cogeração a bagaço de cana Ester. Adicionalmente, tivemos o início de operação comercial do parque eólico Santa Clara e da PCH Salto Góes. A CPFL Energia também manteve sua excelência na gestão de usinas hidrelétricas por meio de sua subsidiária CPFL Geração e continuou na liderança em comercialização de energia no mercado livre através da CPFL Brasil. Assim, as vendas de comercialização e geração para fora do Grupo alcançaram 16.445 GWh, um crescimento de 27,1% se comparado a 2011. Em outro segmento de negócios, o de Serviços de Valor Agregado, o Grupo também mostrou crescimento, aumentando sua Receita Líquida em 34,7%, refletindo uma expansão no volume de transações e de serviços vendidos a clientes em todo o Brasil.

As exigências regulatórias vêm sendo ampliadas a cada ciclo tarifário e continuam desafiando

as empresas a aumentarem a eficiência operacional e a qualidade dos serviços prestados aos clientes. O Grupo preparou-se para esse novo ciclo, investindo na inovação, por meio da incorporação de novas tecnologias, principalmente de redes inteligentes (*smart grid*), além dos investimentos feitos na ampliação e reforço das redes para atender o crescimento sólido do consumo na área de concessão das distribuidoras. Com isso, o volume de investimentos das oito distribuidoras controladas totalizou R\$ 1.403 milhões.

Merece destaque ainda, a inauguração da Usina de Geração Solar Tanquinho, localizada em Campinas, Estado de São Paulo, em comemoração aos 100 anos de fundação da CPFL Paulista, que deu origem ao Grupo CPFL Energia. A Usina de Geração Solar Tanquinho, com 1,1 MWp de capacidade instalada, é o resultado de um Projeto de Pesquisa & Desenvolvimento desenvolvido pelas empresas do Grupo CPFL em resposta ao projeto estratégico denominado **“Arranjos Técnicos para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”**, objeto de Chamada Pública da Agência Nacional de Energia Elétrica. Nessa direção, o Projeto, cujo investimento totalizou R\$ 13,8 milhões, combina várias tecnologias já empregadas no mundo, buscando o domínio das tecnologias já existentes e a avaliação de como a energia solar pode integrar-se ao sistema elétrico de distribuição da CPFL e do Brasil. Dessa forma, abrem-se perspectivas de aproveitamento de oportunidades pelo Grupo, na medida em que esta fonte de energia torna-se mais competitiva no País.

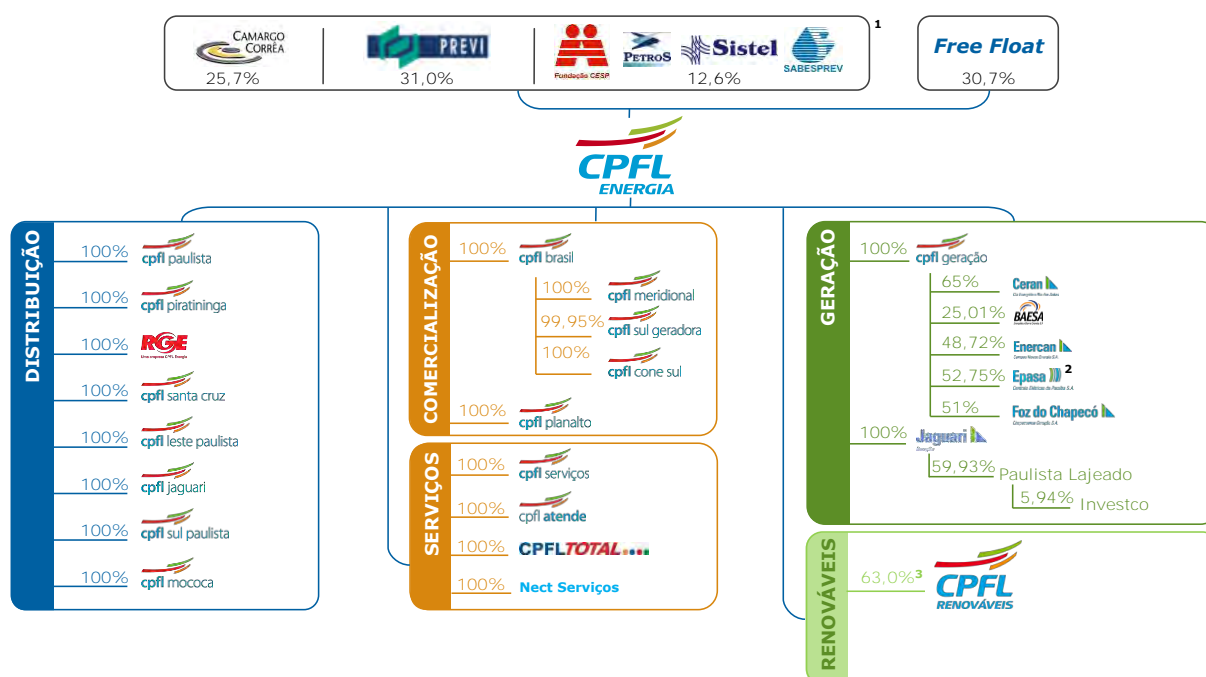
Para os próximos anos, as perspectivas do Grupo são bastante otimistas, principalmente pela expectativa de crescimento da economia brasileira e pelo baixo impacto provocado pelas medidas anunciadas pelo Governo Federal visando a redução da tarifa de energia elétrica para os consumidores, através da proposta de antecipação de concessões vincendas entre 2015 e 2017.

Por essa razão, a CPFL Energia planeja manter as estratégias que têm sido as principais impulsionadoras de seu crescimento e fortalecimento, com foco no aproveitamento de oportunidades de consolidação, no investimento em novos empreendimentos de geração, e no aumento da eficiência por meio da inovação nos negócios atuais, principalmente de distribuição, com forte investimento em tecnologias de redes inteligentes.

O Grupo também deverá manter aqueles que foram os pilares fundamentais de seu desenvolvimento nos últimos anos: o compromisso com a governança corporativa, a excelência empresarial, a responsabilidade social e a sustentabilidade dos negócios, amplamente reconhecidos pelo mercado e pela sociedade brasileira.

ORGANOGRAMA SOCIETÁRIO (*simplificado*)

A CPFL Energia atua como holding, participando no capital de outras sociedades:



Base: 31/12/2012

Notas:

- (1) Acionistas controladores;
- (2) UTEs Termoparaíba e Termonordeste;
- (3) CPFL Energia detém 63,0% de participação indireta na CPFL Renováveis por meio da CPFL Geração, com 35,5%, e da CPFL Brasil, com 27,5%.

2. Comentário sobre a conjuntura

AMBIENTE MACROECONÔMICO

O ano de 2012 foi marcado pela continuidade da instabilidade no cenário macroeconômico internacional, além da ocorrência de outros elementos desfavoráveis que contribuíram para que a desaceleração macroeconômica se aprofundasse. Após a crise de 2008/2009, em 2010 a economia internacional assistiu à recuperação dos países centrais e, em maior medida, dos emergentes. Esperava-se que o mesmo feito se repetisse nos anos seguintes, mas fatores adversos alteraram a tendência de crescimento observada até então.

Os países emergentes, sobretudo a China, vêm registrando uma desaceleração mais suave, mas a Europa se encontra em recessão e os EUA seguem em trajetória de crescimento moderado, ainda influenciados pelas negociações em torno do abismo fiscal.

Assim, o mundo vivenciou momentos de incerteza em 2012, com implicações sobre o comércio global, confiança e investimento. Esses foram os principais canais de transmissão da crise para o Brasil, com destaque para o desempenho insuficiente da indústria, que registrou queda de 2,7% no ano. Além da desaceleração global, a manutenção do câmbio valorizado em grande parte do ano, os altos estoques e problemas estruturais em infraestrutura, burocracia e qualificação de mão-de-obra contribuíram para esse fraco desempenho.

Entretanto, o governo implementou medidas de estímulo ao setor, destacando-se:

desonerações previdenciárias, reduções de tributos, queda nas tarifas de energia elétrica, aumento da capacidade de endividamento dos estados e programas de concessões ao investimento privado. Destaca-se também a queda dos spreads e dos juros (os quais deverão favorecer a dívida pública e os investimentos) e ainda, a mudança do patamar do câmbio para estimular as exportações. Com isso, no final de 2012 a indústria iniciou uma leve recuperação. Enquanto isso, o desemprego continuou baixo, impulsionando o rendimento e a massa de renda, o que explica o bom resultado do comércio em 2012.

Com boas perspectivas, estima-se que a alta do PIB brasileiro passe de 0,9% em 2012 para 3,2% em 2013, segundo expectativas do mercado (Boletim Focus), impulsionado pela melhora da confiança, da indústria e dos investimentos. As perspectivas para o mercado interno continuam boas, dado o baixo desemprego e o bom desempenho da renda e do comércio.

AMBIENTE REGULATÓRIO

Segmento de Distribuição

Para o segmento de distribuição, após a conclusão em 2011 dos Procedimentos de Regulação Tarifária ("PRORET), na regulação econômica o ano de 2012 foi marcado pelo aprimoramento das regulamentações, destacando-se: **(i)** REN 472/2012 - Regulamentação da metodologia para apurar a diferença mensal de receita e o montante de recursos a ser repassado a cada distribuidora, no âmbito da aplicação da Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE; **(ii)** REN 478/2012 - Regulamentação do Encargo de Conexão e de adequações na Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD das unidades consumidoras do subgrupo A1; **(iii)** REN 484/2012 - Estabelecimento de procedimentos a serem adotados pelas concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços e instalações de energia elétrica para obtenção de anuência à transferência de controle societário e outras providências; **(iv)** REN 498/2012 - Tarifa Horária Branca para consumidores da Baixa Tensão - parâmetro kz; e **(v)** REN 1399/2012 - Cálculo Extraordinário das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição aplicável às centrais geradoras - TUSDg de referência para considerar os efeitos da Medida Provisória nº 579/2012.

Em relação à regulação técnica e comercial, destacam-se as seguintes regulamentações: **(i)** REN 479/2012 - Revisão da Resolução Normativa nº 414/2010, que trata das condições gerais de fornecimento de energia elétrica; **(ii)** REN 480/2012 - Procedimentos técnicos contábeis para a transferência, sem ônus, ao Poder Público Municipal dos ativos de iluminação pública registradas no Ativo Imobilizado das concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia, de que trata a Resolução ANEEL nº 414/2012; **(iii)** REN 482/2012 - Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica; **(iv)** REN 493/2012 - Fornecimento de energia elétrica por meio de sistemas coletivos ou individuais de geração em comunidades e povoados isolados, caracterizados pela grande dispersão de consumidores e ausência de economia de escala; **(v)** REN 488/2012 - Estabelece as condições para revisão dos planos de universalização dos serviços de distribuição de energia elétrica na área rural, considerando a instituição do Programa Luz para Todos para o período 2011 a 2014; **(vi)** REN 495/2012 - Aprova o Manual para Auditoria dos Programas de Eficiência Energética e de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica; **(vii)** REN 499/2012 - Aprovação do Módulo 09 do PRODIST e alteração do Capítulo XVI da Resolução Normativa n. 414/2010; **(viii)** REN 502/2012 - Regulamenta sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B; **(ix)** REN 504/2012 - Revisão do Manual do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica, versão 2008; **(x)** REN 506/2012 - Estabelece as condições de acesso ao sistema de distribuição por meio de conexão a instalações de propriedade de distribuidora a serem seguidas pelos acessantes e pela acessada; **(xi)** REN 507/2012 - Consolidação e revisão das regras de acesso aos sistemas de distribuição; **(xii)** REN 508/2012 - Estabelece critérios e condições para celebração de acordo bilateral entre partes signatárias de CCEAR de energia nova; **(xiii)** REN 514/2012 - Estabelece as condições para a contratação de Cotas de Garantia

Física de Energia e Potência, em observância ao disposto no Decreto 7.805/2012; **(xiv)** REN 516/2012 - Revisão do Capítulo XV, Seção II, da Resolução Normativa Nº 414/2010 que trata do atendimento telefônico prestado pelas distribuidoras de energia elétrica e; **(xv)** REN 517/2012 - Altera a Resolução Normativa ANEEL 482/2012, aprova a revisão 6 do Módulo 1 e a revisão 5 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

Em 2012, a Aneel colocou também em discussão, por meio do mecanismo de Audiência Pública ("AP"), outros temas relevantes que ainda não se transformaram em regulamento específico.

Segmento de Geração

Para o segmento de geração, do ponto de vista regulatório, 2012 foi um ano de grandes mudanças e definições, particularmente para as concessões de geração vincendas até 2017, sendo pertinente destacar: **(i)** Resolução Aneel 466/2011, publicada em janeiro de 2012, que trata dos critérios para despacho de geração fora da ordem de mérito a fim de compensar indisponibilidades passadas; **(ii)** renovação do Termo de Compromisso da Petrobras, garantindo gás natural para as usinas termelétricas até 2015; **(iii)** criação do "Fórum das Associações para o Gás" e a Frente Parlamentar do Gás, visando a abertura do Mercado de Gás a fim de intensificar a geração de energia elétrica; **(iv)** Lei 12.651/2012 - Novo Código Florestal Brasileiro - que representa um grande avanço para o setor elétrico nas áreas de geração e transmissão de energia; **(v)** discussões sobre a concatenação do início do pagamento do Uso do Bem Público (UBP) com a data da entrada em operação comercial dos empreendimentos com atraso, na maioria dos casos, por questões de licenciamento ambiental; **(vi)** Medida Provisória 577/2012, que disciplina a extinção, em casos de falência e de caducidade, e a intervenção em concessões e permissões de serviço público de energia elétrica; **(vii)** Medida Provisória 579/2012, que trata a Renovação das Concessões do Setor Elétrico e a desoneração tarifária, além de seus desdobramentos: a) MP 591/2012 e do Decreto 7.850/2012, referente às indenizações a serem pagas às empresas transmissoras e geradoras cujas concessões foram atingidas pela referida MP e com relação ao que deve ser levado em conta no cálculo da tarifa de geração e b) APs 091 e 098/2012 que trataram da TUST e TUSDg, estabelecendo as metodologias para o cálculo extraordinário das tarifas de transmissão e de distribuição (aplicadas a geradores), tendo em vista a redução global do custo de transmissão e de distribuição; **(viii)** Portaria MME 455/2012, que extingue o mercado de energia ex-post e determina a criação de um índice para referência de preços da energia comercializada no mercado; **(ix)** a adoção de medidas para reduzir a inadimplência de agentes na CCEE; **(x)** Resolução Aneel 508/2012, que possibilita acordos bilaterais para suspensão, redução, rescisão e transferência de CCEARs de energia nova.

Os exemplos mencionados demonstram, em linhas gerais, como foi o panorama do setor elétrico em 2012. O momento atual é marcado pela consolidação dessas ações, principalmente porque a regulamentação da MP 579 terá desdobramentos importantes em 2013. Outro ponto de extrema relevância diz respeito à segurança energética do Sistema Interligado Nacional (SIN), que na atual condição não só exigirá grandes esforços do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para enfrentar a situação como trará à tona a necessidade de se rever questões como a geração de energia elétrica *versus* mudanças climáticas e de se manter profundas discussões sobre a matriz elétrica brasileira.

TARIFAS E PREÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Segmento de Distribuição

Reajuste Tarifário Anual (RTA) de 2012: a Aneel aprovou o índice do Reajuste Tarifário Anual (RTA) de 2012 para três distribuidoras do Grupo CPFL (Paulista, RGE e Piratininga) e manteve inalterada a tarifa das demais distribuidoras, conforme demonstrado na tabela a seguir:

Reajuste Tarifário Anual - RTA	CPFL Paulista	RGE	CPFL Piratininga*
<i>Data do reajuste tarifário</i>	08/04/2012	19/06/2012	23/10/2012
Reajuste Econômico	1,96%	0,49%	7,71%
Componentes Financeiros	1,75%	11,02%	1,08%
Reajuste Total	3,71%	11,51%	8,79%

*Resultado combinado da aplicação da Revisão Tarifária Periódica (RTP), do Reajuste Tarifário Anual (RTA) e da devolução de parcela da tarifa que havia sido mantida inalterada no período anterior.

Terceira Revisão Tarifária Periódica:

CPFL Piratininga

Em outubro de 2012, por meio da Resolução Homologatória nº 1.369, de 16/10/12, a Aneel homologou a Terceira Revisão Tarifária Periódica da CPFL Piratininga que resultou num reposicionamento tarifário de menos 4,45%, que acrescido ao reajuste dos componentes financeiros de menos 0,98%, totalizou menos 5,43%. O efeito médio para os consumidores foi de menos 6,78%.

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

Devido à homologação tardia das metodologias do 3º ciclo de revisões tarifárias, por meio da Resolução Normativa nº 471/2011 a Aneel prorrogou as tarifas vigentes às concessionárias que seriam submetidas à revisão tarifária até o início de 2012 (caso das distribuidoras: CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa). Os efeitos da revisão tarifária seriam aplicados às tarifas a partir do próximo reajuste tarifário, incluindo seus efeitos retroativos. A aplicação da nova metodologia de revisão tarifária ocorrerá simultaneamente ao reajuste de fevereiro de 2013.

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

- **Custos operacionais:** transição da metodologia de empresa de referência para o modelo de benchmark. Os custos definidos no ciclo anterior foram atualizados, revertendo para a modicidade tarifária os ganhos médios de produtividade alcançados pelas distribuidoras. Complementarmente, foi feita uma avaliação comparativa da eficiência das distribuidoras. A diferença entre os dois resultados definirá se haverá trajetória de custos operacionais por meio do Fator Xt;
- **Taxa de Retorno (WACC):** caiu de 9,95% para 7,5% (real e líquido de impostos). A queda refletiu a redução do risco percebido nos investimentos em distribuição de energia no Brasil e a diminuição dos custos de captação de recursos, além de ajustes metodológicos, tais como exclusão dos riscos regulatórios e do país apurados pela mediana, entre outros;
- **Fator XPd – Componente de Produtividade:** para se estimar os ganhos de produtividade, foi observada a relação histórica entre a expansão do mercado e o crescimento dos custos das distribuidoras;
- **Fator XQ – Componente Qualidade:** As empresas que tiverem um melhor desempenho terão um maior benefício e menor penalidade. O inverso ocorre para as empresas que tiverem um pior desempenho de qualidade, sempre comparado com o próprio histórico. (Para XQ = 0, variação nos índices de qualidade DEC e FEC entre -5% e + 5%);
- **Fator Xt – Trajetória:** aplicado se os custos operacionais definidos no 2CRTP, atualizados pelos ganhos de produtividade, não estiverem contidos no intervalo de custos operacionais

eficientes definidos pelo método de benchmarking (Xt limitado a +/- 2%);

- **Receitas Irrecuperáveis:** foi considerada a inadimplência por classe de consumo e sobre encargos setoriais, com limites determinados pela Aneel;
- No caso de **"Outras receitas"**, as receitas por ultrapassagem de demanda (valor adicional que a distribuidora recebe quando um consumidor ultrapassa a demanda pré-estabelecida em contrato) e a cobrança de excedente de reativo dos consumidores (valor adicional recebido pela distribuidora quando um consumidor usa energia reativa* além dos níveis estabelecidos pela Aneel, sobrecarregando o sistema) passam a ser contabilizadas como **"obrigações especiais"**, sendo utilizadas em benefício do sistema de distribuição de energia elétrica, com consequentes reflexos sobre o consumidor final.

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

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

Segmento de Geração

Os contratos de venda de energia relativos às geradoras contêm cláusulas específicas de reajuste, que têm como principal indexador a variação anual medida pelo IGP-M. Os contratos celebrados no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) utilizam o IPCA como indexador, e os contratos bilaterais firmados pela Enercan utilizam uma combinação de indexadores de dólar e IGP-M. Em conformidade com a Resolução ANEEL nº 488/2002, que estabelece a possibilidade de pleitear a revisão dos indexadores decorridos dez anos da celebração do contrato bilateral, em 2012 a Enercan protocolou o pleito na ANEEL e aguarda aprovação para considerar um único indexador: IPCA ou IGP-M.

3. Desempenho operacional

VENDAS DE ENERGIA

Em 2012, as vendas nas áreas de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 56.500 GWh, um crescimento de 3,5% em relação aos 54.590 GWh vendidos em 2011. As vendas para o mercado cativo totalizaram 40.645 GWh, um aumento de 1,8%, sendo ainda faturados 15.855 GWh por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

No mercado cativo, destacam-se os crescimentos das classes residencial e comercial, que, juntas, representam 56,8% do total consumido pelos clientes cativos das distribuidoras do Grupo:

- **Classes residencial e comercial:** aumentos de 6,9% e 5,9%, respectivamente, favorecidos pelos efeitos acumulados do crescimento econômico (aumento da renda e do poder de compra do consumidor, ampliação do crédito ao consumo) verificados nos últimos anos.
- **Classe industrial:** redução de 9,7%, influenciada pela queda da produção industrial e pela migração de clientes para o mercado livre, refletida no crescimento da TUSD.

A quantidade de energia correspondente ao consumo dos clientes livres na área de atuação das distribuidoras controladas pela CPFL Energia, faturados por meio da TUSD, atingiu 15.855 GWh, um aumento de 8,0%, reflexo principalmente da migração de clientes para o mercado livre.

As vendas de comercialização e geração (exclusive partes relacionadas) atingiram 16.445 GWh, o que representou um crescimento de 27,1%, devido principalmente à expansão da CPFL Renováveis, além do aumento das vendas em contratos bilaterais e para clientes livres. O número de clientes livres em carteira chegou a 231 em dezembro de 2012 comparado a 141 em dezembro de 2011.

DESEMPENHO NO SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

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

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

Indicadores DEC e FEC 2012 (valores anualizados)								
Empresa Indicador	CPFL Paulista	CPFL Piratinga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa
DEC	7,48	5,66	14,61	5,28	8,26	4,49	10,80	5,83
FEC	5,37	4,24	8,94	5,83	6,57	4,66	9,10	5,69

DESEMPENHO NO SEGMENTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Em 2012, a CPFL continuou sua expansão no segmento de Geração, com um aumento de 12% em sua capacidade instalada equivalente, que passou de 2.644 MW para 2.961 MW, impulsionada pela aquisição de ativos e entrada em operação de empreendimentos da CPFL Renováveis. Em maio de 2012, entraram em operação a CPFL Bio Ipê, de 25 MW, e a CPFL Bio Pedra, de 70 MW. Em junho de 2012, foi concluída a aquisição dos parques eólicos Bons Ventos, de 157,5 MW. Já os parques eólicos de Santa Clara, de 188 MW, entraram em operação no mês de julho de 2012, enquanto a conclusão da aquisição da usina de biomassa Ester, de 40 MW, ocorreu em outubro de 2012. Por fim, em dezembro de 2012 entrou em operação a PCH Salto Góes, de 20 MW. Além disso, cabe destacar que foi concluída em março de 2012 a aquisição do Complexo Eólico Atlântica, de 120 MW, cujos parques entrarão em operação em 2013.

4. Desempenho econômico-financeiro

Os comentários da Administração sobre o desempenho econômico-financeiro e o resultado das operações devem ser lidos em conjunto com as demonstrações financeiras e notas explicativas.

Receita Operacional

A receita operacional líquida cresceu 17,9% (R\$ 2.291 milhões), atingindo R\$ 15.055 milhões. Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente, no mesmo valor), a receita líquida seria de R\$ 13.704 milhões, um crescimento de 17,8% (R\$ 2.069 milhões).

Essa variação é decorrente principalmente dos seguintes fatores:

- (i) Reajustes tarifários das distribuidoras;
- (ii) Aumento de 1,8% no volume de vendas para o mercado cativo;
- (iii) Aumento de 7,1% (R\$ 94 milhões) na receita bruta de TUSD de clientes livres, devido principalmente à migração de clientes cativos para o mercado livre;
- (iv) Aumento de 29,4% nas vendas da Comercialização e Geração devido principalmente à expansão da CPFL Renováveis, além do aumento das vendas em contratos bilaterais e para clientes livres.
- (v) Receita adicional líquida decorrente dos seguintes fatores:
 - Efeito na CPFL Piratininga e na CPFL Paulista referente ao reconhecimento de receita de subvenção de baixa renda do período de 2002 a 2004 (R\$ 15 milhões);
 - Incremento de receita decorrente do despacho das duas termelétricas da Epasa (R\$ 81 milhões);
 - 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 (R\$ 111 milhões);
 - 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 (R\$ 87 milhões).

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

Geração operacional de caixa – EBITDA

O EBITDA é uma medida não contábil calculada pela Administração a partir da soma de lucro, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização. Essa medida serve como indicador do desempenho do *management* e é habitualmente acompanhada pelo mercado. A Administração observou os preceitos da Instrução CVM Nº 527, de 4 de outubro de 2012, quando da apuração desta medida não contábil.

<i>Conciliação do lucro líquido e EBITDA</i>		
	2012	2011
Lucro Líquido	1.256.734	1.624.272
Depreciação e amortização	1.127.103	801.203
Resultado financeiro	767.632	625.378
Contribuição social	198.987	215.517
Imposto de renda	547.760	585.380
EBITDA	3.898.215	3.851.750

A geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA, atingiu R\$ 3.898 milhões, um aumento de 1,2% (R\$ 46 milhões), refletindo principalmente a expansão de 17,8% (R\$ 2.069 milhões) na receita líquida (desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão), e parcialmente compensada pelo aumento de 24,2% nos custos com compra de energia elétrica

(R\$ 1.505 milhões) e de 27,4% (R\$ 451 milhões) nos custos e despesas operacionais, dos quais estão excluídos: o custo com construção da infraestrutura da concessão e os gastos com previdência privada, depreciação e amortização.

Este aumento de 27,4% (R\$ 451 milhões) nos custos e despesas operacionais da CPFL Energia deve-se principalmente aos seguintes efeitos:

- (i) Aumento devido ao despacho das duas termelétricas da Epasa a partir de outubro de 2012 (R\$ 109 milhões);
- (ii) Aumento das despesas legais e judiciais (R\$ 142 milhões);
- (iii) Aumento devido ao ajuste de PDD com a mudança de estimativa nas distribuidoras do Grupo (R\$ 76 milhões);
- (iv) Aumento relacionado à baixa de ativos decorrente da implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, em todas as distribuidoras do grupo (R\$ 44 milhões); e
- (v) Gastos operacionais relativos às operações da CPFL Renováveis, com o início das operações das UTEs Bio Ipê e Bio Pedra, em maio de 2012, e dos parques eólicos de Santa Clara, em julho de 2012, as aquisições dos parques eólicos Bons Ventos, em junho de 2012, e dos ativos de co-geração da Usina Ester em outubro de 2012, além dos demais ativos já em operação (R\$ 114 milhões).

Desconsiderando os efeitos mencionados, os custos e despesas operacionais teriam apresentado uma redução de 1,9% (R\$ 27 milhões) em 2012, em comparação ao IGP-M do período (7,8%).

Lucro Líquido

Em 2012, o Lucro Líquido atingiu R\$ 1.257 milhões, com redução de 22,7% (R\$ 368 milhões), refletindo principalmente: (i) o aumento nas despesas financeiras líquidas (R\$ 143 milhões) e (ii) o aumento nas depreciações e amortizações (R\$ 326 milhões), principalmente pela entrada em operação dos novos empreendimentos de geração da CPFL Renováveis e pela mudança da contabilização dos créditos fiscais de PIS e Cofins que em 2011 eram registrados na linha de **despesa de "depreciação e amortização"** e em 2012 foram registrados na linha de **"deduções da receita operacional"** para melhor adequação contábil. Esses efeitos foram parcialmente compensados (i) pelo aumento de 1,2% (R\$ 46 milhões) no EBITDA; e (ii) pelo efeito positivo no Imposto de Renda e na Contribuição Social (R\$ 54 milhões).

Dividendo

A Administração propõe a distribuição de R\$ 1.096 milhões em dividendos aos detentores de ações ordinárias negociadas na BM&FBovespa – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros S.A.. O valor anual proposto corresponde a R\$ 1,139118233 por ação. Com isso, a companhia supera a distribuição mínima de 50% do lucro líquido, prevista em sua política de dividendos.

Descontando o montante de R\$ 640 milhões referentes ao primeiro semestre de 2012 (pagos em 28 de setembro de 2012), o valor a ser pago será de R\$ 456 milhões, equivalente a R\$ 0,473778718 por ação.

Endividamento

No final de 2012, a dívida financeira (incluindo hedge) da companhia atingiu R\$ 16.639 milhões, apresentando um aumento de 24,3%. As disponibilidades totalizaram R\$ 2.478 milhões, uma redução de 8,2%. Com isso, a dívida líquida passou para R\$ 14.161 milhões, registrando um crescimento de 32,5%. O aumento no endividamento líquido tem o objetivo de suportar a estratégia de expansão dos negócios do Grupo, como, por exemplo, a aquisição dos parques eólicos Bons Ventos e o financiamento dos vários projetos *greenfield* ainda em fase de construção na CPFL Renováveis. Durante o segundo semestre de 2011, a CPFL Energia colocou

em prática sua estratégia de *pre-funding*, antecipando-se nas captações de dívidas vincendas ao longo de 2012. Essa estratégia continuou a ser empregada durante o ano de 2012 em relação às dívidas vincendas no ano de 2013. Com isso, a companhia foi capaz de reduzir o seu custo nominal de dívida em aproximadamente 2,1 ponto percentual para 9,0% a.a., além de alongar o perfil de seu endividamento em 3,5%, de 4,32 para 4,47 anos.

5. Investimentos

Em 2012, foram realizados investimentos de R\$ 2.468 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 1.403 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 1.043 milhões à geração (R\$ 1.022 milhões da CPFL Renováveis) e R\$ 22 milhões à comercialização e serviços.

Entre os investimentos da CPFL Energia em 2012 podemos destacar:

- **Distribuição:** foram feitos investimentos na ampliação, manutenção, melhoria, automação, modernização e no reforço do sistema elétrico para atender ao crescimento de mercado, em infraestrutura operacional, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros. Em 31 de dezembro de 2012, nossas distribuidoras possuíam 7,2 milhões de clientes (acréscimo de 223 mil clientes) e nossa rede de distribuição consistia em 235.498 km de linhas de distribuição incluindo 327.455 transformadores de distribuição (acréscimo de 50.894 transformadores). Nossas oito subsidiárias de distribuição tinham 9.644 km de linhas de distribuição de alta tensão entre 34,5 kV e 138 kV. Naquela data, detínhamos 446 subestações transformadoras de alta tensão para média tensão para subseqüente distribuição (acréscimo de 12 subestações), com capacidade total de transformação de 13.650 MVA;
- **Geração:** foram destinados principalmente à conclusão das UTEs Bio Ipê e Bio Pedra, PCH Salto Góes e Complexo Eólico Santa Clara, empreendimentos que já entraram em operação comercial, e UTEs Alvorada e Coopcana, Parque Eólico Campo dos Ventos II e Complexos Eólicos Macacos I, Atlântica, Campo dos Ventos e São Benedito, empreendimentos ainda em construção.

6. 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.

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.cpf.com.br/ri.

7. Mercado de capitais

A CPFL Energia, atualmente com 30,7% de suas ações em circulação no mercado (**free float**), tem suas ações negociadas no Brasil (BM&FBovespa) e na Bolsa de Nova York (NYSE). Em 2012, as ações da CPFL Energia apresentaram desvalorização de 12,9% na BM&FBovespa e de 21,2% na NYSE, encerrando o ano cotadas a R\$ 21,40 por ação e US\$ 20,96 por ADR. O volume médio diário de negociação atingiu R\$ 42,7 milhões, dos quais R\$ 17,9 milhões na BM&FBovespa e R\$ 24,8 milhões na NYSE, representando um aumento de 30,1% em relação a 2011. O número de negócios realizados na BM&FBovespa aumentou 50,7%, passando de uma média diária de 2.045 negócios, em 2011, para 3.081 negócios, em 2012.

8. Sustentabilidade e responsabilidade corporativa

A CPFL Energia mantém iniciativas permanentes que buscam gerar valor para todos os seus públicos de relacionamento e mitigar os impactos de suas operações por meio da gestão dos riscos econômicos, ambientais e sociais associados aos negócios que desenvolve. Abaixo estão relacionados os destaques do exercício:

Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética: o Comitê de Ética e de Conduta Empresarial da CPFL realizou 13 reuniões e publicou três Súmulas de Orientação. Um novo Ciclo de Seminários foi organizado, por meio de 15 encontros realizados em 12 cidades, com o objetivo de propor uma reflexão sobre os melhores critérios de convivência entre os colaboradores da CPFL Energia. As atividades foram focalizadas pelo Professor Clóvis de Barros Filho, membro representante da sociedade civil no Comitê, e contaram com a participação direta de 1.468 colaboradores. Foi iniciado um amplo projeto de revisão colaborativa do Código de Ética e de Conduta Empresarial da CPFL, com o intuito de aprimorar o documento.

Gestão de Recursos Humanos: a companhia encerrou 2012 com 8.667 colaboradores (7.913 em 2011) e rotatividade de 14,26%. As empresas do Grupo mantiveram programas de gestão e capacitação, com foco no desenvolvimento de competências estratégicas para os negócios, sucessão de lideranças, aumento da produtividade e em saúde e segurança ocupacional. O número médio de horas de treinamento por colaborador foi de 91,56 horas, superior à média da Pesquisa Sextante-2012 de 50 horas. Ainda neste exercício, a CPFL Energia integrou pelo décimo primeiro ano consecutivo o ranking "As 150 Melhores Empresas para Você Trabalhar no Brasil", da publicação Guia Você S/A / Exame.

Relacionamento com a comunidade: entre as ações que visam contribuir para o desenvolvimento das comunidades em que a CPFL Energia atua, destacam-se: **(i) CPFL Cultura** – a programação das exposições de artes visuais, os encontros presenciais gratuitos e

as transmissões online estiveram focados na visão histórica de temas estruturantes do mundo contemporâneo, no período de 1912 a 2012, associando-se às comemorações do centenário da empresa. Foram editados programas de TV, documentários e outros produtos audiovisuais, disponíveis no site www.cpfcultura.com.br; **(ii) Programa CPFL de Revitalização dos Hospitais Filantrópicos** – visa elevar o desempenho administrativo dos hospitais filantrópicos atendidos pelas distribuidoras do Grupo no Estado de São Paulo e a aperfeiçoar os serviços prestados à comunidade. Em 2012, foi lançada a terceira etapa do programa, que contempla 40 cidades nas regiões de Campinas e São José do Rio Preto. Até 2014, R\$ 1,3 milhão será investido; **(iii) Programa de Apoio aos Conselhos Municipais dos Direitos da Criança e do Adolescente (CMDCA)** – na edição 2012, as empresas do Grupo destinaram o total de R\$ 2,1 milhões, com recursos de incentivo fiscal, para 58 municípios da área de concessão; **(iv) Programa CPFL de Voluntariado** – foi realizada a segunda edição do Dia do Bem Fazer, que contou com 25 ações organizadas em 20 cidades e mais de 5.500 voluntários envolvidos; e **(v) Influência e liderança na cadeia de valor** – na edição 2012 do Prêmio Mais Valor, iniciativa que visa reconhecer a excelência da performance dos fornecedores do Grupo, foi criada uma nova categoria de premiação: Sustentabilidade. Os fornecedores foram avaliados a partir do preenchimento dos Indicadores Ethos de Responsabilidade Social.

Rio + 20: a companhia esteve presente nos principais debates e organizou diversas atividades durante a Conferência das Nações Unidas sobre Desenvolvimento Sustentável.

Gestão ambiental: em 2012, a CPFL Energia realizou inventário de emissões de gases de efeito estufa, premiado com medalha de ouro pelo Programa Brasileiro GHG Protocol. Além disso, a companhia assumiu metas que contribuirão para a redução das emissões. A companhia recebeu neste ano os seguintes prêmios: (i) Prêmio “Empresa Verde”, concedido pela Revista Época, (ii) Prêmio de Responsabilidade Ambiental, concedido pela Fundação Coge, pelo projeto “Desenvolvimento Organizacional em Gestão de Gases de Efeito Estufa” e (iii) Prêmio Inovação Sustentável, concedido pela Camargo Corrêa, pelo projeto de “Revitalização de Lâmpadas”. Quanto aos licenciamentos ambientais, foram obtidas duas Licenças Prévias (LPs), 12 Licenças de Instalação (LIs), uma Licença de Operação (LOs) e nove Autorizações de Supressão de Vegetação para a construção de subestações e linhas de transmissão da CPFL Paulista, CPFL Piratininga. Também foram obtidas três LPs, nove LIs e duas LOs para a construção de subestações e linhas de transmissão da RGE. Em paralelo, cada empresa do Grupo desenvolveu projetos para mitigar os impactos socioambientais de seus empreendimentos, com destaque para:

- **Geração de energia - UHE Foz do Chapecó** – (i) inauguração de Casas da Memória em São Carlos (SC) e Nonoai (RS) e de museus em Águas de Chapecó e Caxambu do Sul (SC), Erval Grande, Alpestre e Rio dos Índios (RS); (ii) financiamento dos Planos Municipais de Saneamento Básico de Alpestre, Rio dos Índios, Erval Grande, Faxinalzinho, Nonoai e Itatiba do Sul (RS); (iii) registro de projeto para geração de créditos de carbono; (iv) projeto de desenvolvimento da comunidade Volta Grande, de Alpestre (RS), em parceria com o Movimento dos Atingidos por Barragens (MAB); **UHEs Monte Claro, Castro Alves e 14 de Julho (Ceran)** – (i) manutenção da certificação da sede da Ceran e das UHEs Monte Claro, Castro Alves e 14 de Julho nas ISOs 9001:2008 e 14001:2004 e OHSAS 18001:2007; (ii) manutenção de um Sistema de Informações Ambientais (SIA) dos empreendimentos hidrelétricos da região; **UHE Campos Novos (Enercan)** – (i) o Programa de Responsabilidade Socioambiental e Fundo de Desenvolvimento Regional Sustentável apoiou em 2012 um total de 231 projetos e ações sociais, sendo 51 projetos enquadrados nas leis de incentivo fiscal, 68 projetos e ações sociais apresentados por entidades locais e regionais do entorno da UHE, e 112 projetos de agregação de renda; (ii) plantação de 350 mil mudas nativas em sua Área de Preservação Permanente (APP); e (iii) conquista do Prêmio Empresa Cidadã e dos certificados: “500 Maiores Empresas do Sul”, pela revista Amanhã, e ODM (Objetivos de Desenvolvimento do Milênio), pelo Movimento Nós Podemos Santa Catarina; **UHE Serra da Mesa** – assinado Convênio entre Furnas Centrais Elétricas, FUNAI e CPFL Geração para implantação do Programa de Apoio aos Avá-Canoeiro. Continuidade do apoio às ações do Fundo de Desenvolvimento da Região Norte-Nordeste de Goiás. O Fundo de Desenvolvimento Regional conta atualmente com 2 projetos coletivos e 104 projetos individuais, beneficiando cerca de 200 famílias; **UHE Barra Grande (BAESA)** – (i) o Programa de Responsabilidade Socioambiental apoiou em 2012 um total de 114 projetos e ações sociais, sendo 22 projetos enquadrados nas leis de

incentivo fiscal, 60 projetos e ações sociais apresentados por entidades locais e regionais do entorno da UHE, e 32 projetos de agregação de renda, beneficiando aproximadamente 550 mil pessoas e gerando 70 empregos diretos e indiretos; (ii) implantação do Programa de Incentivo à Conservação da Área de Preservação Permanente do reservatório; e (iii) conquista do Prêmio Empresa Cidadã e dos certificados: "500 Maiores Empresas do Sul", pela revista Amanhã, ODM (Objetivos de Desenvolvimento do Milênio), pelo Movimento Nós Podemos Santa Catarina, Responsabilidade Social, pela Assembleia Legislativa do Estado do Rio Grande do Sul, Excelência em Gestão Sustentável, pela Editora Expressão e Aequo Soluções em Sustentabilidade, e o Selo Empresa Amiga da Criança, pela Fundação ABRINQ.

- **Distribuição de energia** – (i) continuidade do Programa de Arborização Urbana Viária: doação de 43.000 mudas às prefeituras municipais do Estado de São Paulo; (ii) plantio de 549 mudas nativas, doação de 1.951 mudas para arborização urbana e doação de 78.000 mudas de árvores nobres e araucária em municípios da área de concessão da RGE em SC; (iii) manutenção, pela CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, da certificação ambiental - ISO 14001 - **no escopo "Convivência da rede de distribuição urbana de energia elétrica com o meio ambiente e serviços da transmissão de energia elétrica"**; e (iv) contratação de empresa especializada (*standby*), para atuação em situações de emergências ambientais, e de um novo seguro ambiental – Itaú Seguros.

9. Auditores independentes

A Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes (Deloitte) foi contratada pela CPFL Energia para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da sociedade. Em atendimento à Instrução CVM nº 381/03, informamos que essa empresa de auditoria não prestou, em 2012, serviços não-relacionados à auditoria externa cujos honorários fossem superiores a 5% do total de honorários recebidos por esse serviço.

Durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012, a Deloitte prestou além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras e de revisão das informações intermediárias, os seguintes serviços relacionados à auditoria:

Natureza	Data do contrato	Duração	Valor	Percentual do total contrato de auditoria
Revisão DIPJ	12/03/2012	Ano calendário 2012	112.042,16	2%
Asseguração sobre cumprimento de covenants financeiros	12/03/2012	Média de 03 meses	114.399,01	2%
Procedimentos previamente acordados - Due Diligence	10/11/2011	12 meses	716.122,84	11%
Trabalhos de procedimentos previamente acordados conforme requerido pela ANEEL - P&D	04/10/2012	1 mês	7.000,00	0%
Laudos Contábeis	31/07/2012 e 22/11/2012	Média de 01 mês	125.060,84	2%
Prestação de Serviço em conexão com a oferta pública de distribuição primária e secundária de ações da CPFL Renováveis	30/03/2012	05 meses	1.188.248,90	19%
Auditoria de obras - CPFL Renováveis	01/11/2010 e 25/08/2011	Média de 03 anos	220.519,83	4%
			2.483.393,58	40%

Como se observa, a CPFL Energia não contratou a Deloitte para a prestação de outros serviços que não sejam relacionados à auditoria durante o exercício de 2012.

A CPFL Energia adota a prática de não contratação dos auditores independentes para a prestação de serviços que não sejam relacionados à auditoria. A contratação dos auditores independentes, conforme estatuto social, é recomendada pelo Conselho Fiscal, e compete ao Conselho de Administração deliberar sobre a seleção ou destituição dos auditores independentes.

A Administração da CPFL Energia declara que a prestação dos serviços foi feita em estrita observância das normas que tratam da independência dos auditores independentes em trabalhos de auditoria e não representaram situações que poderiam afetar a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria externa pela Deloitte.

10. Agradecimentos

A Administração da CPFL Energia agradece aos seus acionistas, clientes, fornecedores e comunidades da área de atuação de suas empresas controladas, pela confiança depositada na companhia no ano de 2012. Agradece, ainda, de forma especial, aos seus colaboradores pela competência e dedicação para o cumprimento dos objetivos e metas estabelecidos.

A Administração

Para mais informações sobre o desempenho desta e de outras empresas do Grupo CPFL Energia, acesse o endereço www.cpfl.com.br/ri.

Balanco Social Anual / 2012 / 2011 (*)

Empresa: CPFL Energia S.A. Consolidado



1 - Base de Cálculo	2012 Valor (Mil reais)			2011 Valor (Mil reais)		
Receita líquida (RL)	15.055.147			12.764.028		
Resultado operacional (RO)	2.003.481			2.425.169		
Folha de pagamento bruta (FPB)	618.804			570.600		
2 - Indicadores Sociais Internos	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL
Alimentação	49.629	8,02%	0,33%	46.731	8,19%	0,37%
Encargos sociais compulsórios	171.490	27,71%	1,14%	147.019	25,77%	1,15%
Previdência privada	35.924	5,81%	0,24%	33.381	5,85%	0,26%
Saúde	29.380	4,75%	0,20%	26.154	4,58%	0,20%
Segurança e saúde no trabalho	2.513	0,41%	0,02%	2.307	0,40%	0,02%
Educação	2.437	0,39%	0,02%	1.963	0,34%	0,02%
Cultura	0	0,00%	0,00%	0	0,00%	0,00%
Capacitação e desenvolvimento profissional	13.101	2,12%	0,09%	11.721	2,05%	0,09%
Creches ou auxilio-creche	930	0,15%	0,01%	901	0,16%	0,01%
Participação nos lucros ou resultados	50.520	8,16%	0,34%	41.337	7,24%	0,32%
Outros	6.257	1,01%	0,04%	4.161	0,73%	0,03%
Total - Indicadores sociais internos	362.181	58,53%	2,41%	315.675	55,32%	2,47%
3 - Indicadores Sociais Externos	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
Educação	514	0,03%	0,00%	330	0,01%	0,00%
Cultura	16.554	0,83%	0,11%	12.120	0,50%	0,09%
Saúde e saneamento	794	0,04%	0,01%	68	0,00%	0,00%
Esporte	3.071	0,15%	0,02%	1.833	0,08%	0,01%
Combate à fome e segurança alimentar	93	0,00%	0,00%	0	0,00%	0,00%
Outros	4.768	0,24%	0,03%	2.079	0,09%	0,02%
Total das contribuições para a sociedade	25.794	1,29%	0,17%	16.430	0,68%	0,13%
Tributos (excluídos encargos sociais)	6.154.155	307,17%	40,88%	6.080.430	250,72%	47,64%
Total - Indicadores sociais externos	6.179.949	308,46%	41,05%	6.096.860	251,40%	47,77%
4 - Indicadores Ambientais	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
Investimentos relacionados com a produção/ operação da empresa	46.289	2,31%	0,31%	43.411	1,79%	0,34%
Investimentos em programas e/ou projetos externos	62.940	3,14%	0,42%	61.723	2,55%	0,48%
Total dos investimentos em meio ambiente	109.229	5,45%	0,73%	105.134	4,34%	0,82%
Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/ operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa	<input type="checkbox"/> não possui metas <input type="checkbox"/> cumpre de 0 a 50%		<input type="checkbox"/> cumpre de 51 a 75% <input checked="" type="checkbox"/> cumpre de 76 a 100%		<input type="checkbox"/> não possui metas <input type="checkbox"/> cumpre de 0 a 50% <input checked="" type="checkbox"/> cumpre de 76 a 100%	
5 - Indicadores do Corpo Funcional	2012			2011		
Nº de empregados(as) ao final do período	8.667			7.913		
Nº de admissões durante o período	2.262			1.541		
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	ND			ND		
Nº de estagiários(as)	220			229		
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	1.976			1.851		
Nº de mulheres que trabalham na empresa	2.153			1.845		
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	10,45%			9,25%		
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	1.173			942		
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	1,55%			2,89%		
Nº de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	272			273		
6 - Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial	2012			2011		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	20,65			74,10		
Número total de acidentes de trabalho	43			41		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	<input type="checkbox"/> direção	<input checked="" type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input type="checkbox"/> direção	<input checked="" type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) + Cipa	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) + Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	<input type="checkbox"/> não se envolve	<input type="checkbox"/> segue as normas da OIT	<input checked="" type="checkbox"/> incentiva e segue a OIT	<input type="checkbox"/> não se envolve	<input type="checkbox"/> segue as normas da OIT	<input checked="" type="checkbox"/> incentiva e segue a OIT
A previdência privada contempla:	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla:	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	<input type="checkbox"/> não são considerados	<input type="checkbox"/> são sugeridos	<input checked="" type="checkbox"/> são exigidos	<input type="checkbox"/> não são considerados	<input type="checkbox"/> são sugeridos	<input checked="" type="checkbox"/> são exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	<input type="checkbox"/> não se envolve	<input type="checkbox"/> apóia	<input checked="" type="checkbox"/> organiza e incentiva	<input type="checkbox"/> não se envolve	<input type="checkbox"/> apóia	<input checked="" type="checkbox"/> organiza e incentiva
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as):	na empresa 1.185.531	no Procon 2.009	na Justiça 4.830	na empresa (*) 1.083.459	no Procon (*) 1.889	na Justiça 5.397
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa 100%	no Procon 100%	na Justiça 23,35%	na empresa 100%	no Procon 100%	na Justiça 14,63%
Valor adicionado total a distribuir (em R\$ mil):	Em 2012 9.729.138			Em 2011 9.832.485		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	64,5% governo 6,8% colaboradores(as) 11,2% acionistas 18,8% terceiros 1,7% retido			62,9% governo 6,1% colaboradores(as) 15,3% acionistas 14,5% terceiros 1,2% retido		
7 - Outras Informações	Informações Consolidadas					
Nos itens financeiros foram utilizados os percentuais de participação societária. Para as demais informações, tais como quantidade de empregados e processos judiciais, as informações foram disponibilizadas em números integrais.						
Responsável pelo Preenchimento: Antônio Carlos Bassalo, fone (19) - 3756-8018, bassalo@cpfl.com.br						
(*) Informações não examinadas pelos auditores independentes						



CPFL Energia S.A.

Balancos Patrimoniais em 31 de dezembro de 2012 e de 2011

(Em milhares de reais)

ATIVO	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011 ⁽¹⁾	31/12/2012	31/12/2011 ⁽¹⁾
Circulante				
Caixa e equivalentes de caixa (nota 5)	141.835	549.189	2.477.894	2.699.837
Consumidores, concessionárias e permissionárias (nota 6)	-	-	2.268.601	1.874.280
Dividendo e juros sobre o capital próprio (nota 12)	401.473	125.913	2.894	830
Títulos e valores mobiliários	3.939	45.668	6.100	47.521
Tributos a compensar (nota 7)	25.311	40.783	263.403	277.463
Derivativos (nota 34)	540	2	870	3.733
Estoques	-	-	49.346	44.872
Arrendamentos (nota 9)	-	-	9.740	4.581
Ativo financeiro da concessão (nota 10)	-	-	34.444	-
Outros créditos (nota 11)	1.813	2.833	516.903	409.938
Total do circulante	574.911	764.388	5.630.196	5.363.054
Não circulante				
Consumidores, concessionárias e permissionárias (nota 6)	-	-	162.017	182.300
Coligadas, controladas e controladora	-	2.610	-	-
Depósitos judiciais (nota 21)	12.579	11.744	1.184.554	1.128.616
Títulos e valores mobiliários	-	2.854	-	109.965
Tributos a compensar (nota 7)	-	-	225.036	216.715
Derivativos (nota 34)	71	-	486.438	215.642
Créditos fiscais diferidos (nota 8)	177.411	193.874	1.318.618	1.176.535
Adiantamento para futuro aumento de capital	55	-	-	-
Arrendamentos (nota 9)	-	-	31.703	24.521
Ativo financeiro da concessão (nota 10)	-	-	2.342.796	1.376.664
Entidade de previdência privada (nota 18)	-	-	10.203	3.416
Investimentos ao custo	-	-	116.654	116.654
Outros créditos (nota 11)	13.365	16.978	420.155	279.460
Investimentos (nota 12)	6.504.548	6.614.915	-	-
Imobilizado (nota 13)	687	312	9.611.958	8.292.076
Intangível (nota 14)	74	118	9.535.360	8.927.439
Total do não circulante	6.708.790	6.843.405	25.445.491	22.050.003
Total do Ativo	7.283.701	7.607.793	31.075.687	27.413.057

(1) Contempla os efeitos descritos na nota explicativa 2.9.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S.A.
Balancos Patrimoniais em 31 de dezembro de 2012 e de 2011
 (Em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011 ⁽¹⁾	31/12/2012	31/12/2011 ⁽¹⁾
Circulante				
Fornecedores (nota 15)	1.283	1.618	1.691.002	1.240.143
Encargos de dívidas (nota 16)	-	-	142.599	141.902
Encargos de debêntures (nota 17)	7.082	16.403	95.614	83.552
Empréstimos e financiamentos (nota 16)	-	-	1.558.499	896.414
Debêntures (nota 17)	150.000	150.000	336.459	531.185
Entidade de previdência privada (nota 18)	-	-	51.675	40.695
Taxas regulamentares (nota 19)	-	-	114.488	145.146
Tributos e contribuições sociais (nota 20)	453	196	442.365	483.028
Dividendo e juros sobre capital próprio (nota 24)	16.856	15.575	26.542	24.524
Obrigações estimadas com pessoal	29	7	72.535	70.771
Derivativos (nota 34)	-	-	109	-
Uso do bem público (nota 22)	-	-	30.422	28.738
Outras contas a pagar (nota 23)	19.457	16.457	631.043	813.338
Total do circulante	195.159	200.258	5.193.350	4.499.437
Não circulante				
Fornecedores (nota 15)	-	-	4.467	-
Encargos de dívidas (nota 16)	-	-	62.271	23.627
Empréstimos e financiamentos (nota 16)	-	-	9.035.534	7.382.455
Debêntures (nota 17)	150.000	300.000	5.895.143	4.548.651
Entidade de previdência privada (nota 18)	-	-	325.455	414.629
Tributos e contribuições sociais (nota 20)	-	-	-	165
Débitos fiscais diferidos (nota 8)	-	-	1.155.733	1.038.101
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas (nota 21)	12.524	11.713	386.079	338.121
Derivativos (nota 34)	-	24	336	24
Uso do bem público (nota 22)	-	-	461.157	440.926
Outras contas a pagar (nota 23)	29.358	28.641	149.099	174.410
Total do não circulante	191.882	340.378	17.475.275	14.361.110
Patrimônio líquido (nota 24)				
Capital social	4.793.424	4.793.424	4.793.424	4.793.424
Reservas de capital	228.322	229.956	228.322	229.956
Reserva legal	556.481	495.185	556.481	495.185
Reserva de retenção de lucros para investimento	326.899	-	326.899	-
Dividendo	455.906	758.470	455.906	758.470
Resultado abrangente acumulado	535.627	563.005	535.627	563.005
Lucros acumulados	-	227.118	-	227.118
	6.896.660	7.067.158	6.896.660	7.067.158
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	-	-	1.510.401	1.485.352
Total patrimônio líquido	6.896.660	7.067.158	8.407.061	8.552.511
Total do passivo e patrimônio líquido	7.283.701	7.607.793	31.075.687	27.413.057

(1) Contempla os efeitos descritos na nota explicativa 2.9.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S.A.

Demonstrações dos Resultados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011

(Em milhares de reais, exceto lucro por ação)

	Controladora		Consolidado	
	2012	2011 ⁽¹⁾	2012	2011 ⁽¹⁾
Receita operacional líquida (nota 26)	1.452	1.191	15.055.147	12.764.028
Custo do serviço de energia elétrica				
Custo com energia elétrica (nota 27)	-	-	(7.725.980)	(6.220.970)
Custo de operação (nota 28)	-	-	(1.620.312)	(1.157.970)
Custo do serviço prestado a terceiros (nota 28)	-	-	(1.355.675)	(1.138.626)
Lucro operacional bruto	1.452	1.191	4.353.181	4.246.463
Despesas operacionais (nota 28)				
Despesas com vendas	-	-	(468.345)	(364.352)
Despesas gerais e administrativas	(29.549)	(30.791)	(732.823)	(615.171)
Outras despesas operacionais	(36)	(145.189)	(380.899)	(216.392)
Resultado do serviço	(28.134)	(174.789)	2.771.113	3.050.547
Resultado de participações societárias	1.331.086	1.768.568	-	-
Resultado financeiro (nota 29)				
Receitas financeiras	15.301	57.783	720.332	761.400
Despesas financeiras	(37.385)	(57.198)	(1.487.964)	(1.386.778)
	(22.084)	585	(767.632)	(625.378)
Lucro antes dos tributos	1.280.869	1.594.364	2.003.481	2.425.169
Contribuição social (nota 8)	(13.301)	(3.650)	(198.987)	(215.517)
Imposto de renda (nota 8)	(41.645)	(18.422)	(547.760)	(585.380)
	(54.945)	(22.072)	(746.747)	(800.896)
Lucro líquido do exercício	1.225.924	1.572.292	1.256.734	1.624.273
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores			1.225.924	1.572.292
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores			30.810	51.981
Lucro por ação básico atribuído aos acionistas controladores (nota 25)- R\$	1,27	1,63	1,27	1,63
Lucro por ação diluído atribuído aos acionistas controladores (nota 25)- R\$	1,26	1,63	1,26	1,63

(1) Contempla os efeitos descritos na nota explicativa 2.9.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S.A.
Demonstrações dos Resultados Abrangentes para os Exercícios findos em 31 de Dezembro de 2012 e 2011
(Em milhares de reais)

	Controladora	
	2012	2011 ⁽¹⁾
Lucro líquido do exercício	1.225.924	1.572.292
Resultado abrangente do exercício - individual	<u>1.225.924</u>	<u>1.572.292</u>

	Consolidado	
	2012	2011 ⁽¹⁾
Lucro líquido do exercício	1.256.734	1.624.273
Resultado abrangente consolidado do exercício	<u>1.256.734</u>	<u>1.624.273</u>
Resultado abrangente atribuído aos acionistas controladores	1.225.924	1.572.292
Resultado abrangente atribuído aos acionistas não controladores	30.810	51.981

(1) Contempla os efeitos descritos na nota explicativa 2.9.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

CPFL Energia S.A.
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido para os Exercícios findos em 31 de Dezembro de 2012 e 2011
(em milhares de reais)

	Capital social	Reserva de capital	Reserva de lucros		Dividendo	Resultado abrangente acumulado	Lucros/(Prejuízos) acumulados	Total	Participação de acionistas não controladores		Total do Patrimônio líquido
			Reserva legal	Reserva de retenção de lucros para investimento					Resultado abrangente acumulado	Outros componentes do PL	
Saldos em 1 de janeiro de 2011 ⁽¹⁾	4.793.424	16	418.665	-	486.040	609.732	185.831	6.493.708	-	255.948	6.749.656
Resultado abrangente total											
Lucro líquido do exercício ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-	1.572.292	1.572.292	-	51.981	1.624.273
	-	-	-	-	-	-	1.572.292	1.572.292	-	51.981	1.624.273
Mutações Internas do patrimônio líquido											
Realização do custo atribuído de ativo imobilizado	-	-	-	-	-	(39.098)	39.098	-	(368)	368	-
Efeito fiscais sobre a realização do custo atribuído	-	-	-	-	-	13.293	(13.293)	-	125	(125)	-
Constituição de reserva legal	-	-	76.520	-	-	-	(76.520)	-	-	-	-
Outras movimentações de acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(14)	(14)
	-	-	76.520	-	-	(25.805)	(50.715)	-	(243)	229	(14)
Transações de capital com os acionistas											
Dividendo prescrito	-	-	-	-	-	-	4.967	4.967	-	-	4.967
Dividendo intermediário	-	-	-	-	-	-	(747.709)	(747.709)	-	(3.498)	(751.207)
Dividendo proposto	-	-	-	-	758.470	-	(758.470)	-	-	-	-
Aprovação da proposta de dividendo	-	-	-	-	(486.040)	-	-	(486.040)	-	(3.596)	(489.636)
Integralização de capital de acionistas não controladores em controladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Combinação de negócios CPFL Renováveis	-	229.940	-	-	-	(20.922)	20.922	229.940	20.922	1.163.609	1.414.473
	-	229.940	-	-	272.430	(20.922)	(1.480.290)	(998.843)	20.922	1.156.515	178.596
Saldos em 31 de dezembro de 2011 ⁽¹⁾	4.793.424	229.956	495.185	-	758.470	563.005	227.118	7.067.158	20.679	1.464.673	8.552.511
Resultado abrangente total											
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	1.225.924	1.225.924	-	30.810	1.256.734
	-	-	-	-	-	-	1.225.924	1.225.924	-	30.810	1.256.734
Mutações Internas do patrimônio líquido											
Reserva de retenção de lucros para investimento	-	-	-	326.899	-	-	(326.899)	-	-	-	-
Realização do custo atribuído de ativo imobilizado	-	-	-	-	-	(41.482)	41.482	-	(1.421)	1.421	-
Efeito fiscais sobre a realização do custo atribuído	-	-	-	-	-	14.104	(14.104)	-	483	(483)	-
Constituição de reserva legal	-	-	61.296	-	-	-	(61.296)	-	-	-	-
Outras movimentações de acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(334)	(334)
	-	-	61.296	326.899	-	(27.378)	(360.818)	-	(938)	604	(334)
Transações de capital com os acionistas											
Dividendo prescrito	-	-	-	-	-	-	3.921	3.921	-	-	3.921
Dividendo intermediário	-	-	-	-	-	-	(640.239)	(640.239)	-	-	(640.239)
Dividendo proposto	-	-	-	-	455.906	-	(455.906)	-	-	(5.875)	(5.875)
Aprovação da proposta de dividendo	-	-	-	-	(758.470)	-	-	(758.470)	-	(8.201)	(766.672)
Integralização de capital de acionistas não controladores em controladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.563	3.563
Combinação de negócios CPFL Renováveis	-	(1.634)	-	-	-	-	-	(1.634)	-	5.086	3.452
	-	(1.634)	-	-	(302.564)	-	(1.092.224)	(1.396.422)	-	(5.427)	(1.401.849)
Saldos em 31 de dezembro de 2012	4.793.424	228.322	556.481	326.899	455.906	535.627	-	6.896.660	19.741	1.490.660	8.407.061

(1) Contempla os efeitos descritos na nota explicativa 2.9.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

CPFL Energia S/A
Demonstrações dos Fluxos de Caixa
Para os Exercícios findos em 31 de Dezembro 2012 e 2011
Em milhares de reais

	Controladora		Consolidado	
	2012	2011 (1)	2012	2011 (1)
FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL				
Lucro antes dos tributos	1.280.869	1.594.364	2.003.481	2.425.169
AJUSTES PARA CONCILIAR O LUCRO AO CAIXA ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS				
Depreciação e amortização	65	145.359	1.127.103	801.203
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	7	-	95.226	35.219
Provisão para devedores duvidosos	-	-	163.903	-
Encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais	30.028	36.496	1.099.913	1.105.405
Ganho com plano de pensão	-	-	(16.340)	(82.953)
Equivalência patrimonial	(1.331.086)	(1.768.568)	-	-
Perda na baixa de não circulante	-	-	54.579	3.688
PIS e COFINS diferidos	-	-	(64.005)	6.429
Outros	-	-	21.919	-
	(20.117)	7.651	4.485.779	4.294.160
REDUÇÃO (AUMENTO) NOS ATIVOS OPERACIONAIS				
Consumidores, concessionárias e permissionárias	-	-	(486.380)	(9.184)
Dividendo e juros sobre o capital próprio recebidos	1.199.996	1.692.403	-	-
Tributos a compensar	47.539	28.249	48.558	(12.971)
Operações de Arrendamento	-	-	(3.969)	(6.347)
Depósitos judiciais	(28)	(21)	8.305	(164.165)
Outros ativos operacionais	4.747	7.762	(73.495)	(61.086)
AUMENTO (REDUÇÃO) NOS PASSIVOS OPERACIONAIS				
Fornecedores	(336)	(150)	435.014	122.783
Outros tributos e contribuições sociais	699	1.103	(146.600)	54.230
Outras obrigações com entidade de previdência privada	-	-	(79.450)	(70.318)
Taxas regulamentares	-	-	(29.057)	21.596
Riscos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	-	-	(64.084)	-
Outros passivos operacionais	3.738	(7.757)	(68.314)	65.832
CAIXA ORIUNDO DAS OPERAÇÕES	1.236.238	1.729.240	4.026.307	4.234.530
Encargos de dívidas pagos	(45.080)	(51.984)	(1.018.078)	(981.682)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(39.976)	(39.730)	(864.145)	(764.195)
CAIXA LÍQUIDO ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	1.151.182	1.637.526	2.144.084	2.488.653
ATIVIDADES DE INVESTIMENTOS				
Aquisição de participação societária, líquido do caixa adquirido	-	-	(706.186)	(814.330)
Pagamento de contas a pagar de aquisições	-	-	(172.476)	(48.608)
Aumento de capital em investidas	(66.701)	(11.752)	-	-
Aumento de caixa decorrente de combinação de negócios	-	-	-	253.178
Aquisições de imobilizado	(508)	(188)	(1.034.589)	(829.701)
Titulos e valores mobiliários, cauções e depósitos Vinculados	49.263	46.202	(14.806)	18.688
Operações de arrendamento	-	-	(6.581)	8.314
Adições de intangível	-	-	(1.433.064)	(1.075.072)
Adiantamento para futuro aumento de capital	(55)	-	-	-
Operações de mútuo com controladas e coligadas	2.799	(3.868)	-	-
Outros	-	-	(558)	-
(UTILIZAÇÃO) GERAÇÃO DE CAIXA EM ATIVIDADES DE INVESTIMENTOS	(15.202)	30.394	(3.368.260)	(2.487.531)
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTOS				
Captação de empréstimos e debêntures	-	-	4.294.254	5.536.932
Aumento de capital em função de aumento de participação societária	-	-	-	1.118
Amortização de principal de empréstimos e debêntures, líquida de derivativos	(149.827)	(121)	(1.885.175)	(3.157.839)
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(1.393.507)	(1.229.568)	(1.406.846)	(1.240.590)
Outros	-	-	-	(3.802)
GERAÇÃO (UTILIZAÇÃO) DE CAIXA EM ATIVIDADES DE FINANCIAMENTOS	(1.543.334)	(1.229.689)	1.002.233	1.135.819
AUMENTO (REDUÇÃO) NAS DISPONIBILIDADES	(407.354)	438.231	(221.943)	1.136.941
SALDO INICIAL DAS DISPONIBILIDADES	549.189	110.958	2.699.837	1.562.897
SALDO FINAL DAS DISPONIBILIDADES	141.835	549.189	2.477.894	2.699.838

(1) Contempla os efeitos descritos na nota explicativa 2.9

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

CPFL Energia S.A.
Demonstrações do valor adicionado para os exercícios findos em 31 de Dezembro de 2012 e de 2011
(em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2012	2011 ⁽¹⁾	2012	2011 ⁽¹⁾
1 - Receita	2.108	1.500	22.353.535	19.267.606
1.1 Receita de venda de energia e serviços	1.600	1.312	20.070.723	17.736.155
1.2 Receita relativa à construção de ativos próprios	508	188	1.095.164	472.298
1.3 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	-	-	1.351.550	1.129.826
1.4 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	(163.903)	(70.673)
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(12.700)	(23.313)	(12.236.546)	(9.375.269)
2.1 Custo com energia elétrica	-	-	(8.584.834)	(6.926.552)
2.2 Material	(424)	(210)	(1.006.729)	(892.429)
2.3 Serviços de terceiros	(6.902)	(18.005)	(1.071.161)	(1.095.227)
2.4 Outros	(5.374)	(5.098)	(1.573.822)	(461.061)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	(10.592)	(21.813)	10.116.989	9.892.338
4 - Retenções	(65)	(145.359)	(1.127.382)	(845.819)
4.1 Depreciação e amortização	(65)	(170)	(841.374)	(661.770)
4.2 Amortização do intangível de concessão	-	(145.189)	(286.009)	(184.049)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	(10.657)	(167.172)	8.989.607	9.046.518
6 - Valor adicionado recebido em transferência	1.365.481	1.845.140	739.531	785.966
6.1 Receitas financeiras	34.395	76.572	739.531	785.966
6.2 Equivalência patrimonial	1.331.086	1.768.568	-	-
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	1.354.824	1.677.969	9.729.138	9.832.485
8 - Distribuição do valor adicionado				
8.1 Pessoal e encargos	14.713	6.314	659.596	595.432
8.1.1 Remuneração direta	6.218	4.234	437.223	417.847
8.1.2 Benefícios	8.005	1.839	178.648	146.586
8.1.3 F.G.T.S	489	240	43.725	30.999
8.2 Impostos, taxas e contribuições	76.986	42.079	6.276.188	6.184.300
8.2.1 Federais	76.982	42.075	3.081.294	3.204.456
8.2.2 Estaduais	4	4	3.183.205	2.970.299
8.2.3 Municipais	-	-	11.689	9.545
8.3 Remuneração de capital de terceiros	37.201	57.284	1.536.621	1.428.479
8.3.1 Juros	37.081	57.181	1.493.141	1.401.429
8.3.2 Aluguéis	121	103	29.641	27.051
8.3.3 Outros	-	-	13.839	-
8.4 Remuneração de capital próprio	1.225.923	1.572.292	1.256.734	1.624.273
8.4.1 Dividendos (incluindo adicional proposto)	1.089.948	1.501.212	1.093.869	1.504.710
8.4.2 Lucros retidos	135.975	71.080	162.865	119.563
	1.354.824	1.677.969	9.729.138	9.832.485

(1) Contempla os efeitos descritos na nota explicativa 2.9

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

CPFL ENERGIA S.A.
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E DE 2011
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

(1) CONTEXTO OPERACIONAL

A CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia" ou "Companhia"), é uma sociedade por ações de capital aberto, constituída com o objetivo principal de atuar como holding, participando no capital de outras sociedades, dedicadas primariamente às atividades de distribuição, geração e comercialização de energia elétrica no Brasil.

A sede administrativa da Companhia está localizada na Rua Gomes de Carvalho, 1510 - 14º andar – Sala 142 - Vila Olímpia - São Paulo - SP - Brasil.

A Companhia possui participações diretas e indiretas nas seguintes controladas operacionais (informações sobre área de concessão, número de clientes, capacidade de produção de energia e dados correlatos não são auditados pelos auditores independentes):

Distribuição de Energia	Tipo de sociedade	Participação societária	Critério de consolidação	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%	Integral	Interior de S. Paulo	234	3.891	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Integral	Interior e litoral de S. Paulo	27	1.531	30 anos	Outubro de 2028
Rio Grande Energia S.A. ("RGE")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Integral	Interior do Rio Grande do Sul	253	1.354	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Integral	Interior de São Paulo e Paraná	27	191	16 anos	Julho de 2015
Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Integral	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%	Integral	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%	Integral	Interior de S. Paulo	5	77	16 anos	Julho de 2015
Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Integral	Interior de São Paulo e Minas Gerais	4	43	16 anos	Julho de 2015

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

Comercialização de energia	Tipo de sociedade	Atividade preponderante	Participação societária	Critério de consolidação
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Direta 100%	Integral
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("CPFL Meridional")	Sociedade Limitada	Comercialização e prestação de serviços de energia	Indireta 100%	Integral
CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%	Integral
CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto")	Sociedade Limitada	Comercialização de energia	Direta 100%	Integral

Prestação de serviços	Tipo de sociedade	Atividade preponderante	Participação societária	Critério de consolidação
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	Direta 100%	Integral
NECT Serviços Administrativos Ltda ("Nect") ^(a)	Sociedade Limitada	Prestação de serviços administrativos	Direta 100%	Integral
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda. ("CPFL Atende")	Sociedade Limitada	Prestação de serviços de tele-atendimento	Direta 100%	Integral
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. ("CPFL Total") ^(b)	Sociedade Limitada	Serviços de arrecadação e cobrança	Direta e indireta 100%	Integral
CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom") ^(c)	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de telecomunicações	Direta 100%	Integral
CPFL Transmissão Piracicaba S.A. ^(****)	Sociedade por ações de capital fechado	Operar e explorar concessões de serviços de transmissão de energia elétrica	Direta 100%	Integral

^(a) Empresa anteriormente denominada Chumpitaz Serviços S.A.

^(b) Empresa anteriormente denominada Bio Anicuns S.A.

^(c) Empresa anteriormente denominada Bio Itapaci S.A.

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

(*) PCH - Pequena Central Hidrelétrica

(**) A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A (5,93% de participação no capital social total).

(***) A CPFL Renováveis possui operação nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Santa Catarina, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraná e Rio Grande do Sul, e tem como principais atividades (i) o investimento em sociedades no segmento de energias renováveis, (ii) a identificação, desenvolvimento e exploração de potenciais de geração e (iii) comercialização de energia elétrica. Em 31 de dezembro de 2012, a CPFL Renováveis era composta por um portfólio de projetos de 1.735 MW (1.093 MW proporcional à participação da Companhia) de capacidade instalada, sendo:

- Geração de energia hidrelétrica: 35 PCH's em operação (326 MW);
- Geração de energia eólica: 15 projetos em operação (556 MW) e 18 projetos em construção (482 MW);
- Geração de energia a partir de biomassa: 6 usinas em operação (270 MW) e 2 em construção (100 MW).
- Geração de energia solar: 1 usina solar em operação (1,1 MW)

(****) CPFL Transmissão Piracicaba

Em dezembro de 2012 a controlada CPFL Geração foi vencedora do Leilão de Transmissão ANEEL 007/2012 que prevê a construção e operação de uma linha de transmissão de aproximadamente 6,5 km de extensão, além de uma subestação de 440 KV localizada no município de Piracicaba, no Estado de São Paulo. Essa linha será conectada à rede de uma das distribuidoras do grupo CPFL Energia e as obras serão executadas pela controlada CPFL Serviços, o que viabilizou o negócio. Exclusivamente para operar esta concessão vencedora do Leilão, a CPFL Geração constituiu a CPFL Transmissão Piracicaba S.A ("CPFL Transmissão").

(2) APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2.1 Base de preparação

As demonstrações financeiras individuais (controladora) foram preparadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”) e diferem das demonstrações contábeis separadas que, conforme o *International Financial Reporting Standards – “IFRS”*, devem ter o investimento em suas coligadas e controladas avaliado ao valor justo ou ao custo.

As demonstrações financeiras consolidadas estão em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil e normas internacionais de contabilidade (“IFRS”), emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*.

A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico brasileiro e das normas definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais.

A autorização para a conclusão destas demonstrações financeiras foi dada pela Administração em 4 de março de 2013.

2.2 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram preparadas tendo como base o custo histórico, exceto para os seguintes itens materiais registrados nos balanços patrimoniais: i) instrumentos financeiros derivativos mensurados ao valor justo, ii) instrumentos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado, iii) ativos financeiros disponíveis para venda mensurados ao valor justo e iv) ativo atuarial mensurado ao valor justo, mas limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos ou reduções futuras nas contribuições ao plano.

2.3 Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das demonstrações financeiras exige que a Administração da Companhia faça julgamentos e adote estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas.

Por definição, as estimativas contábeis resultantes raramente serão iguais aos respectivos resultados reais. Desta forma, a Administração da Companhia revisa as estimativas e premissas adotadas de maneira contínua, baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os ajustes oriundos no momento destas revisões são reconhecidos no período em que as estimativas são revisadas e aplicadas de maneira prospectiva.

As principais contas contábeis que requerem a adoção de premissas e estimativas, que estão sujeitas a um maior grau de incertezas e que possam um risco de resultar em um ajuste material caso essas premissas e estimativas sofram mudanças significativas em períodos subsequentes são:

- Nota 6 – Consumidores, concessionárias e permissionárias
- Nota 8 – Créditos e débitos fiscais diferidos;
- Nota 9 – Arrendamento mercantil.
- Nota 10 – Ativo financeiro da concessão;
- Nota 11 – Outros créditos (Provisão para créditos de liquidação duvidosa);
- Nota 13 – Ativo imobilizado e redução ao valor recuperável;
- Nota 14 – Intangível e redução ao valor recuperável;
- Nota 18 – Entidade de previdência privada;
- Nota 21 – Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e depósitos judiciais;
- Nota 26 – Receita operacional líquida;
- Nota 27 – Custo com energia elétrica;
- Nota 34 – Instrumentos financeiros.

2.4 Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional da Companhia é o Real, e as demonstrações financeiras individuais e consolidadas estão sendo apresentadas em milhares de reais. O arredondamento é realizado somente após a totalização dos valores. Desta forma, os valores em milhares apresentados quando somados podem não coincidir com os respectivos totais já arredondados.

2.5 Base de consolidação

(i) Combinações de negócios

A Companhia mensura o ágio como o valor justo da contraprestação transferida incluindo o valor reconhecido de qualquer participação não-controladora na companhia adquirida, deduzindo o valor justo reconhecido dos ativos e passivos assumidos identificáveis, todos mensurados na data da aquisição.

(ii) Controladas e controladas em conjunto:

As demonstrações financeiras de controladas e controladas em conjunto (*joint venture*) são incluídas nas demonstrações financeiras consolidadas a partir da data em que o controle (total ou compartilhado), se inicia até a data em que deixa de existir.

Operações controladas em conjunto são aquelas em que as atividades do empreendimento, direta ou indiretamente, são controladas em conjunto com outros investidores, por meio de acordo contratual que exige consentimento unânime para as decisões financeiras e operacionais.

As políticas contábeis de controladas e controladas em conjunto consideradas na consolidação estão alinhadas com as políticas adotadas pela Companhia.

Nas demonstrações financeiras individuais da controladora as informações financeiras de controladas e controladas em conjunto, assim como as coligadas, são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial.

As demonstrações financeiras consolidadas abrangem os saldos e transações da Companhia e de suas controladas. Os saldos e transações de ativos, passivos, receitas e despesas foram consolidados integralmente para as controladas integrais e proporcionalmente para as suas controladas em conjunto. Anteriormente à consolidação com as demonstrações financeiras da Companhia, as demonstrações financeiras das controladas CPFL Geração, CPFL Brasil, CPFL Jaguari Geração e CPFL Renováveis são consolidadas integralmente com as de suas controladas, ou proporcionalmente para as controladas em conjunto

Saldos e transações entre empresas do grupo, e quaisquer receitas ou despesas derivadas destas transações, são eliminados na preparação das demonstrações financeiras consolidadas. Ganhos não realizados oriundos de transações com companhias investidas registrados por equivalência patrimonial são eliminados contra o investimento na proporção da participação da CPFL Energia na Companhia investida. Prejuízos não realizados são eliminados da mesma maneira como são eliminados os ganhos não realizados, mas somente até o ponto em que não haja evidência de perda por redução ao valor recuperável.

Para controladas, a parcela relativa aos acionistas não controladores está destacada no patrimônio líquido e destacada após a demonstração do resultado e resultado abrangente em cada período apresentado.

Os saldos das controladas em conjunto, bem como o percentual de participação da Companhia em cada uma delas, em 31 de dezembro de 2012 e de 2011 são como segue:

Percentual de participação	Enercan 48,72%	Baesa 25,01%	Chapecoense Geração 51%	Epasa 52,75%	Total
31/12/2012					
Ativo circulante	54.239	17.548	61.657	112.788	246.233
Ativo não circulante	662.784	329.980	1.683.765	386.905	3.063.434
Passivo circulante	67.329	32.292	139.976	142.802	382.398
Passivo não circulante	255.957	166.630	1.234.819	259.895	1.917.301
Patrimônio líquido	393.737	148.606	370.627	96.996	1.009.967
Receita operacional bruta	218.840	77.736	346.003	212.700	855.279
Receita operacional líquida	203.718	70.545	319.310	191.114	784.688
Lucro líquido	68.492	(6.476)	46.501	13.457	121.974
31/12/2011					
Ativo circulante	52.131	19.718	35.861	23.140	130.850
Ativo não circulante	685.795	362.484	1.737.137	405.175	3.190.591
Passivo circulante	64.510	32.310	139.710	39.092	275.623
Passivo não circulante	290.455	187.165	1.287.546	290.977	2.056.144
Patrimônio líquido	382.961	162.726	345.742	98.246	989.675
Receita operacional bruta	207.649	79.377	246.592	122.908	656.527
Receita operacional líquida	193.314	71.539	229.128	109.764	603.745
Lucro líquido	56.460	10.025	(3.376)	19.960	83.069

(iii) Aquisição de participação de acionistas não-controladores

É registrada como transações entre acionistas. Consequentemente, nenhum ágio é reconhecido como resultado de tais transações.

2.6 Informações por segmento

Um segmento operacional é um componente da Companhia (i) que possui atividades operacionais através das quais gera receitas e incorre em despesas, (ii) cujos resultados operacionais são regularmente revisados pela Administração na tomada de decisões sobre alocação de recursos e avaliação da performance do segmento, e (iii) para o qual haja informações financeiras individualizadas.

A Administração da Companhia utiliza-se de relatórios para a tomada de decisões estratégicas segmentando os negócios em atividades de distribuição de energia elétrica (“Distribuição”); (ii) atividades de geração de energia elétrica por fontes convencionais (“Geração”); (iii) atividades de geração de energia elétrica por fontes renováveis (“Renováveis”); (iv) atividades de comercialização de energia (“Comercialização”); (v) atividades de prestação de serviços; e (vi) outras atividades não relacionadas nos itens anteriores.

Estão incluídos na apresentação dos segmentos operacionais, itens diretamente a eles atribuíveis, bem como eventuais alocações necessárias, incluindo ativos intangíveis.

2.7 Informações sobre participações societárias

As participações societárias detidas pela Companhia nas controladas e controladas em conjunto, direta ou indiretamente, estão descritas na nota 1. Exceto (i) pelas controladas em conjunto ENERCAN, BAESA, Chapecoense e EPASA que são consolidadas proporcionalmente, e (ii) o investimento na Investco S.A. registrado ao custo pela controlada Paulista Lajeado, as demais entidades são consolidadas de forma integral.

Em 31 de dezembro de 2012 e de 2011, a participação de acionistas não controladores destacada no consolidado refere-se à participação de terceiros detida nas controladas CERAN, Paulista Lajeado e CPFL Renováveis.

2.8 Demonstração do valor adicionado

A Companhia elaborou as demonstrações do valor adicionado (“DVA”) individual e consolidada nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e como informação suplementar às demonstrações financeiras em IFRS pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRS.

2.9 Ajustes e reclassificações nas demonstrações financeiras de 2011

Alguns saldos das demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011, originalmente emitidas em 24 de fevereiro de 2012, apesar de imateriais, estão sendo ajustados ou reclassificados para fins de comparação com as demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2012. Esta alteração decorre da reclassificação do reconhecimento em “outros resultados abrangentes” das mudanças nas expectativas dos fluxos de caixa do ativo financeiro da concessão determinado pelo IFRIC12/ICPC 01(R1) designado na categoria disponível para venda.

Apesar de o contrato de concessão não ser explícito na definição se a indenização será baseada no valor efetivamente investido na infraestrutura ou se será baseada no residual apurado pela metodologia de precificação de tarifas, ou seja, Base de Remuneração Regulatória (“BRR”), a Companhia e suas controladas, com base na sua melhor interpretação do contrato de concessão, possuem expectativa de receber ao término da concessão, como indenização pelos investimentos efetuados e ainda não recuperados, o montante equivalente ao apurado pela BRR. Na adoção inicial das IFRS, a Companhia considerou que mudanças nos valores justos dos ativos que compõem a infraestrutura da concessão seriam também mudanças no valor justo do ativo financeiro a ser recebido como indenização ao término da concessão e, portanto, tais mudanças foram reconhecidas integralmente em “outros resultados abrangentes”. Cabe ressaltar que o procedimento adotado deu-se após análises e discussões em grupo técnico da indústria criado para discutir a implantação do IFRS no Brasil, sendo que a metodologia descrita anteriormente nesse parágrafo foi aplicada também por outras empresas do mercado brasileiro que adotaram a BRR como base para definição do valor da indenização.

No entanto, após revisão dos critérios utilizados na contabilização desse ativo financeiro e evolução das discussões na indústria, a Companhia e suas controladas concluíram que as variações nos valores justos dos ativos da infraestrutura e, conseqüentemente da indenização, refletem alterações das expectativas dos fluxos de caixa estimados e, portanto deveriam ser reconhecidos no resultado do exercício usando o método dos juros efetivos de acordo com o parágrafo AG8 do CPC 38 e IAS 39 Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração.

Desta forma a Companhia e suas controladas incorreram em um erro não material e não intencional quando da interpretação da literatura contábil. Apesar da imaterialidade do ajuste, a Companhia e suas controladas decidiram ajustar os saldos comparativos de 2011 para a apresentação nas demonstrações financeiras de 2012 para fins de manter a melhor comparação dos saldos.

Conseqüentemente, a Companhia e suas controladas estão reclassificando e ajustando as demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2011, apresentadas comparativamente às demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2012, onde a atualização do ativo financeiro de concessão, decorrente das alterações das expectativas de seus fluxos de caixa estimados, está sendo reclassificada de “resultado abrangente acumulado” para “lucros acumulados”, ambos no patrimônio líquido, e sendo reconhecida no resultado do exercício de 2011 em conta de “resultado financeiro”.

Como mencionado acima, uma vez que tais efeitos são considerados imateriais e não alteram os saldos totais de ativos, passivos e patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2011 e em 1 de janeiro de 2011, a Companhia não apresentou o balanço patrimonial do início do período mais antigo apresentado.

Abaixo demonstramos um resumo das peças contábeis que tiveram ajustes ou reclassificações imateriais, para uma melhor compreensão dos efeitos:

i. Passivo e Patrimônio Líquido

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Consolidado					
	31/12/2011			01/01/2011		
	Apresentado	Reclassificação	Reclassificado	Apresentado	Reclassificação	Reclassificado
Circulante	4.499.437	-	4.499.437	4.428.323	-	4.428.323
Não circulante	14.361.110	-	14.361.110	8.878.819	-	8.878.819
Patrimônio líquido						
Capital social	4.793.424	-	4.793.424	4.793.424	-	4.793.424
Reservas de capital	229.956	-	229.956	16	-	16
Reserva legal	495.185	-	495.185	418.665	-	418.665
Dividendo	758.470	-	758.470	486.040	-	486.040
Resultado abrangente acumulado	790.123	(227.118)	563.005	795.563	(185.831)	609.732
Lucros acumulados	-	227.118	227.118	-	185.831	185.831
	7.067.157	-	7.067.157	6.493.708	-	6.493.708
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	1.485.352	-	1.485.352	255.948	-	255.948
Total do patrimônio líquido	8.552.510		8.552.510	6.749.656		6.749.656
Total do passivo e patrimônio líquido	27.413.058		27.413.058	20.056.797		20.056.797

ii. Demonstração do Resultado do Exercício

	Consolidado		
	2011		
	Apresentado	Ajustes	Ajustado
Receita operacional líquida	12.764.028	-	12.764.028
Custo do serviço de energia elétrica	(8.517.566)	-	(8.517.566)
Lucro operacional bruto	4.246.463	-	4.246.463
Resultado do serviço	3.050.547	-	3.050.547
Resultado financeiro	(688.590)	63.212	(625.378)
Lucro antes dos tributos	2.361.957	63.212	2.425.169
Contribuição social	(209.872)	(5.644)	(215.516)
Imposto de renda	(569.701)	(15.679)	(585.379)
Lucro líquido do exercício	1.582.384	41.889	1.624.273
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	1.530.403	41.889	1.572.292
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	51.981	-	51.981
Lucro por ação básico atribuído aos acionistas controladores - R\$	1,59	-	1,63
Lucro por ação diluído atribuído aos acionistas controladores - R\$	1,59	-	1,63

iii. Demonstração do Resultado Abrangente

	Consolidado		
	2011		
	Apresentado	Ajustes	Ajustado
Lucro líquido do período	1.582.384	41.890	1.624.273
Outros resultados abrangentes			
Ativo financeiro da concessão			
- Ganho em instrumentos financeiros	63.212	(63.212)	-
- Efeitos fiscais sobre instrumentos financeiros	(21.322)	21.322	-
Resultado abrangente consolidado do período	1.624.274	-	1.624.273
Resultado abrangente atribuído aos acionistas controladores	1.572.292	-	1.572.292
Resultado abrangente atribuído aos acionistas não controladores	51.981	-	51.981

iv. Demonstração do Fluxo de Caixa

	Consolidado		
	2011		
	Apresentado	Ajustes	Ajustado
Fluxo de caixa operacional			
Lucro antes dos tributos	2.361.957	63.212	2.425.169
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais			
Depreciação e amortização	801.203	-	801.203
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	35.219	-	35.219
Encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais	1.168.617	(63.212)	1.105.405
Ganho com plano de pensão	(82.953)	-	(82.953)
Perda na baixa de não circulante	3.688	-	3.688
PIS e COFINS diferidos	6.429	-	6.429
Aumento nos ativos operacionais	(253.753)	-	(253.753)
Redução nos passivos operacionais	(1.551.754)	-	(1.551.754)
Geração de caixa em atividades operacionais	2.488.653	-	2.488.653
Utilização de caixa em atividades de investimentos	(2.487.531)	-	(2.487.531)
Geração de caixa em atividades de financiamentos	1.135.819	-	1.135.819

v. Demonstração do Valor Adicionado

	Consolidado		
	2011		
	Apresentado	Ajustes	Ajustado
1 - Receita	19.267.606	-	19.267.606
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(9.375.269)	-	(9.375.269)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	9.892.338	-	9.892.338
4 - Retenções	(845.819)	-	(845.819)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	9.046.518	-	9.046.518
6 - Valor adicionado recebido em transferência	722.754	63.212	785.966
6.1 Receitas financeiras	722.754	63.212	785.966
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	9.769.273	63.212	9.832.485
8 - Distribuição do valor adicionado	9.769.273	63.212	9.832.485
8.1 Pessoal e encargos	595.432	-	595.432
8.2 Impostos, taxas e contribuições	6.162.977	21.323	6.184.300
8.2.1 Federais	3.183.133	21.323	3.204.456
8.2.2 Estaduais	2.970.299	-	2.970.299
8.2.3 Municipais	9.545	-	9.545
8.3 Remuneração de capital de terceiros	1.428.479	-	1.428.479
8.4 Remuneração de capital próprio	1.582.384	41.889	1.624.273
8.4.1 Dividendos (incluindo adicional proposto)	1.504.710	-	1.504.710
8.4.2 Lucros retidos	77.674	41.889	119.563

(3) SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis utilizadas na preparação dessas demonstrações financeiras individuais e consolidadas estão descritas a seguir. Essas políticas foram aplicadas de maneira consistente em todos os períodos apresentados.

3.1 Contratos de Concessão

O ICPC 01 e IFRIC 12 – Contratos de Concessão estabelecem diretrizes gerais para o reconhecimento e mensuração das obrigações e direitos relacionados em contratos de concessão e são aplicáveis para situações em que o poder concedente controle ou regulamente quais serviços o concessionário deve prestar com a infraestrutura, a quem os serviços devem ser prestados e por qual preço, e controle qualquer participação residual significativa na infraestrutura ao final do prazo da concessão.

Atendidas estas definições, a infraestrutura das concessionárias de distribuição é segregada e movimentada desde a data de sua construção, cumprindo as determinações existentes nos CPCs e IFRSs, de modo que seja registrado nas demonstrações financeiras (i) um ativo intangível, correspondendo ao direito de explorar a concessão mediante cobrança aos usuários dos serviços públicos, e (ii) um ativo financeiro, correspondendo ao direito contratual incondicional de recebimento de caixa (indenização) mediante reversão dos ativos ao término da concessão.

O valor do ativo financeiro da concessão é determinado pelo seu valor justo, apurado através da base de remuneração dos ativos da concessão, conforme estabelecido pelo órgão regulador. O ativo financeiro enquadra-se na categoria de disponível para venda e após o seu reconhecimento inicial é remensurado pelas alterações nos fluxos de caixa estimados, tendo como contrapartida a conta de receita financeira no resultado do exercício (nota 2.9).

O montante remanescente é registrado no ativo intangível e corresponde ao direito de cobrar os consumidores pelos serviços de distribuição de energia elétrica, sendo sua amortização realizada de acordo com o padrão de consumo que reflita o benefício econômico esperado até o término da concessão.

A prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 17 e IAS 11 – Contratos de Construção, tendo como contrapartida um ativo financeiro correspondendo aos valores passíveis de indenização, e os montantes residuais classificados como ativo intangível que serão amortizados pelo prazo da concessão de acordo com o padrão econômico que contraponha a receita cobrada pelo consumo de energia elétrica.

Em função (i) do modelo tarifário que não prevê margem de lucro para a atividade de construção da infraestrutura, (ii) da forma como as controladas gerenciam as construções através do alto grau de terceirização, e (iii) de não existir qualquer previsão de ganhos em construções nos planos de negócio da Companhia, a Administração julga que as margens existentes nesta operação são irrelevantes, e portanto, nenhum valor adicional ao custo é considerado na composição da receita. Desta forma, as receitas e os respectivos custos de construção estão sendo apresentados na demonstração do resultado do exercício nos mesmos montantes.

3.2 Instrumentos financeiros

- Ativos financeiros

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que foram originados ou na data da negociação em que a Companhia ou suas controladas se tornam uma das partes das disposições contratuais do instrumento. O desreconhecimento de um ativo financeiro ocorre quando os direitos contratuais aos respectivos fluxos de caixa do ativo expiram ou quando os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos. A Companhia e suas controladas possuem os seguintes principais ativos financeiros:

- i. Registrados pelo valor justo por meio de resultado: são ativos mantidos para negociação ou designados como tal no momento do reconhecimento inicial. A Companhia e suas controladas gerenciam estes ativos e tomam decisões de compra e venda com base em seus valores justos de acordo com a gestão de riscos documentada e sua estratégia de investimentos. Estes ativos financeiros são registrados pelo respectivo valor justo, cujas mudanças são reconhecidas no resultado do exercício.
- ii. Mantidos até o vencimento: são ativos para os quais a Companhia e suas controladas possuem intenção e capacidade de manter até o vencimento. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo e, após seu reconhecimento inicial, mensurados pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros, deduzidos de perdas por redução ao valor recuperável.
- iii. Empréstimos e recebíveis: são ativos com pagamentos fixos ou determináveis que não são cotados no mercado ativo. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo, e, após o reconhecimento inicial, reconhecidos pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, deduzidos de perdas por redução ao valor recuperável.
- iv. Disponíveis para venda: são ativos não derivativos designados como disponíveis para venda ou que não se classifiquem em nenhuma das categorias anteriores. Após o reconhecimento inicial, os juros

calculados pelo método da taxa efetiva de juros são reconhecidos na demonstração de resultado como parte do resultado financeiro, enquanto que as variações para registro ao valor justo são reconhecidas em outros resultados abrangentes. O resultado acumulado em outros resultados abrangentes é transferido para o resultado do exercício no momento da realização do ativo.

A Companhia e suas controladas têm como principal ativo financeiro classificado nesta categoria o direito à indenização ao término da concessão. A opção pela designação deste instrumento como disponível para venda deve-se a sua não classificação nas demais categorias descritas. Uma vez que a Administração acredita que a indenização se dará, no mínimo, conforme modelo de precificação de tarifas atual, o registro deste instrumento como empréstimos e recebíveis não é possível uma vez que a indenização não será fixa ou determinável e pelo fato de existirem incertezas em relação ao valor de sua recuperação dadas outras razões que não a deterioração do crédito. As principais incertezas devem-se ao risco de não reconhecimento de parte destes ativos pelo órgão regulador e de seus respectivos preços de reposição no término da concessão.

- Passivos financeiros

Passivos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que são originados ou na data de negociação em que a Companhia ou suas controladas se tornam parte das disposições contratuais do instrumento. A Companhia e suas controladas possuem os seguintes principais passivos financeiros:

- i. Mensurados pelo valor justo por meio do resultado: são os passivos financeiros que sejam: (i) mantidos para negociação no curto prazo, (ii) designados ao valor justo com o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas a fim de se obter informação contábil mais relevante e consistente ou, (iii) derivativos. Estes passivos são registrados pelos respectivos valores justos e, para qualquer alteração na mensuração subsequente dos valores justos, a contrapartida é o resultado.
- ii. Outros passivos financeiros (não mensurados pelo valor justo por meio do resultado): são os demais passivos financeiros que não se enquadram na classificação acima. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis e, posteriormente, registrados pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos.

A Companhia realiza o registro contábil de garantias quando estas são concedidas para entidades não controladas ou quando a garantia é concedida em um percentual maior que o de sua participação para cobertura de compromissos de controladas em conjunto. Tais garantias são inicialmente registradas ao valor justo, através de (i) um passivo que corresponde ao risco assumido do não pagamento da dívida e que é amortizado contra receita financeira no mesmo tempo e proporção da amortização da dívida, e (ii) um ativo que corresponde ao direito de ressarcimento pela parte garantida ou uma despesa antecipada em função das garantias, que é amortizado pelo recebimento de caixa de outros acionistas ou pela taxa de juros efetiva durante o prazo da garantia. Subsequentemente ao reconhecimento inicial, as garantias são mensuradas periodicamente pelo maior valor entre o montante determinado de acordo com o CPC 25 e IAS 37 e o montante inicialmente reconhecido, menos sua amortização acumulada.

Os ativos e passivos financeiros somente são compensados e apresentados pelo valor líquido quando existe o direito legal de compensação dos valores e haja a intenção de liquidação em uma base líquida ou de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

- Capital social

Ações ordinárias são classificadas como patrimônio líquido. Custos adicionais diretamente atribuíveis à emissão de ações e opções de ações são reconhecidos como dedução do patrimônio líquido, líquidos de quaisquer efeitos tributários.

3.3 Arrendamentos:

No começo de um contrato deve-se determinar se um contrato é ou contém um arrendamento. Um ativo específico é o objeto de um arrendamento caso o cumprimento do contrato seja dependente do uso daquele ativo especificado. O contrato transfere o direito de usar o ativo caso o contrato transfira o direito ao arrendatário de controlar o uso do ativo subjacente.

Os arrendamentos nos quais os riscos e benefícios permanecem substancialmente com o arrendador são classificados como arrendamentos operacionais. Os pagamentos/recebimentos relacionados aos arrendamentos operacionais são reconhecidos como despesas/receitas na demonstração do resultado pelo método linear, durante o período do arrendamento.

Os arrendamentos que contemplem não só o direito de uso de ativos, mas também a transferência substancial dos riscos e benefícios para o arrendatário, são classificados como arrendamentos financeiros.

Para os arrendamentos financeiros em que a Companhia ou suas controladas atuam como arrendatárias, os bens são capitalizados no ativo imobilizado no início do arrendamento em contrapartida a um passivo mensurado pelo menor valor entre o valor justo do bem arrendado e o valor presente dos pagamentos mínimos futuros do arrendamento. O imobilizado é depreciado com base na vida útil estimada do ativo ou prazo de arrendamento mercantil, dos dois o menor.

Para os arrendamentos financeiros em que a Companhia ou suas controladas atuam como arrendadora, o investimento é inicialmente reconhecido pelos custos incorridos na construção/aquisição do bem.

Em ambos os casos, as receitas/despesas financeiras são reconhecidas na demonstração do resultado do exercício durante o período do arrendamento de modo que seja obtida uma taxa constante sobre o saldo do investimento/passivo existente.

3.4 Imobilizado:

Os ativos imobilizados são registrados ao custo de aquisição, construção ou formação e estão deduzidos da depreciação acumulada e, quando aplicável, pelas perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. Incluem ainda quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e em condição necessária para que estes estejam em condição de operar da forma pretendida pela Administração, os custos de desmontagem e de restauração do local onde estes ativos estão localizados e custos de empréstimos sobre ativos qualificáveis.

O custo de reposição de um componente do imobilizado é reconhecido caso seja provável que traga benefícios econômicos para as controladas e se o custo puder ser mensurado de forma confiável, sendo baixado o valor do componente repostado. Os custos de manutenção são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

A depreciação é calculada pelo método linear, a taxas anuais variáveis de 2% a 17%, levando em consideração a vida útil estimada dos bens, conforme orientação e definição do órgão regulador.

Para as geradoras sujeitas à regulamentação do Decreto 2003 de 1996 (controlada CERAN e as controladas em conjunto ENERCAN, BAESA e Foz do Chapecó), os ativos estão sendo depreciados pelas taxas estabelecidas pelo órgão regulador, desde que não ultrapassem o prazo da concessão.

Os ganhos e perdas na alienação/baixa de um ativo imobilizado são apurados pela comparação dos recursos advindos da alienação com o valor contábil do bem, e são reconhecidos líquidos dentro de outras receitas/despesas operacionais.

Os bens e instalações utilizados nas atividades reguladas são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização da ANEEL. A ANEEL regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação e determina que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

3.5 Intangível:

Inclui os direitos que tenham por objeto bens incorpóreos como ágios e direito de exploração de concessões, software e servidão.

O ágio (“goodwill”) resultante na aquisição de controladas é representado pela diferença entre o valor pago e/ou a pagar pela aquisição de um negócio e o montante líquido do valor justo dos ativos e passivos da controlada adquirida.

O ágio é medido pelo custo, deduzido das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. Os ágios, bem como os demais ativos intangíveis de vida útil indefinida, se existirem, não estão sujeitos à amortização, sendo anualmente testados para verificar se os respectivos valores contábeis não superam os seus valores de recuperação.

Os deságios são registrados como ganhos no resultado do exercício quando da aquisição do negócio que os originou.

Nas demonstrações financeiras individuais, a mais valia dos ativos líquidos adquiridos em combinações de negócios é incluída ao valor contábil do investimento e sua respectiva amortização é classificada na demonstração do resultado individual na linha de “resultado de participações societárias” em atendimento ao ICPC 09. Nas demonstrações financeiras consolidadas este valor é apresentado como intangível e sua amortização é classificada na demonstração do resultado consolidado como “amortização de intangível de concessão” em outras despesas operacionais.

O ativo intangível que corresponde ao direito de exploração de concessões pode ter três origens distintas, fundamentadas pelos argumentos a seguir:

- i. Adquiridos através de combinações de negócios: A parcela oriunda de combinações de negócios que corresponde ao direito de exploração da concessão está sendo apresentado como ativo intangível e amortizado pelo período remanescente das respectivas autorizações de exploração, linearmente ou com base na curva do lucro líquido projetado das concessionárias, conforme o caso.
- ii. Investimentos na infraestrutura (aplicação do ICPC 01 e IFRIC 12 – Contratos de Concessão): Em função dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica firmados pelas controladas, o ativo intangível registrado corresponde ao direito que os concessionários possuem de cobrar os usuários pelo uso da infraestrutura da concessão. Uma vez que o prazo para exploração é definido contratualmente, este ativo intangível de vida útil definida é amortizado pelo prazo de concessão de acordo com uma curva que reflita o padrão de consumo em relação aos benefícios econômicos esperados. Para mais informações vide nota 3.1.

Os itens que compõem a infraestrutura são vinculados diretamente à operação da Companhia, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização da ANEEL. A ANEEL regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação e determina que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

- iii. Uso do Bem Público: Algumas concessões de geração foram concedidas mediante a contraprestação de pagamentos para a União a título de Uso do Bem Público. O registro desta obrigação na data da assinatura dos respectivos contratos, a valor presente, teve como contrapartida a conta de ativo intangível. Estes valores, capitalizados pelos juros incorridos da obrigação até a data de entrada em operação, estão sendo amortizados linearmente pelo período de cada concessão.

3.6 Redução ao valor recuperável (“*impairment*”)

- Ativos financeiros

Um ativo financeiro não mensurado pelo valor justo por meio do resultado é avaliado a cada data de apresentação para apurar se há evidência objetiva de que tenha ocorrido perda no seu valor recuperável que pode ocorrer após o reconhecimento inicial desse ativo, e que tenha um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados.

A Companhia e suas controladas avaliam a evidência de perda de valor para recebíveis e investimentos mantidos até o vencimento tanto no nível individualizado como no nível coletivo para todos os títulos significativos. Recebíveis e investimentos mantidos até o vencimento que não são individualmente importantes são avaliados coletivamente quanto à perda de valor por agrupamento conjunto desses títulos com características de risco similares.

Ao avaliar a perda de valor recuperável de forma coletiva, a Companhia utiliza tendências históricas da probabilidade de inadimplência, do prazo de recuperação e dos valores de perda incorridos, ajustados para refletir o julgamento da administração se as condições econômicas e de crédito atuais são tais que as perdas reais provavelmente serão maiores ou menores que as sugeridas pelas tendências históricas.

A redução do valor recuperável de um ativo financeiro é reconhecida como segue:

- Custo amortizado: pela diferença entre o valor contábil e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados descontados à taxa efetiva de juros original do ativo. As perdas são reconhecidas no resultado e refletidas em uma conta de provisão contra recebíveis. Os juros sobre o ativo que perdeu valor continuam sendo reconhecidos através da reversão do desconto. Quando um evento subsequente indica reversão da perda de valor, a diminuição na perda de valor é revertida e registrada a crédito no

resultado.

- Disponíveis para venda: pela diferença entre o custo de aquisição, líquido de qualquer reembolso e amortização do principal, e o valor justo atual, decrescido de qualquer redução por perda de valor recuperável previamente reconhecida no resultado. As perdas são reconhecidas no resultado.

Para os ativos financeiros registrados pelo custo amortizado e/ou títulos de dívida classificados como disponível para venda, caso exista aumento (ganho) em períodos subsequentes ao reconhecimento da perda, a perda de valor é revertida contra o resultado. Todavia, qualquer recuperação subsequente no valor justo de um título patrimonial classificado disponível para venda para o qual tenha sido registrada perda do valor recuperável, qualquer aumento no valor justo é reconhecido em outros resultados abrangentes.

- Ativos não financeiros

Os ativos não financeiros com vida útil indefinida, como o ágio, são testados anualmente para a verificação se seus valores contábeis não superam os respectivos valores de realização. Os demais ativos sujeitos à amortização são submetidos ao teste de impairment sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indiquem que o valor contábil possa não ser recuperável.

O valor da perda corresponderá ao excesso do valor contábil comparado ao valor recuperável do ativo, representado pelo maior valor entre o seu valor justo, líquido dos custos de venda do bem, ou o seu valor em uso.

Uma das formas utilizadas para avaliação do impairment são os testes realizados com base em seu valor em uso. Para estes casos, os ativos (ex: ágio, intangível de concessão) são segregados e agrupados nos menores níveis existentes para os quais existam fluxos de caixa identificáveis (Unidade Geradora de Caixa – “UGC”). Caso seja identificado um problema de realização, a respectiva perda é registrada na demonstração do resultado. Exceto pelo ágio, em que a perda não pode ser revertida no período subsequente, caso exista, também é realizada uma análise para possível reversão do impairment.

3.7 Provisões

As provisões são reconhecidas em função de um evento passado quando há uma obrigação legal ou construtiva que possa ser estimada de maneira confiável e se for provável a exigência de um recurso econômico para liquidar esta obrigação. Quando aplicável, as provisões são apuradas através do desconto dos fluxos de desembolso de caixa futuros esperados a uma taxa que considera as avaliações atuais de mercado e os riscos específicos para o passivo.

3.8 Benefícios a empregados

Algumas controladas possuem benefícios pós-emprego e planos de pensão, reconhecidos pelo regime de competência em conformidade com o CPC 33 e IAS 19 – Benefícios a Empregados, sendo consideradas Patrocinadoras destes planos. Apesar dos planos possuírem particularidades, têm as seguintes características:

- i. Plano de Contribuição Definida: plano de benefícios pós-emprego pelo qual a Patrocinadora paga contribuições fixas para uma entidade separada, não possuindo qualquer responsabilidade sobre as insuficiências atuariais desse plano. As obrigações são reconhecidas como despesas no resultado do período em que os serviços são prestados.
- ii. Plano de Benefício Definido: A obrigação líquida é calculada pela diferença entre o valor presente da obrigação atuarial obtida através de premissas, estudos biométricos e taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, e o valor justo dos ativos do plano na data do balanço. A obrigação atuarial é anualmente calculada por atuários independentes, sob responsabilidade da Administração, através do método da unidade de crédito projetada. As controladas, até 31 de dezembro de 2012, utilizaram-se do corredor para evitar que oscilações nas condições macroeconômicas destorcessem o resultado do exercício. Desta forma, as diferenças acumuladas entre as estimativas atuariais e os resultados reais não são registrados nas demonstrações financeiras a menos que excedam 10% do maior valor entre o passivo e ativo dos planos. Os ganhos e perdas não registrados que ultrapassarem este limite são registrados ao resultado nos exercícios seguintes pelo prazo esperado de serviço remanescente dos funcionários. Para os casos em que o plano se torne superavitário e exista a necessidade de reconhecimento de um ativo, tal reconhecimento é limitado ao total de quaisquer custos de serviço passado não reconhecidos e o valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos ou reduções futuras nas contribuições ao plano.

3.9 Dividendos e juros sobre capital próprio

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia é requerida a distribuir como dividendo anual mínimo obrigatório 25% do lucro líquido ajustado quando previsto no Estatuto Social. De acordo com as práticas contábeis internacionais, CPC 24, IAS 10 e ICPC 08, apenas o dividendo mínimo obrigatório pode ser provisionado, já o dividendo declarado ainda não aprovado só deve ser reconhecido como passivo nas demonstrações financeiras após aprovação pelo órgão competente. Desta forma, serão mantidos no patrimônio líquido, em conta de dividendo adicional proposto, em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das referidas demonstrações.

Conforme definido no Estatuto Social da Companhia e em consonância com a legislação societária vigente, compete ao Conselho de Administração a declaração de dividendo e juros sobre o capital próprio intermediários apurados através de balanço semestral. A declaração de dividendo e juros sobre capital próprio intermediários na data base 30 de junho só é reconhecida como um passivo nas demonstrações financeiras da Companhia após a data de deliberação do Conselho de Administração.

Os juros sobre o capital próprio recebem o mesmo tratamento dos dividendos e também estão demonstrados na mutação do patrimônio líquido. O imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre o capital próprio são contabilizados a débito no patrimônio líquido quando de sua proposição pela Administração, por atenderem, neste momento, o critério de obrigação.

3.10 Reconhecimento de receita

A receita operacional do curso normal das atividades das controladas é medida pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional é reconhecida quando existe evidência convincente de que os riscos e benefícios mais significativos foram transferidos para o comprador, de que for provável que os benefícios econômicos financeiros fluirão para a entidade, de que os custos associados possam ser estimados de maneira confiável, e de que o valor da receita operacional possa ser mensurado de maneira confiável.

A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é faturada. A receita não faturada, relativa ao ciclo de faturamento mensal, é apropriada considerando-se como base a carga real de energia disponibilizada no mês e o índice de perda anualizado. A receita proveniente da venda da geração de energia é registrada com base na energia assegurada e com tarifas especificadas nos termos dos contratos de fornecimento ou no preço de mercado em vigor, conforme o caso. A receita de comercialização de energia é registrada com base em contratos bilaterais firmados com agentes de mercado e devidamente registrados na CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Não existe consumidor que isoladamente represente 10% ou mais do total do faturamento de cada controlada.

A receita referente à prestação de serviços é registrada no momento em que o serviço é efetivamente prestado, regido por contrato de prestação de serviços entre as partes.

As receitas dos contratos de construção são reconhecidas pelo método da percentagem completada (“preço fixo”), sendo as perdas, caso existam, reconhecidas na demonstração do resultado quando incorridas.

3.11 Imposto de Renda e Contribuição Social

As despesas de imposto de renda e contribuição social são calculadas e registradas conforme legislação vigente e incluem os impostos corrente e diferido. Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto para os casos em que estiverem diretamente relacionados a itens registrados diretamente no patrimônio líquido ou na conta de ajustes de avaliação patrimonial, nos quais já são reconhecidos a valores líquidos destes efeitos fiscais.

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber/compensar esperado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício. O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação e para prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social.

A Companhia e determinadas controladas registraram em suas demonstrações financeiras os efeitos dos créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais, bases negativas da contribuição social e diferenças temporariamente indedutíveis, suportados por previsão de geração futura de bases tributáveis de imposto de renda e contribuição social, aprovadas anualmente pelo Conselho de Administração e apreciadas pelo Conselho Fiscal. As controladas registraram, também, créditos fiscais

referentes ao benefício de ágios incorporados, os quais estão sendo amortizados proporcionalmente aos lucros líquidos individuais projetados para o período remanescente de cada contrato de concessão.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são compensados caso haja um direito legal de compensar passivos e ativos fiscais correntes, e eles se relacionam a impostos de renda lançados pela mesma autoridade tributária sobre a mesma entidade sujeita à tributação.

Ativos de imposto de renda e contribuição social diferidos são revisados a cada data de relatório e são reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

3.12 Resultado por ação

O resultado por ação básico é calculado por meio do resultado do exercício atribuível aos acionistas controladores da Companhia e a média ponderada das ações em circulação no respectivo exercício. O resultado por ação diluído é calculado por meio do resultado do exercício atribuível aos acionistas controladores, ajustado pelos efeitos dos instrumentos que potencialmente impactariam o resultado do exercício e pela média das ações em circulação, ajustada pelos instrumentos potencialmente conversíveis em ações, com efeito diluidor, nos períodos apresentados, nos termos do CPC 41 e IAS 33.

3.13 Ativos e passivos regulatórios

Em consonância com o entendimento do IASB/CPC, ativos e passivos regulatórios não podem ser registrados nas demonstrações financeiras das controladas de distribuição por não atenderem os requerimentos de ativos e passivos descritos na Estrutura Conceitual para Elaboração e Apresentação das Demonstrações Contábeis. Desta forma, os direitos ou compensações somente são refletidos nas demonstrações financeiras, a partir do momento que forem reconhecidos nas tarifas de energia, com base nas revisões tarifárias efetuadas pelo poder concedente e quando do consumo de energia elétrica por parte dos clientes cativos.

3.14 Novas normas e interpretações ainda não adotadas

Diversas novas normas e emendas às normas e interpretações IFRS foram emitidas pelo IASB e ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012 e conseqüentemente a Companhia não as adotou:

- Alterações à IAS 1 Presentation of Financial Statements (Apresentação das Demonstrações Financeiras)

Permite apresentar o resultado do exercício e o resultado abrangente em uma única ou em duas demonstrações e exige divulgações adicionais quanto à segregação de itens do resultado abrangente que (i) serão reclassificados posteriormente para a demonstração do resultado e (ii) itens que não serão reclassificados. Aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de julho de 2012.

A Administração está analisando os efeitos destas alterações e, com base em análise preliminar, não espera impactos relevantes.

- Alterações à IAS 19 Employee Benefits (CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados)

Alterações na contabilização dos planos de benefícios definidos e dos benefícios de rescisão, sendo as principais: a) eliminação do “método do corredor”; b) reconhecimento imediato no resultado dos custos de serviços passados; c) reconhecimento dos ganhos e prejuízos atuariais em outros resultados abrangentes, conforme ocorram; e d) substituição das despesas com juros e do retorno esperado sobre os ativos do plano por um valor de “juros líquido”, apurado através da aplicação da taxa de desconto ao ativo ou passivo do benefício definido líquido. Adoção aplicável para os períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2013 e exigem adoção retroativa.

O efeito estimado pela Administração em avaliação preliminar da adoção inicial destas modificações no exercício de 2013, seria uma redução do patrimônio líquido da Companhia em 1º de janeiro de 2013 no montante de R\$ 515.932 (aumento no patrimônio líquido de R\$ 109.371 em 1º de janeiro de 2012).

Esta revisão do IAS 19 e CPC 33 também ocasionará uma alteração no reconhecimento de despesa atuarial ao longo de 2013, com esta nova metodologia introduzida em 2013, a previsão de despesa atuarial é de R\$ 82.121 (nota 18), contra R\$ 32.421 caso o antigo pronunciamento continuasse em vigor.

- Alterações à IFRS 7 e IAS 32 - Offsetting Financial Assets and Financial Liabilities

As alterações à IAS 32 esclarecem os requisitos para compensação de instrumentos financeiros e as alterações à IFRS 7 introduzem novos requisitos de divulgação para ativos e passivos financeiros que são compensados no balanço patrimonial. As modificações da IFRS 7 são aplicadas para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2013, enquanto as alterações à IAS 32 são aplicadas para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2014.

A Administração está analisando os efeitos destas alterações e, com base em análise preliminar, não espera impactos relevantes.

- IFRS 9 Financial Instruments

Estabelece novos requerimentos para classificação e mensuração de ativos e passivos financeiros. Os ativos financeiros serão classificados entre duas categorias: mensurados ao valor justo e mensurados ao custo amortizado, classificação essa efetuada no reconhecimento inicial e cuja base depende do modelo de negócios no qual eles são mantidos e as características de seus fluxos de caixa contratuais. Para os passivos financeiros, a principal alteração quanto às exigências já estabelecidas pela IAS 39 refere-se àqueles reconhecidos ao valor justo através do resultado, nos quais a variação de valor justo do atribuível a mudanças no risco de crédito é registrada em outros resultados abrangentes e não na demonstração do resultado, exceto quando esse registro resultar em um descasamento contábil no resultado. A adoção é aplicável para os períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2015.

A Companhia está analisando os impactos dessas alterações nas demonstrações financeiras.

O Comitê de Pronunciamentos Contábeis ainda não emitiu pronunciamento contábil ou alteração nos pronunciamentos vigentes correspondentes a esta norma.

- Revisão da IAS 27 – Consolidated and Separate Financial Statements (CPC 35 (R2) – Demonstrações Separadas)

Esta revisão, publicada em maio de 2011, estabelece os requisitos de contabilização e divulgação para investimentos em controladas, *joint ventures* e associadas quando a entidade prepara demonstrações financeiras separadas. A revisão da norma é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2013.

A Administração está analisando os efeitos destas alterações e, com base em análise preliminar, não espera impactos relevantes.

- IAS 28 – Investments in Associates (CPC 18 (R2) – Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto)

Esta revisão, publicada em maio de 2011, estabelece os requisitos para aplicação do método de equivalência patrimonial para investimentos em coligadas e controladas em conjunto a partir da emissão da IFRS 11. A revisão da norma é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2013.

A Administração está analisando os efeitos destas alterações e, com base em análise preliminar, não espera impactos relevantes.

- IFRS 10 Consolidated Financial Statements (CPC 36 (R3) - Demonstrações Consolidadas)

Substitui as partes do IAS 27 que tratam das demonstrações financeiras consolidadas e estabelece somente uma base de consolidação, ou seja, o controle único. A norma também inclui uma nova definição de controle que contém três elementos: (i) poder sobre a investida; (ii) exposição ou direito a retornos variáveis de sua participação na investida; e (iii) capacidade de utilizar seu poder sobre a investida para afetar o valor dos retornos ao investidor. Aplicável a partir dos períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2013. A Companhia não espera impactos em suas demonstrações financeiras em decorrência dessas alterações

- IFRS 11 Joint Arrangements (CPC 19 (R2) - Negócios em Conjunto)

Substitui o IAS 31 e estabelece como um acordo de controle conjunto deve ser classificado nas demonstrações contábeis. De acordo com a norma, a estrutura de um negócio em conjunto não é mais o fator principal na determinação do tipo de negócio e, conseqüentemente, da respectiva contabilização. Com relação aos empreendimentos controlados em conjunto (*joint venture*), operações em que as partes possuem direito sobre os ativos líquidos dos acordos, serão contabilizados pelo método de equivalência patrimonial e o método de consolidação proporcional não será mais permitido.

A IFRS 11 é aplicável a partir dos exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2013, e em decorrência disso, a Companhia deixará de consolidar proporcionalmente, a partir de 2013, as suas controladas em conjunto ENERCAN, BAESA, Foz do Chapecó e EPASA (nota 2.5). Essas alterações não trarão impacto no lucro líquido da Companhia, entretanto, haverá alterações nas rubricas individuais da demonstração do resultado em contrapartida à rubrica de equivalência patrimonial.

- IFRS 12 Disclosure of Interests in Other Entities (CPC 45 - Divulgação de Participação em Outras Entidades)

Consolida todos os requerimentos de divulgação sobre a participação de uma entidade em controladas, negócios em conjunto, coligadas e entidades estruturadas não consolidadas. A norma requer divulgação de informações quanto à natureza, riscos e efeitos financeiros dessas participações. Adoção aplicável a partir de 1º de janeiro de 2013.

A Administração está analisando os efeitos desta norma e, com base em análise preliminar, não espera impactos relevantes.

- IFRS 13 Fair Value Measurement (CPC 46 - Mensuração do Valor Justo)

Estabelece definição de valor justo e apresenta uma estrutura conceitual para sua respectiva mensuração e exigências de divulgação. Sujeita a exceções limitadas, a norma se aplica quando a mensuração ou divulgações de valor justo são requeridas ou permitidas por outras IFRSs. A aplicação desta norma é efetiva a partir dos exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2013. A Companhia está analisando os impactos nas demonstrações financeiras.

Não houve adoção antecipada dessas normas e alterações de normas na preparação destas demonstrações financeiras consolidadas.

(4) DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO

Diversas políticas e divulgações contábeis da Companhia exigem a determinação do valor justo, tanto para os ativos e passivos financeiros como para os não financeiros. Os valores justos têm sido apurados para propósitos de mensuração e/ou divulgação baseados nos métodos a seguir. Quando aplicável, as informações adicionais sobre as premissas utilizadas na apuração dos valores justos são divulgadas nas notas específicas àquele ativo ou passivo.

- Imobilizado e intangível

O valor justo do imobilizado e intangível reconhecido em função de uma combinação de negócios é baseado em valores de mercado. O valor de mercado da propriedade é o valor estimado para o qual um ativo poderia ser trocado na data de avaliação entre partes conhecedoras e interessadas em uma transação sob condições normais de mercado. O valor justo dos itens do ativo imobilizado é baseado na abordagem de mercado e nas abordagens de custos através de preços de mercado cotados para itens semelhantes, quando disponíveis, e custo de reposição quando apropriado. O valor justo dos ativos intangíveis é determinado conforme cotação em mercado ativo. Caso não exista mercado ativo, o valor justo será aquele que a Companhia teria pago pelos ativos intangíveis, na data de aquisição, em operação sem favorecimento entre partes conhecedoras e dispostas a negociar com base na melhor informação disponível.

- Instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros reconhecidos a valores justos foram valorizados através da cotação em mercado ativo para os respectivos instrumentos, ou quando tais preços não estiverem disponíveis, são valorizados através de modelos de precificação, aplicados individualmente para cada transação, levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas através das curvas de juros de mercado, tendo como base, sempre que disponível, informações obtidas pelo site da BM&FBovespa S.A e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais - ANBIMA (nota 34).

Os ativos financeiros classificados como disponíveis para venda referem-se ao direito à indenização que será paga pela União no momento da reversão dos ativos das concessionárias de distribuição, ao final do seu prazo de concessão. A metodologia adotada para valorização a mercado destes ativos tem como ponto de partida o processo de revisão tarifária das distribuidoras. Este processo, realizado a cada quatro ou cinco anos, de acordo com cada concessionária, e consiste na avaliação ao preço de reposição da infraestrutura de distribuição, conforme critérios estabelecidos pelo órgão regulador. Esta base de avaliação é utilizada para precificação da tarifa que anualmente, até o momento do próximo processo de revisão tarifária, é

reajustada tendo como parâmetro os principais índices de inflação.

A Medida Provisória nº 579 de 11/09/2012, convertida na Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013, estabeleceu que, para aquelas concessões cujo prazo vence até 2017, o cálculo do valor da indenização no momento da reversão dos ativos utilizará como base a metodologia de valor novo de reposição, conforme critérios a serem estabelecidos em regulamento pelo poder concedente. Para as demais concessões que se encerram após 2017, a Administração da Companhia acredita, de forma similar à estabelecida pela MP 579, que a indenização será avaliada tendo como base, no mínimo, o modelo de valorização dos ativos utilizando a metodologia do valor novo de reposição.

Desta forma, no momento da revisão tarifária, cada concessionária ajusta a posição do ativo financeiro base para indenização aos valores homologados pelo órgão regulador e utiliza o IGP-M como melhor estimativa para ajustar a base original ao respectivo valor justo nas datas subsequentes, em consonância com o processo de Revisão Tarifária.

(5) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Saldos bancários	741	723	243.875	147.126
Aplicações financeiras	141.095	548.466	2.234.018	2.552.710
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	-	-	56.369	30.551
Certificado de depósito bancários (b)	-	-	228.818	268.734
Fundos de investimento (c)	141.095	548.466	1.935.982	1.815.938
Operações compromissadas em debêntures (b)	-	-	12.850	437.488
Total	141.835	549.189	2.477.894	2.699.837

- Saldos bancários disponíveis em conta corrente, que são remunerados diariamente através de uma aplicação em operações compromissadas com lastro em debêntures e remuneração de 20% da variação do CDI.
- Essas aplicações financeiras correspondem a operações de curto prazo em CDB's e debêntures compromissadas realizadas com instituições financeiras de grande porte que operam no mercado financeiro nacional, tendo como características liquidez diária, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 100% do Certificado de Depósito Interbancário (CDI).
- Representa valores aplicados em Fundo Exclusivo e tem como características aplicações pós-fixadas lastreadas ao CDI em títulos públicos federais, CDB's, debêntures compromissadas de instituições financeiras de grande porte, com liquidez diária, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 101% do Certificado de Depósito Interbancário (CDI).

(6) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS

No consolidado, o saldo é oriundo, principalmente, das atividades de fornecimento de energia elétrica, cuja composição em 31 de dezembro de 2012 e de 2011 é como segue:

	Consolidado				
	Saldos vincendos	Vencidos		Total	
		até 90 dias	> 90 dias	31/12/2012	31/12/2011
Circulante					
Classes de consumidores					
Residencial	358.257	243.429	38.895	640.581	573.936
Industrial	132.769	60.073	32.839	225.681	227.474
Comercial	149.469	51.929	15.024	216.422	195.270
Rural	35.931	8.368	1.502	45.801	43.612
Poder público	35.741	8.097	1.273	45.111	34.601
Iluminação pública	30.509	5.656	13.588	49.753	42.270
Serviço público	40.312	7.367	1.656	49.335	41.560
Faturado	782.987	384.919	104.777	1.272.683	1.158.723
Não faturado	597.556	-	-	597.556	427.661
Parcelamento de débito de consumidores	80.091	11.368	45.787	137.246	136.882
Energia livre	3.764	-	-	3.764	3.674
Operações realizadas na CCEE	19.041	-	-	19.041	17.961
Concessionárias e permissionárias	327.964	-	-	327.964	207.204
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	-	-	(112.335)	(112.335)	(85.318)
Outros	22.683	-	-	22.683	7.493
Total	1.834.086	396.287	38.229	2.268.601	1.874.280
Não circulante					
Parcelamento de débito de consumidores	136.369	-	-	136.369	140.999
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(16.240)	-	-	(16.240)	-
Operações realizadas na CCEE	41.301	-	-	41.301	41.301
Concessionárias e permissionárias	588	-	-	588	-
Total	162.018	-	-	162.017	182.300

Parcelamento de Débitos de Consumidores - Refere-se à negociação de créditos vencidos junto a consumidores, principalmente órgãos públicos. Parte destes créditos dispõe de garantia de pagamento pelos devedores, principalmente através de repasse de arrecadação de ICMS com interveniência bancária. Com base na melhor estimativa da Administração das controladas, para os montantes sem garantia ou sem expectativa de recebimento, foram constituídas provisões para créditos de liquidação duvidosa.

Operações Realizadas na CCEE - Os valores referem-se à comercialização no mercado de curto prazo de energia elétrica. Os valores de longo prazo compreendem principalmente: (i) ajustes de contabilizações realizados pela CCEE para contemplar determinações judiciais (liminares) nos processos de contabilização para o período de setembro de 2000 a dezembro de 2002; e (ii) registros escriturais provisórios determinados pela CCEE. As controladas entendem não haver riscos significativos na realização desses ativos e, conseqüentemente, nenhuma provisão foi contabilizada para este fim.

Concessionárias e Permissionárias - Refere-se, basicamente, a saldos a receber decorrentes do suprimento de energia elétrica a outras concessionárias e permissionárias, efetuados, principalmente, pelas controladas CPFL Geração, CPFL Brasil e CPFL Renováveis.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa está demonstrada a seguir:

	Consolidado
Saldo em 01/01/2011	(80.692)
Provisão constituída	(116.722)
Recuperação de receita	46.049
Baixa de contas a receber provisionadas	66.047
Saldo em 31/12/2011	(85.318)
Provisão constituída	(187.712)
Recuperação de receita	23.809
Baixa de contas a receber provisionadas	98.742
Saldo em 31/12/2012	(150.480)
PDD de consumidores, concessionárias e permissionárias	
Circulante	(112.335)
Não circulante	(16.240)
PDD de outros créditos (nota 11)	(21.905)

(7) TRIBUTOS A COMPENSAR

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Circulante				
Antecipações de contribuição social - CSLL	401	441	3.310	7.347
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	1.092	-	12.309	1.349
Imposto de renda retido na fonte sobre juros sobre o capital próprio	17.143	30.891	17.654	31.345
Imposto de renda e contribuição social a compensar	850	1.894	22.946	20.557
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	5.736	7.487	69.250	105.635
ICMS a compensar	-	-	84.487	69.329
Programa de integração social - PIS	-	-	9.609	7.546
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	42	42	40.118	30.136
Instituto nacional de seguridade social - INSS	1	1	3.255	2.123
Outros	46	26	466	2.096
Total	25.311	40.783	263.403	277.463
Não circulante				
Contribuição social a compensar - CSLL	-	-	39.466	36.277
Imposto de renda a compensar - IRPJ	-	-	10.976	1.001
ICMS a compensar	-	-	126.061	112.423
Programa de integração social - PIS	-	-	8.630	11.757
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	-	-	39.504	53.843
Outros	-	-	399	1.413
Total	-	-	225.036	216.715

Contribuição Social a Compensar - No não circulante, o saldo refere-se basicamente à decisão favorável em ação judicial movida pela controlada CPFL Paulista, transitada em julgado. A controlada CPFL Paulista está aguardando o trâmite regular de habilitação do crédito junto à Receita Federal, para realizar a compensação sistêmica e financeira do crédito.

ICMS a Compensar - Refere-se principalmente a crédito constituído de aquisição de bens que resultam no reconhecimento de ativos intangíveis e ativos financeiros.

PIS e Cofins – No não circulante, o saldo refere-se basicamente a créditos reconhecidos pelas controladas indiretas EPASA e CPFL Renováveis, relacionados à aquisição de equipamentos, que serão realizados através da depreciação dos respectivos equipamentos.

(8) CRÉDITOS E DÉBITOS FISCAIS DIFERIDOS

8.1- Composição dos créditos e débitos fiscais:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Crédito/(Débito) de contribuição social				
Bases negativas	43.686	48.352	56.074	56.436
Benefício fiscal do ágio incorporado	-	-	137.773	154.511
Diferenças temporariamente ineditáveis	1.779	1.684	(176.302)	(197.753)
Subtotal	45.465	50.035	17.545	13.194
Crédito/(Débito) de imposto de renda				
Prejuízos fiscais	130.587	143.281	144.567	165.736
Benefício fiscal do ágio incorporado	-	-	468.844	524.685
Diferenças temporariamente ineditáveis	1.359	557	(526.424)	(558.909)
Subtotal	131.947	143.839	86.987	131.512
Crédito/(Débito) de PIS e COFINS				
Diferenças temporariamente ineditáveis	-	-	58.353	(6.272)
Total	177.411	193.874	162.885	138.434
Total crédito fiscal	177.411	193.874	1.318.618	1.176.535
Total débito fiscal	-	-	(1.155.733)	(1.038.101)

8.2 - Benefício fiscal do ágio incorporado:

Refere-se ao crédito fiscal calculado sobre os ágios de aquisição de controladas, conforme demonstrado na tabela abaixo, os quais foram incorporados e estão registrados de acordo com os conceitos das Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/01 e ICPC 09 - Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial. O benefício está sendo realizado de forma proporcional à amortização fiscal dos ágios incorporados que o originaram, conforme o lucro líquido projetado das controladas durante o prazo remanescente da concessão, demonstrado na nota 14.

	Consolidado			
	31/12/2012		31/12/2011	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
CPFL Paulista	77.253	214.590	85.709	238.079
CPFL Piratininga	17.662	60.609	19.404	66.584
RGE	34.268	141.518	37.714	155.750
CPFL Santa Cruz	2.655	8.349	3.545	11.148
CPFL Leste Paulista	1.493	4.545	2.024	6.155
CPFL Sul Paulista	2.151	6.712	2.944	9.183
CPFL Jaguari	1.299	3.950	1.745	5.289
CPFL Mococa	807	2.502	1.121	3.483
CPFL Geração	-	25.613	-	28.167
CPFL Serviços	186	455	306	847
Total	137.773	468.844	154.511	524.685

8.3 - Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis:

	Consolidado					
	31/12/2012			31/12/2011		
	CSLL	IRPJ	PIS/COFINS	CSLL	IRPJ	PIS/COFINS
Diferenças temporariamente indedutíveis						
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	23.314	64.203	-	19.246	54.009	-
Entidade de previdência privada	1.387	4.850	-	2.218	7.159	-
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	13.283	36.895	-	7.656	21.306	-
Provisão energia livre	4.884	13.569	-	4.365	12.128	-
Programas de P&D e eficiência energética	12.687	35.237	-	12.642	35.118	-
Provisão relacionada a pessoal	3.151	8.741	-	2.842	7.886	-
Diferença de taxas de depreciação	7.599	21.108	-	8.315	23.096	-
Registro da concessão - ajuste do intangível (IFRS / CPC)	(2.024)	(5.621)	-	(2.248)	(6.244)	-
Registro da concessão - ajuste do financeiro (IFRS / CPC)	(43.062)	(119.617)	-	(30.938)	(85.938)	-
Estorno de ativos e passivos regulatórios (IFRS / CPC)	48.048	133.468	57.475	(7.160)	(19.890)	(8.109)
Perdas atuariais na transição de práticas contábeis (IFRS / CPC)	26.140	72.903	-	26.162	72.964	-
Outros ajustes na transição de práticas contábeis (IFRS / CPC)	19.620	55.590	-	18.971	52.697	-
Depreciação acelerada incentivada	(2.483)	(6.897)	-	(807)	(2.243)	-
Outros	9.890	21.271	878	4.399	9.984	1.838
Diferenças temporariamente indedutíveis - Reserva de avaliação patrimonial						
Ativo imobilizado - ajustes custo atribuído (IFRS / CPC)	(75.704)	(210.316)	-	(79.590)	(221.082)	-
Diferenças temporariamente indedutíveis - Combinação de negócios CPFL Renováveis						
Impostos diferidos - ativo:						
Valor justo de ativo imobilizado (menos valia de ativos)	28.644	79.566	-	14.551	40.421	-
Outras diferenças temporárias	22.109	29.147	-	12.848	26.464	-
Impostos diferidos - passivo:						
Mais valia decorrente da apuração de custo atribuído	(7.249)	(20.137)	-	(8.511)	(23.641)	-
Mais valia de ativos recebidos da antiga ERSA	(96.452)	(267.924)	-	(98.896)	(274.713)	-
Intangível - direito de exploração/autorização						
Jantus, Santa Luzia, Complexo Atlântica e BVP	(163.766)	(454.907)	-	(100.056)	(277.934)	-
Outras diferenças temporárias	(6.319)	(17.552)	-	(3.764)	(10.455)	-
Total	(176.302)	(526.424)	58.353	(197.753)	(558.909)	(6.272)

8.4 Previsão de recuperação

A previsão de recuperação dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo não circulante, decorrentes de diferenças temporariamente indedutíveis, benefício fiscal do ágio incorporado e bases negativas e prejuízos fiscais, está baseada nas projeções de resultados futuros, aprovadas pelo Conselho de Administração e apreciadas pelo Conselho Fiscal, e sua composição é como segue:

Expectativa de recuperação	Controladora	Consolidado
2013	16.109	269.077
2014	15.282	218.169
2015	14.803	118.657
2016	13.210	76.899
2017	13.680	71.650
2018 a 2020	37.328	181.144
2021 a 2023	29.990	139.973
2024 a 2026	24.402	102.090
2027 a 2029	12.606	46.161
2030 a 2032	-	94.798
	177.411	1.318.618

8.5 - Reconciliação dos montantes de contribuição social e imposto de renda registrados nos resultados dos exercícios de 2012 e de 2011:

	Controladora			
	2012		2011 ^(*)	
	CSSL	IRPJ	CSSL	IRPJ
Lucro antes dos tributos	1.280.869	1.280.869	1.594.364	1.594.364
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Equivalência patrimonial	(1.331.086)	(1.331.086)	(1.768.568)	(1.768.568)
Amortização de intangível adquirido	(28.564)	-	114.562	145.189
Receita juros sobre o capital próprio	206.414	206.414	203.120	203.120
Outras adições permanentes líquidas	10.175	10.976	3.365	4.184
Base de cálculo	137.808	167.173	146.843	178.289
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Débito fiscal apurado	(12.403)	(41.793)	(13.216)	(44.572)
Crédito fiscal constituído, líquido	(898)	149	9.566	26.150
Total	(13.301)	(41.645)	(3.650)	(18.422)
Corrente	(8.791)	(29.692)	(8.618)	(29.600)
Diferido	(4.510)	(11.953)	4.968	11.177

	Consolidado			
	2012		2011 ^(*)	
	CSSL	IRPJ	CSSL	IRPJ
Lucro antes dos tributos	2.003.481	2.003.481	2.425.169	2.425.169
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Amortização de intangível adquirido	107.888	137.747	115.947	147.784
Incentivos fiscais - PIIT	(11.895)	(11.895)	(13.480)	(13.480)
Efeito regime lucro presumido	(134.078)	(135.098)	(94.579)	(143.977)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	32.260	32.260	-	-
Outras adições permanentes líquidas	106.824	79.329	65.312	30.530
Base de cálculo	2.104.481	2.105.825	2.498.369	2.446.026
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Débito fiscal apurado	(189.403)	(526.456)	(224.853)	(611.507)
Crédito fiscal constituído, líquido	(9.584)	(21.304)	9.337	26.127
Total	(198.987)	(547.760)	(215.517)	(585.380)
Corrente	(252.568)	(674.700)	(197.365)	(538.543)
Diferido	53.581	126.940	(18.151)	(46.836)

(*) Programa de Incentivo de Inovação Tecnológica

(1) Contempla os efeitos descritos na nota explicativa 2.9

Amortização de intangível adquirido - Refere-se à parcela não dedutível da amortização do intangível originado na aquisição de controladas. Na controladora, no exercício de 2012, tais valores passaram a ser

classificados na linha de resultado de equivalência patrimonial, em melhor atendimento do ICPC 09 (nota 13).

Crédito Fiscal Constituído - Parcela do crédito fiscal sobre o prejuízo fiscal e base negativa, registrada em função da revisão das projeções, a qual resultou em margem para complemento de registro contábil.

8.6 Créditos fiscais não reconhecidos

A controladora possui créditos fiscais relativos a prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social não constituídos no montante de R\$ 123.228 que poderão ser objeto de reconhecimento contábil no futuro, de acordo com as revisões anuais das projeções de geração de lucros tributáveis.

As controladas CPFL Renováveis e Sul Geradora possuem R\$ 61.951 e R\$ 72.519, respectivamente, de ativos de Imposto de Renda e Contribuição Social sobre prejuízos fiscais e bases negativas que não foram constituídos por não haver razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes à absorção dos referidos ativos. Não há prazo de prescrição para utilização dos prejuízos fiscais e bases negativas.

(9) ARRENDAMENTO

A controlada CPFL Serviços realiza atividades de prestação de serviços e aluguel de equipamentos para auto-produção de energia, nas quais é arrendadora, e cujos principais riscos e benefícios relacionados aos respectivos ativos foram transferidos aos arrendatários.

A essência da operação é arrendar, para os clientes que necessitam de maior consumo de energia elétrica em horários de pico (quando a tarifa é mais alta), equipamentos de geração de energia ("autoprodução") e, sobre estes equipamentos, prestar serviços de manutenção e operação.

A controlada realiza o investimento de construção da planta de geração de energia nas instalações do cliente. A partir da entrada em operação dos equipamentos, o cliente passa a efetuar pagamentos fixos mensais.

Os investimentos realizados nestes projetos de arrendamento mercantil financeiro são registrados pelo valor presente dos pagamentos mínimos a receber, sendo estes recebimentos tratados como amortização do investimento e as receitas financeiras reconhecidas no resultado do exercício de acordo com a taxa de juros efetiva implícita no arrendamento, pelo prazo dos respectivos contratos.

Estes investimentos resultaram neste exercício em uma receita financeira de R\$ 12.031 (R\$ 5.625 em 2011).

	Consolidado					
	31/12/2012	31/12/2011	até 1 ano	de 1 a 5 anos	mais de 5 anos	Total
Investimento bruto	93.541	101.153	13.151	45.114	35.276	93.541
Receita financeira não realizada	(52.098)	(72.051)	9.740	20.603	11.100	41.443
Valor presente dos pagamentos mínimos a receber	41.443	29.102				
Circulante	9.740	4.581				
Não circulante	31.703	24.521				
Investimento bruto			13.151	45.114	35.276	93.541
Valor presente dos pagamentos mínimos a receber			9.740	20.603	11.100	41.443

Em 31 de dezembro de 2012, não há (i) valores residuais não garantidos que resultem em benefício do arrendador; (ii) provisão para pagamentos mínimos incobráveis do arrendamento a receber; e (iii) pagamentos contingentes reconhecidos como receita durante o período.

(10) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

	<u>Consolidado</u>
Saldo em 01/01/2011	934.646
Adições	381.027
Ajuste de expectativa de fluxo de caixa	63.212
Baixas	(2.221)
Saldo em 31/12/2011	1.376.664
Adições	555.101
Efeito da alteração das taxas de depreciação	294.785
Ajuste de expectativa de fluxo de caixa	159.195
Baixas	(10.211)
Indenização PCH Rio do Peixe II (nota 38.3)	1.706
Saldo em 31/12/2012	2.377.240
Circulante	34.444
Não circulante	2.342.796

O saldo refere-se ao valor justo do ativo financeiro correspondente ao direito estabelecido nos contratos de concessões das distribuidoras de energia de receber caixa no momento da reversão dos ativos ao poder concedente ao término da concessão.

Em 2012, conforme descrito na nota 14, a ANEEL revisou as taxas de amortização para os ativos do setor elétrico. As novas taxas passaram a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2012 e, em média, aumentaram a vida útil dos ativos de distribuição de energia elétrica. No entendimento da Administração da Companhia, esse fato alterou as condições contratuais da concessão relacionadas à forma de remunerar a Companhia pelos investimentos realizados na infraestrutura vinculados à prestação de serviços outorgados.

Portanto a Companhia, com base nas novas vidas úteis estipuladas pelo órgão regulador, efetuou o recálculo estimado do ativo financeiro em 1º de janeiro de 2012, correspondente ao novo valor reversível dos ativos ao final da concessão, que será recuperado diretamente do Poder Concedente. Como consequência, o montante de R\$ 294.785 foi registrado como incremento ao ativo financeiro.

Conforme modelo tarifário vigente, a remuneração deste ativo é reconhecida no resultado mediante faturamento aos consumidores e sua realização ocorre no momento do recebimento das contas de energia elétrica. Adicionalmente, a diferença para ajustar o saldo à expectativa de recebimento do fluxo de caixa, conforme valor novo de reposição ("VNR") é registrada como contrapartida na conta de receita financeira no resultado do exercício.

O saldo no ativo circulante corresponde à indenização da Usina Rio do Peixe II na controlada CPFL Leste Paulista, que detém concessão de geração e ainda não passou por um processo de desverticalização (nota 38).

As baixas ocorridas em 2012 incluem o montante de R\$ 5.947 relacionado a baixas decorrentes de inventários físicos realizados em função da implementação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico MCPSE (Resolução nº 367 de 2 de junho de 2009), nas controladas CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa, registradas em Outras Despesas Financeiras (nota 14).

(11) OUTROS CRÉDITOS

	Consolidado			
	Circulante		Não circulante	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Adiantamentos - Fundação CESP	7.784	15.518	-	-
Adiantamento - fornecedores	17.995	37.951	-	-
Cauções, fundos e depósitos vinculados	53.585	1.548	263.386	115.517
Cauções - fundo vinculado empréstimo moeda estrangeira	-	-	34.287	29.774
Ordens em curso	223.895	156.524	-	-
Serviços prestados a terceiros	8.214	10.962	-	-
Contratos de pré-compra de energia	47.832	44.399	40.254	58.620
Convênios de arrecadação	65.214	57.377	-	-
Despesas antecipadas	35.073	5.695	3.132	1.355
Contas a receber - combinação de negócios	-	-	13.950	13.950
Adiantamento a funcionários	6.879	4.751	-	-
Outros	50.434	75.213	65.145	60.245
Total	516.903	409.938	420.155	279.460

Cauções, fundos e depósitos vinculados - São garantias oferecidas para operações na CCEE e aplicações financeiras exigidas por contratos de financiamento das controladas.

Cauções - fundo vinculado a empréstimos em moeda estrangeira - São garantias oferecidas quando da negociação ou renegociação de empréstimos.

Ordens em Curso – Compreendem custos e receitas relacionados à desativação ou alienação, em andamento, de bens do ativo intangível e os custos dos serviços relacionados a gastos com os projetos em andamento dos programas de Eficiência energética (“PEE”), instituídos pelas resoluções nº 300/2008, e Pesquisa e desenvolvimento (“P&D”), instituídos pela Resolução Normativa ANEEL nº 316/2008, aplicada até outubro de 2012 e alterada pela Resolução Normativa nº 504/12. Quando do encerramento dos respectivos projetos, os saldos são amortizados em contrapartida ao respectivo passivo registrado em Outras Contas a Pagar (nota 23).

Contratos de pré-compra de energia - Refere-se a pagamentos antecipados realizados pelas controladas, os quais serão liquidados com energia a ser fornecida no futuro.

Convênios de arrecadação - Referem-se a (i) convênios firmados pelas distribuidoras com prefeituras e empresas para arrecadação através da conta de energia elétrica e posterior repasse de valores referente à contribuição de iluminação pública, jornais, assistência médica, seguros residenciais, entre outros; e (ii) recebimentos pela controlada CPFL Total, para posterior repasse aos clientes que utilizam dos serviços de arrecadação prestados por esta controlada.

Em 31 de dezembro de 2012, o saldo de Outros Créditos está líquido de provisão para créditos de liquidação duvidosa no montante de R\$ 21.905 referente às contas de Serviços prestados a terceiros, Convênios de arrecadação e Outros.

(12) INVESTIMENTOS

	Controladora	
	31/12/2012	31/12/2011
Participações societárias permanentes avaliadas por equivalência patrimonial		
Pelo patrimonio liquido da controlada	5.383.816	5.357.729
Mais valia de ativos, líquidos	1.114.678	1.251.131
Ágio de rentabilidade futura	6.054	6.054
Total	6.504.548	6.614.915

12.1 - Participações societárias permanentes por equivalência patrimonial:

As principais informações sobre os investimentos em participações societárias permanentes diretas, são como segue:

	31/12/2012				31/12/2012		31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011 **
	Quantidade (mil) de ações	Total do ativo	Capital social	Patrimônio líquido	Resultado do exercício	Participação	patrimônio líquido	Resultado de equivalência patrimonial	
Investimento									
CPFL Paulista	177.909	6.696.446	177.909	780.910	460.114	780.910	897.984	460.114	629.214
CPFL Piratininga	53.031.259	2.666.486	92.183	330.111	153.843	330.111	388.980	153.843	316.602
CPFL Santa Cruz	371.772	324.642	60.169	107.664	24.181	107.664	116.634	24.182	35.343
CPFL Leste Paulista	895.733	189.113	23.975	67.149	9.646	67.149	68.587	9.646	16.245
CPFL Sul Paulista	463.482	173.582	24.866	68.867	19.622	68.867	64.465	19.622	18.759
CPFL Jaguarí	212.126	126.918	16.428	43.952	10.694	43.952	43.430	10.694	13.765
CPFL Mococa	121.761	96.177	15.945	38.345	7.100	38.345	37.634	7.100	7.683
RGE	807.168	3.414.235	901.787	1.326.095	325.002	1.326.095	1.267.268	325.002	255.168
CPFL Geração	205.487.716	4.564.216	1.039.618	2.537.323	315.591	2.537.323	2.483.750	315.912	293.852
CPFL Jaguarí Geração (*)	40.108	48.092	40.108	48.102	10.185	48.102	47.909	10.185	10.501
CPFL Brasil	2.999	1.597.148	2.999	108.377	104.315	(81.923)	(112.633)	105.627	147.668
CPFL Planalto (*)	630	9.438	630	587	5.058	587	8.225	5.058	14.137
CPFL Serviços	66.620	119.235	66.620	73.056	9.140	73.056	25.330	9.140	6.860
CPFL Atende (*)	1	22.806	13.991	15.187	2.775	15.187	14.329	2.775	1.093
Nect (*)	2.059	12.930	2.059	4.646	5.750	4.646	3.859	5.750	1.800
CPFL Total (*)	19.005	46.230	19.005	21.555	4.758	21.555	-	2.683	-
CPFL Jaguaríuna (*)	189.620	2.842	2.926	2.187	209	2.187	1.977	209	(121)
CPFL Telecom	19.900	21	20	2	(3)	2	-	(3)	-
Subtotal Investimento - pelo patrimônio líquido da controlada						5.383.816	5.357.729	1.467.538	1.768.568
Amortização da mais valia de ativos						-	-	(136.453)	-
Total						5.383.816	5.357.729	1.331.086	1.768.568

(*) Quantidade de quotas

(1) Contempla os efeitos descritos na nota explicativa 2.9

Em 2011, como parte da aquisição da CPFL Renováveis, em função das controladas CPFL Geração e CPFL Brasil não deterem seu controle operacional e serem, portanto, consideradas coligadas, em suas demonstrações contábeis individuais foi registrado um ganho (na CPFL Geração de R\$ 412.359 e na CPFL Brasil de R\$ 7.881) e registrado um ágio na CPFL Brasil de R\$ 190.300. Uma vez que nas demonstrações consolidadas esta operação refere-se a uma transação entre sócios, estes efeitos foram ajustados, para fins de consolidação na CPFL Energia, sendo registrados no patrimônio líquido. Como consequência, os saldos relacionados às controladas CPFL Geração e CPFL Brasil foram ajustados para fins de equivalência patrimonial.

A mais valia dos ativos líquidos adquiridos em combinações de negócios são classificados, no balanço da controladora, no grupo de Investimentos. A partir de 2012, na demonstração do resultado da controladora, a amortização da mais valia de ativos de R\$ 136.453 passou a ser classificada na rubrica "resultado de participações societárias", em melhor consonância com o ICPC 09. Para maiores detalhes dos intangíveis e respectivas amortizações por empresa, vide nota 14.

A movimentação dos saldos de investimento em controladas no período é como segue:

Investimento	Investimento em 31/12/2011	Aumento / Integralização de capital	Transferência de investimentos	Equivalência patrimonial (Resultado)	Dividendo e Juros sobre capital próprio	Outros	Investimento em 31/12/2012
CPFL Paulista	897.984	-	-	460.114	(577.188)	-	780.910
CPFL Piratininga	388.980	-	-	153.843	(212.712)	-	330.111
CPFL Santa Cruz	116.634	-	-	24.182	(33.151)	-	107.664
CPFL Leste Paulista	68.587	-	-	9.646	(11.085)	-	67.149
CPFL Sul Paulista	64.465	-	-	19.622	(15.220)	-	68.867
CPFL Jaguarí	43.430	-	-	10.694	(10.172)	-	43.952
CPFL Mococa	37.634	-	-	7.100	(6.389)	-	38.345
RGE	1.267.268	-	-	325.002	(266.175)	-	1.326.095
CPFL Geração	2.483.750	-	-	315.912	(262.018)	(320)	2.537.323
CPFL Jaguarí Geração	47.909	-	-	10.185	(9.991)	-	48.102
CPFL Brasil	(112.633)	56.699	(56.699)	105.627	(73.605)	(1.312)	(81.923)
CPFL Planalto	8.225	-	-	5.058	(12.696)	-	587
CPFL Serviços	25.330	-	46.654	9.140	(8.068)	-	73.056
CPFL Atende	14.329	-	-	2.775	(1.917)	-	15.187
Nect	3.859	-	-	5.750	(4.963)	-	4.646
CPFL Total	-	10.000	10.046	2.683	(1.168)	(6)	21.555
CPFL Jaguaríuna	1.977	-	-	209	-	-	2.187
CPFL Telecom	-	6	-	(3)	-	-	2
	5.357.729	66.705	-	1.467.538	(1.506.518)	(1.638)	5.383.816

12.2 - Juros sobre o Capital Próprio ("JCP") e Dividendos a receber:

A Companhia possui, em 31 de dezembro de 2012 e de 2011 os seguintes saldos a receber das controladas abaixo, referentes a dividendo e JCP:

Controlada	Controladora					
	Dividendo		Juros sobre o capital próprio		Total	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
CPFL Paulista	254.294	-	12.683	-	266.978	-
CPFL Piratininga	88.211	-	5.879	-	94.090	-
CPFL Santa Cruz	14.481	-	2.043	-	16.524	-
CPFL Sul Paulista	5.153	6.996	1.130	1.130	6.282	8.126
CPFL Jaguarí	-	6.891	-	790	-	7.682
RGE	-	76.413	-	30.044	-	106.457
CPFL Geração	-	-	-	-	-	-
CPFL Brasil	-	-	-	-	-	-
CPFL Planalto	5.101	-	-	-	5.101	-
CPFL Serviços	7.139	3.648	646	-	7.785	3.648
CPFL Atende	1.102	-	357	-	1.459	-
Nect Serviços	3.253	-	-	-	3.253	-
	<u>378.735</u>	<u>93.949</u>	<u>22.738</u>	<u>31.964</u>	<u>401.473</u>	<u>125.913</u>

Após deliberações das AGOs/AGEs de suas controladas, a Companhia registrou no primeiro semestre R\$ 740.789 a título de dividendo e juros sobre o capital próprio a receber de 2011. Adicionalmente, as controladas declararam em 2012 R\$ 107.366 (R\$ 91.261 líquido de imposto de renda retido na fonte) como JCP intermediários e R\$ 643.506 como dividendos intermediários, referentes ao resultado do primeiro semestre de 2012. Em função da aprovação pelo Conselho de Administração em junho e agosto de 2012, respectivamente, estes montantes foram registrados como contas a receber.

Dos montantes registrados como contas a receber, R\$ 1.199.996 foram pagos pelas controladas para a Companhia.

12.3 – Reestruturações societárias Bio Itapaci (CPFL Telecom)

Bio Itapaci

Em RCA de 27 de junho de 2012, foi aprovada a aquisição, pela CPFL Energia, da totalidade das ações representativas do capital social da CPFL Bio Itapaci detidas pela controlada CPFL Brasil.

Ainda em junho de 2012, a CPFL Bio Itapaci teve sua razão social alterada para CPFL Telecom S.A., cujo objeto social passou a ser a prestação e exploração de serviços na área de telecomunicações e a participação em outras sociedades que tenham atividades semelhantes àquelas por ela exercidas.

Por ser uma transação entre empresas do mesmo grupo, está fora do escopo do CPC 15/IFRS 3 e foi registrada ao custo. Tal transação não gerou qualquer ganho ou perda.

12.4 – Mais valia de ativos e ágio

A mais valia de ativos refere-se basicamente ao direito de explorar a concessão adquirido através de combinações de negócios. O ágio refere-se basicamente à aquisição de investimentos que estão suportados pela perspectiva de rentabilidade futura.

Nas demonstrações financeiras consolidadas estes valores estão classificados no grupo de Intangível (nota 14).

12.5 – Combinações de negócios 2011 – CPFL Renováveis

Em abril de 2011, com o objetivo consolidar a experiência no setor de energias renováveis e obter ganho de sinergia, a Companhia celebrou com os acionistas da ERSA Energia Renováveis S.A. (“ERSA”), um acordo de associação para união de ativos e projetos de energia renovável detidos por suas controladas – no caso da CPFL, ativos das controladas CPFL Geração e CPFL Brasil. Após uma série de reestruturações societárias previstas, detalhadamente descritas nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2011, a CPFL Geração e a CPFL Brasil passaram a integrar o quadro de acionistas da ERSA, como acionistas majoritárias, dando origem à CPFL Energias Renováveis S.A.

Conforme o acordo de acionistas da CPFL Renováveis, caso esta controlada indireta não realize uma oferta pública inicial de ações (“IPO”) no prazo de 2 anos após a assinatura do acordo, ou seja, até 24 de agosto

de 2013 cada um dos acionistas não controladores da CPFL Renováveis, individualmente, detém o direito de vender suas ações para a CPFL Energia ou para terceiro(s) indicados(s) por ela, e a CPFL Energia tem a obrigação de comprá-las, mediante pagamento em espécie, ações de emissão da CPFL Energia ou um misto entre espécie e ações, a critério da CPFL Energia.

Ainda em 2011, a controlada indireta CPFL Renováveis adquiriu as seguintes empresas: (i) Jantus SL (“Jantus”), a qual detinha 100% do capital social da SIIF Energies do Brasil Ltda. (“SIIF”) e da SIIF Desenvolvimento de Projeto de Energia Eólica Ltda. (“SIIF Desenvolvimento”), com um total de quatro parques eólicos em operação no Estado do Ceará; e (ii) Santa Luzia Energética S.A. (“Santa Luzia”), que possui uma PCH em operação no Estado de Santa Catarina.

12.6 – Combinações de negócios 2012

Complexo Eólico Atlântica

Em janeiro de 2012, a controlada indireta CPFL Renováveis celebrou contrato de compra e venda de ações com a empresa Cobra Instalaciones Y Servicios S.A., com objetivo de adquirir a totalidade das ações da Atlântica I Parque Eólico S.A., Atlântica II Parque Eólico S.A., Atlântica IV Parque Eólico S.A. e Atlântica V Parque Eólico S.A. (“Complexo Eólico Atlântica”). Estas empresas são detentoras de autorização para geração de energia elétrica de fonte eólica sob o regime de produção independente, pelo prazo de 35 anos, mediante implantação de seus respectivos parques eólicos, possuindo em conjunto potência instalada de 120 MW.

A transferência do controle do Complexo Eólico Atlântica para a CPFL Renováveis foi aprovada pela ANEEL, conforme divulgado pela controlada indireta em fato relevante de 26 de março de 2012. O valor de R\$ 24.528 foi pago aos vendedores em março de 2012.

Bons Ventos Geradora de Energia S.A. (“BVP”)

Conforme Comunicado ao Mercado publicado em 19 de junho de 2012, a controlada indireta CPFL Renováveis adquiriu 100% das ações da sociedade BVP S.A, controladora da sociedade Bons Ventos Geradora de Energia S.A. (“Bons Ventos”). O preço da aquisição foi de R\$ 1.095.291, que compreende: (i) o valor de R\$ 528.552 pago aos vendedores; (ii) assunção de dívida líquida no valor R\$ 439.191; e (iii) R\$ 127.548 destinados à liquidação de debêntures emitidas pela Bons Ventos.

A Bons Ventos detém autorização outorgada pela ANEEL para explorar os parques eólicos Taíba Albatroz, Bons Ventos, Enacel e Canoa Quebrada, com capacidade instalada de 157,5 MW. Estes parques eólicos localizam-se no Estado do Ceará e se encontram em operação comercial plena, sendo que a totalidade da energia está contratada com a Eletrobrás por vinte anos, através do PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.

A transferência do controle da BVP para a CPFL Renováveis foi aprovada pela ANEEL, conforme fato relevante em 19 de junho de 2012.

Usina Ester (SPE Lacenas)

Em março de 2012, a controlada indireta CPFL Renováveis adquiriu 100% dos ativos de co-geração de energia elétrica e vapor d’água da SPE Lacenas Participações Ltda., controlada pela Usina Açucareira Ester (“Usina Ester”). Cerca de 7 MW médios de energia de cogeração da Usina Ester já foram comercializados no leilão de fontes alternativas (LFA) de 2007, com prazo de 15 anos e com preço médio de venda de R\$ 177 por MWh (na data-base de janeiro de 2012). O restante, 2,8 MW médios de energia, será comercializado no mercado livre.

A transferência de controle da SPE Lacenas para a controlada estava condicionada à aprovação da ANEEL, a qual foi obtida e a aquisição foi concluída em 18 de outubro de 2012.

O preço total de aquisição dos ativos após os ajustes previstos no contrato totalizou R\$ 111.500, compreendendo: (i) R\$ 55.244 pagos pela compradora aos vendedores; e (ii) a assunção da dívida líquida no valor de R\$ 56.256 constante do balanço patrimonial da adquirida.

a) Informações adicionais sobre aquisição das controladas Complexo Eólico Atlântica, BVP e Lacenás.

	Complexo Atlântica 26/03/2012	BVP 19/06/2012	Lacenas 18/10/2012
Contraprestações transferidas em caixa e equivalentes de caixa pelos acionistas compradores:			
Caixa transferido ou a transferir diretamente aos acionistas	24.000	445.124	53.836
Contas a pagar aos acionistas	-	-	1.408
Caixa transferido diretamente para a Jantus e BVP para pagamento de dívida e despesas de responsabilidade dos vendedores	-	127.548	-
Ajuste de preço paga aos vendedores de acordo com cláusula contratual	528	83.428	-
Total da contraprestação transferida (paga)	24.528	656.100	55.244

b) Ativos adquiridos e passivos reconhecidos na data de aquisição

Para as aquisições realizadas, o total das contraprestações transferidas (pagas) foi alocado aos ativos adquiridos e passivos assumidos a valores justos, incluindo o ativo intangível associado ao direito de exploração de autorização, o qual será amortizado pelos prazos remanescentes das autorizações vinculadas à exploração dos empreendimentos adquiridos. Consequentemente, como a totalidade do valor pago foi alocado a ativos e passivos identificados, nenhum valor residual foi alocado para ágio nestas transações.

A contabilização inicial da aquisição do Complexo Eólico Atlântica em 29 de fevereiro de 2012 e da Bons Ventos em 31 de maio de 2012 foram concluídas. A contabilização da aquisição da Lacenás em 30 de setembro de 2012 encontrava-se provisoriamente apurada em 31 de dezembro de 2012, sendo que na data de conclusão destas demonstrações financeiras, a avaliação da mensuração dos ativos intangíveis não tinha sido finalizada e, por consequência, tinha sido apenas provisoriamente apurada com base na melhor estimativa da Administração para esses valores.

A Administração da CPFL Renováveis não espera que o valor alocado como direito de exploração dessas aquisições seja dedutível para fins fiscais na data da aquisição e, portanto, constituiu imposto de renda e contribuição social diferidos relacionados à diferença entre os valores alocados e as bases fiscais destes ativos e passivos.

	Complexo Eólico Atlântica 26/03/2012	BVP 19/06/2012	Lacenas 18/10/2012
Ativos circulantes			
Caixa e equivalentes de caixa	186	28.092	-
Contas a receber de clientes	-	16.232	-
Impostos a recuperar e outros créditos	157	6.987	-
Ativos não circulantes			
Aplicações financeiras vinculadas	-	38.752	-
Impostos diferidos	-	57.121	-
Outros créditos	-	10.000	-
Imobilizado	23.007	571.495	100.591
Intangível - direito de exploração	1.873	760.029	17.862
Passivos circulantes			
Fornecedores	54	14.430	-
Empréstimos, financiamentos e debêntures	-	39.324	7.418
Obrigações tributárias, adiantamentos e outros	5	22.727	880
Passivos não circulantes			
Empréstimos, financiamentos e debêntures	-	461.126	48.838
Fornecedores	-	5.818	-
Impostos diferidos	-	16.629	-
Impostos diferidos sobre o direito de exploração	637	258.410	6.073
Provisões para desmobilização de ativos e compromissos socioambientais	-	14.144	-
Ativos líquidos adquiridos	24.528	656.100	55.244
 Contrapartida transferida	 24.528	 656.100	 55.244

Os direitos de exploração serão amortizados pelo prazo remanescente das autorizações, vinculadas à exploração dos empreendimentos, sendo o prazo médio estimado em 23 anos para o Complexo Eólico Atlântica, 21 anos para a Bons Ventos e 20 anos para Lacenas.

c) Saída de caixa líquida na aquisição das controladas

	Complexo Atlântica 26/03/2012	BVP 19/06/2012	Lacenas 18/10/2012
Contrapartidas pagas em caixa	24.528	656.100	53.836
(-) Saldos de caixa e equivalentes de caixa adquiridos	(186)	(28.092)	-
Caixa líquido de aquisição	24.342	628.008	53.836

d) Impacto das aquisições de 2012 no resultado

Informações financeiras sobre a receita e lucro líquido das empresas adquiridas incluídas nas demonstrações financeiras consolidadas no ano da aquisição:

	Receita Operacional Líquida	Lucro líquido
	31/12/2012	31/12/2012
Atlântica	-	(2.803)
BVP	49.600	22.970
Lacenas	6.793	849
	56.393	21.016

Caso as aquisições tivessem ocorrido em 1º de janeiro de 2012, a receita operacional líquida combinada da CPFL Energia seria de R\$ 15.123.905 e o seu lucro líquido combinado do exercício seria de R\$ 1.236.443.

A aquisição do Complexo Eólico Atlântica foi concluída em 26 de março de 2012, com o balanço de abertura em 29 de fevereiro de 2012. Sendo assim, as demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2012 contemplam dez meses das operações dessa controlada indireta.

A aquisição de Bons Ventos foi concluída em 19 de junho de 2012, com o balanço de abertura de 31 de maio de 2012. Desta maneira, as demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2012 contemplam sete meses de operação dessa controlada indireta.

A aquisição de Lacenas foi concluída em 18 de outubro de 2012 e o balanço de abertura preparado na data-base de 30 de setembro de 2012. Assim sendo, as demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2012 contemplam três meses de operação dessa controlada.

Os balanços de partida foram levantados em datas diferentes das datas das aquisições por praticidade, sendo que as diferenças não são significativas.

(13) IMOBILIZADO

	Consolidado							
	Terrenos	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Em curso	Total
Saldo em 01/01/2011	180.382	1.533.696	1.354.882	1.916.219	3.695	12.940	784.650	5.786.465
Custo histórico	182.772	1.814.135	1.674.388	2.655.057	7.888	16.442	784.650	7.135.333
Depreciação acumulada	(2.390)	(280.439)	(319.506)	(738.838)	(4.193)	(3.502)	-	(1.348.868)
Adições	2.214	3.712	19.892	7.333	705	382	802.376	836.614
Baixas	(247)	(200)	(640)	(8.023)	(341)	(173)	(174)	(9.799)
Transferências	8.837	109.030	33.497	394.508	374	3.667	(549.914)	-
Transferências - outros ativos	-	-	-	10.341	-	-	(17.525)	(7.184)
Depreciação	(1.513)	(68.346)	(65.628)	(96.051)	(1.092)	(1.980)	-	(234.610)
Outros	-	-	510	10.195	3	-	265	10.973
Combinação de negócios	57.180	-	973.636	831.749	165	949	45.938	1.909.617
Saldo em 31/12/2011	246.853	1.577.892	2.316.149	3.066.271	3.509	15.785	1.065.615	8.292.076
Custo histórico	250.757	1.926.694	2.757.021	4.006.964	8.799	21.657	1.065.615	10.037.508
Depreciação acumulada	(3.903)	(348.802)	(440.873)	(940.692)	(5.290)	(5.873)	-	(1.745.431)
Adições	1.185	21.105	18.648	62.144	315	257	991.362	1.095.015
Baixas	(1.192)	(2.104)	(4.002)	(6.020)	(856)	(371)	(85)	(14.630)
Reversão de provisão para custos socioambientais	-	(66.763)	-	-	-	-	-	(66.763)
Transferências	(25.781)	744.891	(565.929)	1.258.613	3.061	3.627	(1.418.483)	-
Transferências - outros ativos	-	-	-	3.939	-	-	(42)	3.897
Reclassificação de custo	-	217.435	(333.674)	115.355	14	870	-	-
Depreciação	(13.642)	(65.300)	(81.466)	(233.127)	(1.296)	(2.633)	-	(397.464)
Baixa da depreciação	-	1.013	157	2.586	696	282	-	4.733
Reclassificação de depreciação	-	(71.606)	92.615	(20.970)	10	(50)	-	-
Combinação de negócios	-	-	65.470	606.620	-	(2)	23.006	695.093
Saldo em 31/12/2012	207.424	2.356.563	1.507.967	4.855.413	5.454	17.764	661.372	9.611.958
Custo histórico	224.969	2.888.854	1.899.068	6.124.821	11.322	26.300	661.372	11.836.706
Depreciação acumulada	(17.545)	(532.291)	(391.100)	(1.269.408)	(5.868)	(8.536)	-	(2.224.748)
Taxa média de depreciação	3,86%	2,83%	2,99%	4,15%	16,16%	6,50%		

Em 04 de fevereiro de 2012, através da Resolução Normativa nº 474, a ANEEL estabeleceu novas taxas anuais de depreciação para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico, que alteraram as taxas constantes no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, e passaram a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2012. Esta alteração resultou em uma redução na vida útil dos ativos de geração e, em consonância com o CPC 23, a Companhia alterou a depreciação do ativo imobilizado prospectivamente, a partir desta data, gerando um incremento de despesa de depreciação no período de R\$ 37.508.

O saldo de imobilizado em curso no consolidado refere-se principalmente a obras em andamento das controladas operacionais e/ou em desenvolvimento, com destaque para os projetos da CPFL Renováveis com imobilizado em curso de R\$ 585.297.

Em combinação de negócios estão alocados os ativos adquiridos do Complexo Eólico Atlântica, Bons Ventos e SPE Lacenas, adquiridos pela controlada indireta CPFL Renováveis em 2012.

Em conformidade com o CPC 20, os juros referentes aos empréstimos tomados pelas controladas para o financiamento das obras são capitalizados durante a fase de construção. No consolidado, para o ano de 2012 foram capitalizados R\$ 32.527 (R\$ 6.861 em 2011). Para maiores detalhes sobre os ativos em construção e as respectivas taxas de captações dos empréstimos, vide nota 29.

Como consequência dos trabalhos de conciliação da base de ativos para a implantação do Manual de Controle Patrimonial, determinado pela Resolução Aneel nº 367/2009, foram efetuadas reclassificações entre os tipos de bens, destacados nas linhas de reclassificações de custo e depreciação.

Em consequência da prática de revisão e atualização de provisões, a controlada indireta CPFL Renováveis revisou suas estimativas de gastos com custos sócio-ambientais e, em decorrência disso, efetuou a reversão de provisão no período no montante de R\$ 66.773, em contrapartida ao ativo imobilizado, onde havia sido inicialmente registrada.

No consolidado, os valores de depreciação estão registrados no resultado, na linha “Depreciação e amortização” (nota 28).

Em 31 de dezembro de 2012, não existem ativos de montante relevante concedidos em garantias, exceto aqueles mencionados na nota 16.

Teste de redução ao valor recuperável dos ativos: Para todos os períodos apresentados, a Companhia avaliou eventuais indicativos de desvalorização de seus ativos que pudessem gerar a necessidade de testes sobre o valor de recuperação. Tal avaliação foi baseada em fontes externas e internas de informação, levando-se em consideração variações em taxas de juros, mudanças em condições de mercado, dentre outros.

O resultado de tal avaliação para todos os períodos apresentados não apontou indicativos de redução no valor recuperável destes ativos, não havendo, portanto, perdas por desvalorização a serem reconhecidas.

(14) INTANGÍVEL

	Consolidado						Total
	Ágio	Direito de concessão			Uso do bem público	Outros ativos intangíveis	
		Adquirido em combinações de negócios	Infraestrutura de distribuição - em serviço	Infraestrutura de distribuição - em curso			
Saldo em 01/01/2011	6.115	2.041.944	3.335.775	694.139	397.984	108.917	6.584.874
Custo histórico	6.152	3.741.285	8.336.914	694.139	407.286	162.877	13.348.653
Amortização acumulada	(37)	(1.699.341)	(5.001.139)	-	(9.302)	(53.960)	(6.763.779)
Adições	-	-	3.259	1.094.929	-	8.673	1.106.861
Amortização	-	(196.513)	(389.740)	-	(15.413)	(17.279)	(618.945)
Transferência - intangíveis	-	(27.164)	636.009	(621.500)	-	12.655	-
Transferência - ativo financeiro	-	-	-	(381.027)	-	-	(381.027)
Transferência - outros ativos	-	-	(895)	(55.734)	-	(10.341)	(66.971)
Combinação de negócios	-	2.302.122	-	-	-	-	2.302.122
Outros	-	-	-	-	-	526	526
Saldo em 31/12/2011	6.115	4.120.388	3.584.408	730.807	382.570	103.150	8.927.439
Custo histórico	6.152	6.016.243	8.975.287	730.807	407.286	174.390	16.310.165
Amortização acumulada	(37)	(1.895.854)	(5.390.879)	-	(24.716)	(71.239)	(7.382.725)
Adições	-	792.320	-	1.418.637	-	30.072	2.241.030
Amortização	-	(286.008)	(390.133)	-	(32.752)	(23.967)	(732.859)
Transferência - intangíveis	-	-	961.030	(961.030)	-	-	-
Transferência - ativo financeiro	-	-	(294.785)	(555.101)	-	-	(849.886)
Transferência - outros ativos	-	-	(42.385)	-	-	(6.272)	(48.657)
Indenização PCH Rio do Peixe II (nota 38.3)	-	-	(1.706)	-	-	-	(1.706)
Saldo em 31/12/2012	6.115	4.626.701	3.816.428	633.313	349.818	102.984	9.535.360
Custo histórico	6.152	6.836.961	9.183.730	633.313	383.671	189.715	17.233.542
Amortização acumulada	(37)	(2.210.260)	(5.367.301)	-	(33.854)	(86.731)	(7.698.182)

Em 31 de dezembro de 2012, do total de intangível adquirido em combinação de negócios, R\$ 792.321 foram adicionados pela controlada indireta CPFL Renováveis, com destaque para a aquisição das controladas indiretas Complexo Eólico Atlântica, Bons Ventos e Lacenas (nota 12).

Em 04 de fevereiro de 2012, através da Resolução Normativa no 474, a ANEEL estabeleceu novas taxas anuais de amortização para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico. Como consequência desta revisão da vida útil dos ativos de distribuição de energia elétrica, a amortização do ativo intangível da concessão das distribuidoras foi alterada a partir de 1º de janeiro de 2012. Além dos efeitos descritos na nota 10 no que se refere à transferência de ativo intangível para ativo financeiro, em média tais ativos de distribuição sofreram incremento em suas vidas úteis. Consequentemente, e em consonância com o CPC 23 e IAS 8, a Companhia alterou a amortização do ativo intangível prospectivamente a partir de tal data, gerando uma redução estimada na despesa de amortização no exercício de 2012 no montante de R\$ 59.313.

Em função da implementação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico MCPSE (Resolução n° 367 de 2 de junho de 2009), as controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e RGE, realizaram inventários físicos cuja conclusão resultou em baixas de ativos no exercício no montante de R\$ 44.203, registradas em Outras Despesas Operacionais. As baixas relacionadas à parcela do respectivo ativo financeiro estão descritas na nota 10.

No consolidado, os valores de amortização estão registrados no resultado, nas seguintes linhas: (i) “depreciação e amortização” para a amortização dos ativos intangíveis de Infraestrutura de Distribuição, Uso do Bem Público e Outros Ativos Intangíveis; e (ii) “amortização de intangível de concessão” para a amortização do ativo intangível Adquirido em Combinação de Negócios. (nota 28)

Em conformidade com o CPC 20 e IAS 23, os juros referentes aos empréstimos tomados pelas controladas são capitalizados para os ativos intangíveis qualificáveis. No consolidado, para o ano de 2012 foram capitalizados R\$ 15.645 (R\$ 32.281 em 2011) a uma taxa de 8,23% a.a. (9,95% a.a. em 2011).

14.1 Intangível adquirido em combinações de negócios

A composição do ativo intangível correspondente ao direito de explorar as concessões, adquirido em combinações de negócios, está demonstrado a seguir:

	Consolidado				Taxa de amortização	
	31/12/2012			31/12/2011	2012	2011
	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido		
Intangível adquirido em combinações de negócio						
Intangível adquirido não incorporado						
Controladora						
CPFL Paulista	304.861	(138.556)	166.305	184.743	6,05%	6,33%
CPFL Piratininga	39.065	(16.979)	22.086	24.264	5,58%	5,99%
RGE	3.150	(1.022)	2.128	2.345	6,90%	6,81%
CPFL Geração	54.555	(23.761)	30.793	33.659	5,28%	5,63%
CPFL Santa Cruz	9	(5)	5	6	16,25%	21,17%
CPFL Leste Paulista	3.333	(1.660)	1.673	2.212	16,16%	20,30%
CPFL Sul Paulista	7.288	(3.620)	3.668	4.973	17,90%	18,98%
CPFL Jaguari	5.213	(2.643)	2.570	3.320	14,40%	22,68%
CPFL Mococa	9.110	(4.745)	4.365	6.031	18,29%	19,87%
CPFL Jaguari Geração	7.896	(1.722)	6.174	6.777	7,64%	8,17%
	<u>434.480</u>	<u>(194.714)</u>	<u>239.766</u>	<u>268.331</u>		
Controladas						
ENERCAN	10.233	(3.665)	6.568	7.210	6,27%	6,90%
Barra Grande	3.081	(1.365)	1.715	1.884	5,49%	5,98%
Chapecoense	7.376	(760)	6.615	7.075	6,06%	4,08%
EPASA	499	(43)	456	479	4,76%	3,85%
Parque eólico Santa Clara	-	-	-	-	-	-
Parque eólico Campo dos Ventos	-	-	-	-	-	-
CPFL Renováveis	3.139.299	(158.176)	2.981.123	2.299.807	3,10%	3,82%
Outros	14.478	(12.673)	1.805	2.527	4,99%	4,99%
	<u>3.174.965</u>	<u>(176.683)</u>	<u>2.998.282</u>	<u>2.318.983</u>		
Subtotal	3.609.445	(371.397)	3.238.048	2.587.314		
Intangível adquirido já incorporado - dedutível						
Controladas						
RGE	1.120.266	(777.818)	342.449	361.908	1,74%	1,68%
CPFL Geração	426.450	(255.157)	171.292	188.367	4,00%	4,25%
Subtotal	1.546.716	(1.032.975)	513.741	550.274		
Intangível adquirido já incorporado - recomposto						
Controladora						
CPFL Paulista	1.074.026	(536.189)	537.838	596.709	5,48%	5,75%
CPFL Piratininga	115.762	(50.313)	65.448	71.903	5,58%	5,99%
RGE	310.128	(107.890)	202.237	222.894	6,69%	6,58%
CPFL Santa Cruz	61.685	(43.187)	18.498	24.698	10,05%	13,10%
CPFL Leste Paulista	27.034	(16.506)	10.528	14.289	13,91%	15,59%
CPFL Sul Paulista	38.168	(23.153)	15.015	20.557	14,52%	15,16%
CPFL Mococa	15.124	(9.488)	5.636	7.838	14,56%	15,34%
CPFL Jaguari	23.600	(14.418)	9.182	12.354	13,44%	16,72%
CPFL Jaguari Geração	15.275	(4.745)	10.530	11.559	6,73%	7,20%
Outros	-	-	-	-	-	-
Subtotal	1.680.801	(805.889)	874.912	982.800		
Total	6.836.961	(2.210.260)	4.626.701	4.120.388		

O intangível adquirido em combinações de negócio está associado ao direito de exploração das concessões e está assim representado:

- Intangível adquirido não incorporado

Refere-se basicamente ao intangível de aquisição das ações detidas por acionistas não controladores, antes da adoção do CPC 15 e IFRS 3.

- Intangível adquirido já incorporado - Dedutível

Refere-se ao intangível oriundo da aquisição de controladas que foram incorporados aos respectivos patrimônios líquidos sem a aplicação das Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/01, ou seja, sem que ocorresse a segregação da parcela correspondente ao benefício fiscal.

- Intangível adquirido já incorporado - Recompuesto

Com o objetivo de atender as determinações da ANEEL e evitar que a amortização do intangível advindo de incorporação de controladora causasse impacto negativo ao fluxo de dividendos aos acionistas não controladores, as controladas aplicaram os conceitos das Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/01 sobre o intangível. Desta forma, foi constituída uma provisão retificadora do intangível em contrapartida à reserva especial de ágio na incorporação do patrimônio líquido em cada controlada, de forma que o efeito da operação no patrimônio refletisse o benefício fiscal do intangível incorporado. Estas alterações afetaram o investimento da Companhia nas controladas, sendo necessária a constituição do intangível indedutível para fins fiscais, de modo a recompô-lo.

Para os saldos da controlada indireta CPFL Renováveis, a amortização é registrada pelo período remanescente das respectivas autorizações de exploração, pelo método linear. Para os demais saldos, as taxas de amortização do ativo intangível adquirido em combinação de negócios são definidas com base na curva do resultado projetado das concessionárias para o prazo remanescente da concessão, cujas projeções são revistas anualmente.

14.2 Teste de redução ao valor recuperável

Para todos os períodos apresentados, a Companhia avaliou eventuais indicativos de desvalorização de seus ativos que pudessem gerar a necessidade de testes sobre o valor de recuperação. Tal avaliação foi baseada em fontes externas e internas de informação, levando-se em consideração variações em taxas de juros, mudanças em condições de mercado, rentabilidade de suas operações, dentre outros.

O resultado de tal avaliação para todos os períodos apresentados não apontou indicativos de redução no valor recuperável destes ativos, não havendo, portanto, perdas por desvalorização a serem reconhecidas.

(15) FORNECEDORES

	Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011
<u>Circulante</u>		
Encargos de serviço do sistema	138.973	33.794
Suprimento de energia elétrica	877.439	730.790
Encargos de uso da rede elétrica	171.651	150.013
Materiais e serviços	417.830	247.085
Energia livre	85.078	78.432
Outros	30	30
Total	1.691.002	1.240.143
<u>Não circulante</u>		
Materiais e serviços	4.467	-

(16) ENCARGOS DE DÍVIDAS, EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	Consolidado							
	31/12/2012			31/12/2011				
	Encargos - circulante e não circulante	Principal		Total	Encargos - circulante e não circulante	Principal		Total
Circulante		Não circulante	Circulante			Não circulante		
Mensuradas ao custo								
Moeda nacional								
BNDES - Repotenciação	16	3.601	1.217	4.834	34	3.690	4.802	8.526
BNDES - Investimento	27.229	776.770	5.186.526	5.990.524	25.262	551.737	4.213.425	4.790.423
BNDES - Bens de renda	65	2.036	7.476	9.578	49	2.039	5.042	7.130
BNDES - Capital de giro	143	36.928	-	37.071	687	111.129	36.928	148.743
Instituições financeiras	153.720	725.379	1.406.468	2.285.567	119.574	211.558	1.365.605	1.696.738
Outros	784	11.616	23.638	36.039	782	13.154	28.327	42.263
Subtotal	181.957	1.556.329	6.625.326	8.363.612	146.388	893.307	5.654.129	6.693.824
Moeda estrangeira								
Instituições financeiras	452	2.170	44.423	47.045	444	3.107	42.769	46.320
Total ao custo	182.409	1.558.499	6.669.749	8.410.657	146.832	896.414	5.696.898	6.740.144
Mensuradas ao valor justo								
Moeda estrangeira								
Instituições financeiras	22.460	-	2.365.786	2.388.245	18.697	-	1.685.557	1.704.254
Total ao valor justo	22.460	-	2.365.786	2.388.245	18.697	-	1.685.557	1.704.254
Total	204.869	1.558.499	9.035.534	10.798.902	165.530	896.414	7.382.455	8.444.398

Mensuradas ao custo	Consolidado		Remuneração anual	Condições de amortização	Garantias
	31/12/2012	31/12/2011			
Moeda nacional					
BNDES - Repetição					
CPFL Renováveis	4.834	8.526	TJLP + 3,1% a 4,3%	72 a 75 parcelas mensais a partir de setembro de 2007 a julho de 2008	Aval e Fiança da CPFL Energia e nota promissória
BNDES/BNB/FINEP/NIB - Investimento					
CPFL Paulista - FINEM III	26.885	53.807	TJLP + 3,3%	72 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2008	Fiança da CPFL Energia, recebíveis e nota promissória
CPFL Paulista - FINEM IV	128.200	192.429	TJLP + 3,28% a 3,4%	60 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2010	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CPFL Paulista - FINEM V	170.651	199.692	TJLP + 2,12% a 3,3%	72 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2012	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CPFL Paulista - FINEM V	71.522	64.873	Pré fixado 5,5% a 8,0%	114 parcelas mensais a partir de agosto de 2011	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CPFL Paulista - FINEM VI	149.873	-	TJLP + 2,06% a 3,08%	72 parcelas mensais a partir de janeiro de 2014	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CPFL Paulista - FINEM VI	190.349	-	Pré fixado 2,5%	114 parcelas mensais a partir de junho de 2013	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CPFL Paulista - FINAME	59.149	67.613	Pré fixado 4,5%	96 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2012	Aval da CPFL Energia
CPFL Piratininga - FINEM II	15.971	31.963	TJLP + 3,3%	72 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2008	Fiança da CPFL Energia, recebíveis e nota promissória
CPFL Piratininga - FINEM III	53.434	80.207	TJLP + 3,28% a 3,4%	60 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2010	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CPFL Piratininga - FINEM V	55.166	-	TJLP + 2,06% a 3,08%	72 parcelas mensais a partir de janeiro de 2014	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CPFL Piratininga - FINEM V	29.591	-	Pré fixado 2,5%	114 parcelas mensais a partir de junho de 2013	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CPFL Piratininga - FINEM IV	91.622	109.734	TJLP + 2,12% a 3,3%	72 parcelas mensais a partir de fevereiro de 2012	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CPFL Piratininga - FINEM IV	35.125	35.611	Pré fixado 5,5% a 8,0%	114 parcelas mensais a partir de agosto de 2011	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CPFL Piratininga - FINAME	28.048	32.062	Pré fixado 4,5%	96 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2012	Aval da CPFL Energia
RGE - FINEM III	-	22.429	TJLP + 5%	60 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2008	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
RGE - FINEM III	81.606	122.492	TJLP + 3,28 a 3,4%	60 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2010	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
RGE - FINEM V	102.980	109.962	TJLP + 2,12 a 3,3%	72 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2012	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
RGE - FINEM V	23.385	23.308	Pré fixado 5,5%	96 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2013	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
RGE - FINEM VI	85.257	-	TJLP + 2,06 a 3,08%	72 parcelas mensais a partir de janeiro de 2014	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
RGE - FINEM VI	51.671	-	Pré fixado 2,5%	114 parcelas mensais a partir de junho de 2013	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
RGE - FINAME	14.074	16.089	Pré fixado 4,5%	96 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2012	Aval da CPFL Energia
RGE - FINAME	404	-	Pré fixado 10,0%	90 parcelas mensais a partir de maio de 2012	Bens vinculados em alienação fiduciária
CPFL Santa Cruz - FINAME e CCB	5.527	8.007	TJLP + 2,00% a 2,90%	59 Parcelas mensais a partir de dezembro de 2010	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CPFL Santa Cruz - FINEM I	18.374	-	TJLP + 1,66% a 3,06%	28 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2013	Fiança da CPFL Energia
CPFL Santa Cruz - FINEM I	4.330	-	TJLP + 1,66% a 3,06%	Parcela única em abril de 2015	Fiança da CPFL Energia
CPFL Leste Paulista - CCB	4.090	5.497	TJLP + 2,9%	54 parcelas mensais a partir de junho de 2011	Fiança da CPFL Energia e Recebíveis
CPFL Leste Paulista - FINEM I	8.881	-	TJLP + 1,66% a 3,06%	28 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2013	Fiança da CPFL Energia
CPFL Leste Paulista - FINEM I	1.685	-	TJLP + 2,06% a 3,06%	Parcela única em abril de 2015	Fiança da CPFL Energia
CPFL Sul Paulista - CCB	4.430	5.952	TJLP + 2,9%	54 Parcelas mensais a partir de junho de 2011	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CPFL Sul Paulista - FINEM I	11.071	-	TJLP + 1,66% a 3,06%	28 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2013	Fiança da CPFL Energia
CPFL Sul Paulista - FINEM I	1.242	-	TJLP + 2,06% a 3,06%	Parcela única em abril de 2015	Fiança da CPFL Energia
CPFL Jaguari - CCB	2.639	3.732	TJLP + 2,9%	54 Parcelas mensais a partir de dezembro de 2010	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CPFL Jaguari - CCB	2.138	-	TJLP + 3,1%	96 Parcelas mensais a partir de junho de 2014	Aval da CPFL Energia
CPFL Jaguari - CCB	531	-	Cesta de Moedas + 2,1%	96 Parcelas mensais a partir de junho de 2014	Aval da CPFL Energia
CPFL Mococa - CCB	3.040	4.258	TJLP + 2,9%	54 Parcelas mensais a partir de janeiro 2011	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CPFL Mococa - CCB	2.750	-	TJLP + 3,1%	96 Parcelas mensais a partir de junho de 2014	Aval da CPFL Energia
CPFL Mococa - CCB	683	-	Cesta de Moedas + 2,1%	96 Parcelas mensais a partir de junho de 2014	Aval da CPFL Energia
CPFL Serviços - FINAME	3.478	-	Pré fixado 2,5% a 10,0%	120 Parcelas mensais a partir de novembro de 2012	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
CPFL Serviços - FINAME	101	-	TJLP + 4,2%	90 Parcelas mensais a partir de novembro de 2012	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
BAESA	88.800	104.649	TJLP + 3,125% a 4,125%	144 parcelas mensais a partir de setembro de 2006	Penhor de Ações, direito creditório e vinculação de receitas
BAESA	21.993	23.356	Cesta de moedas + 3,125% (1)	144 parcelas mensais a partir de novembro de 2006	Penhor de Ações, direito creditório e vinculação de receitas
ENERCAN	207.171	240.780	TJLP + 4%	144 parcelas mensais a partir de abril de 2007	Cartas de Fiança
ENERCAN	14.875	15.685	Cesta de moedas + 4%	144 parcelas mensais a partir de abril de 2007	Cartas de Fiança
CERAN	458.569	508.179	TJLP + 3,69% a 5%	168 parcelas mensais a partir de dezembro de 2005	Penhor de Ações, Direitos Creditórios e Emergente da Concessão, Vinculação de Receitas e Aval da CPFL Energia
CERAN	54.067	55.288	Cesta de moedas + 5% (1)	168 parcelas mensais a partir de fevereiro de 2006	Penhor de Ações, Direitos Creditórios e Emergente da Concessão, Vinculação de Receitas e Aval da CPFL Energia
Foz do Chapecó	982.313	1.044.312	TJLP + 2,49% a 2,95%	192 parcelas mensais a partir de outubro de 2011	Penhor de ações, direitos creditórios e emergente da concessão, vinculação de receitas e aval da CPFL Energia
CPFL Renováveis - FINEM I	384.629	416.677	TJLP + 1,95%	168 parcelas mensais a partir de outubro de 2009 a julho de 2011	PCH Holding devedora solidária, carta fiança
CPFL Renováveis - FINEM II	35.395	38.818	TJLP + 1,90%	144 parcelas mensais a partir de junho de 2011	Fiança da CPFL Energia, bens vinculados em alienação fiduciária e cessão fiduciária dos direitos creditórios
CPFL Renováveis - FINEM III	616.796	291.454	TJLP + 1,72% a 1,9%	156 a 192 parcelas mensais a partir de janeiro de 2012 a maio de 2013	Fiança da CPFL Energia, penhor de quotas, bens vinculados em alienação fiduciária e cessão fiduciária de direitos creditórios
CPFL Renováveis - FINEM IV	-	5.374	TJLP + 3,5%	46 parcelas mensais a partir de abril de 2011	Fiança da CPFL Energia, penhor de direitos creditórios.
CPFL Renováveis - FINEM V	124.508	136.002	TJLP + 2,8% a 3,4%	143 meses a partir de dezembro de 2011	PCH Holding 2 e CPFL Renováveis devedora solidária.
CPFL Renováveis - FINEM VI	71.741	-	TJLP + 2,05%	173 a 192 parcelas mensais a partir de outubro de 2013 e abril de 2015	Penhor de ações da CPFL Renováveis, cessão de recebíveis
CPFL Renováveis - FINEM VII	213.404	-	TJLP - 1,92 %	156 parcelas mensais a partir de outubro de 2010 a setembro de 2023	Penhor de ações, cessão fiduciária, alienação fiduciária das máquinas e equipamentos.
CPFL Renováveis - FINEM VIII	39.024	-	TJLP + 2,02%	192 parcelas a partir de janeiro de 2014	Penhor de Ações da CPFL Renováveis
CPFL Renováveis - FINEM IX	54.413	-	TJLP + 2,15%	120 parcelas a partir de maio de 2010	Penhor de Ações e Conta Reserva da SPE
CPFL Renováveis - FINEM X	1.428	-	TJLP + 0%	84 parcelas a partir de outubro de 2010	Cessão de Recebíveis
CPFL Renováveis - FINEM XI	149.558	127.727	TJLP + 1,72% a 1,9%	De 108 a 168 parcelas mensais a partir de fevereiro de 2012 a janeiro de 2013.	Em Negociação
					Penhor de Ações, Cessão fiduciária, Alienação fiduciária das máquinas e equipamentos.
					Fiança da CPFL Energia, penhor de quotas, bens vinculados em alienação fiduciária e cessão fiduciária de direitos creditórios

CPFL Renováveis - FINAME I	217.318	186.126	Pré-fixado 5,5%	102 a 108 parcelas mensais a partir de janeiro de 2012 a agosto de 2020	Fiança da CPFL Energia, bens vinculados em alienação fiduciária e cessão fiduciária conjunta de direitos creditórios
CPFL Renováveis - FINAME II	36.662	37.356	Pré-fixado 4,5%	102 parcelas mensais a partir de junho de 2011	Fiança da CPFL Energia, bens vinculados em alienação fiduciária e cessão fiduciária dos direitos creditórios. Penhor de Ações da CPFL Renováveis
CPFL Renováveis - FINAME III	59.025	-	Pré-fixado 2,5%	108 parcelas a partir de janeiro de 2014	Penhor de Ações e Conta Reserva da SPE Cessão de Recebíveis
CPFL Renováveis - BNB	144.251	152.136	Pré fixado de 9,5% a 10% a a.	168 parcelas mensais a partir de janeiro de 2009	Alienação Fiduciária
CPFL Renováveis - BNB	181.925	-	Pré fixado 10% a a.	222 parcelas mensais a partir de maio de 2010	Fiança da CPFL Energia
CPFL Renováveis - NIB	82.488	-	IGPM + 8,63% a a.	parcela única em julho de 2012	Não existem garantias
Epasa - FINEM	96.694	102.782	TJLP + 1,82%	152 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2012	Fiança da CPFL Energia
Epasa - BNB	109.263	109.137	Pré fixado 10%	132 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2013	Fiança da CPFL Energia, recebíveis, penhor de direitos emergentes e fundo de liquidez em conta reserva
CPFL Brasil - FINEP	4.260	4.868	5% Pré-fixada	81 parcelas mensais a partir de agosto de 2011	Recebíveis
BNDES - Outros					
CPFL Brasil - Bens de Renda	-	3.624	TJLP + 1,72% a 2,84%	88 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2010	Bens vinculados em alienação fiduciária e fiança da CPFL Energia
CPFL Brasil - Bens de Renda	-	3.508	pré fixado de 4,5% a 8,7%	125 Parcelas mensais a partir de março de 2012	Bens vinculados em alienação fiduciária e aval da CPFL Energia
CPFL Serviços - Bens de Renda	4.316	-	TJLP + 1,72% a 2,84%	88 parcelas mensais a partir de janeiro de 2010	Bens vinculados em alienação fiduciária e fiança da CPFL Energia
CPFL Serviços - Bens de Renda	5.262	-	pré fixado 4,5% a 8,7%	125 parcelas mensais a partir de março de 2012	Bens vinculados em alienação fiduciária e fiança da CPFL Energia
CPFL Piratininga - Capital de Giro	2.290	29.784	TJLP + 5% (2)	24 parcelas mensais a partir de fevereiro de 2011	Não existem Garantias
CPFL Piratininga - Capital de Giro	20.766	48.492	TJLP + 5%	24 parcelas mensais a partir de outubro de 2011	Nota Promissória
CPFL Geração - Capital de Giro	14.015	42.077	TJLP + 4,95%	24 Parcelas mensais a partir de julho de 2011	Fiança da CPFL Energia
CPFL Geração - Capital de Giro	-	28.389	TJLP + 4,95% (2)	23 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2011	Aval da CPFL Energia
Instituições Financeiras					
CPFL Paulista					
Banco do Brasil - Lei 8727	16.984	26.589	IGP-M + 7,42%	240 parcelas mensais a partir de maio de 1994	Recebíveis (CPFL Paulista e governo SP)
Banco do Brasil - Capital de giro	104.612	105.435	107% do CDI	Parcela única em abril de 2015	Fiança da CPFL Energia
Banco do Brasil - Capital de giro (*)	182.385	224.124	98,5% do CDI	04 Parcelas anuais a partir de julho de 2012	Aval da CPFL Energia
Banco do Brasil - Capital de giro (**)	174.749	160.528	99% do CDI	02 Parcelas anuais a partir de março de 2013	Aval da CPFL Energia
CPFL Piratininga					
Banco do Brasil - Capital de giro (*)	16.774	20.613	98,5% do CDI	04 Parcelas anuais a partir de julho de 2012	Aval da CPFL Energia
Banco do Brasil - Capital de giro (**)	22.573	20.671	99% do CDI	02 Parcelas anuais a partir de março de 2013	Aval da CPFL Energia
RGE					
Banco do Brasil - Capital de giro (*)	172.665	266.046	98,50% do CDI	04 Parcelas anuais a partir de julho de 2012	Aval da CPFL Energia
Banco do Brasil - Capital de giro (**)	62.992	59.438	99% do CDI	02 Parcelas anuais a partir de março de 2013	Aval da CPFL Energia
CPFL Santa Cruz					
Banco do Brasil - Capital de giro (*)	10.044	18.551	98,5% do CDI	02 Parcelas anuais a partir de julho de 2012	Aval da CPFL Energia
Banco do Brasil - Capital de giro (**)	7.905	7.113	99% do CDI	02 Parcelas anuais a partir de março de 2013	Aval da CPFL Energia
CPFL Leste Paulista					
Banco do Brasil - Capital de giro (*)	10.326	19.073	98,5% do CDI	02 Parcelas anuais a partir de julho de 2012	Aval da CPFL Energia
Banco do Brasil - Capital de giro (**)	20.429	18.576	99% do CDI	02 Parcelas anuais a partir de março de 2013	Aval da CPFL Energia
Banco IBM - Capital de giro (***)	9.316	-	100% do CDI	14 Parcelas semestrais a partir de dezembro de 2012 e de janeiro de 2013	Aval da CPFL Energia
CPFL Sul Paulista					
Banco do Brasil - Capital de giro (*)	6.215	11.479	98,5% do CDI	02 Parcelas anuais a partir de julho de 2012	Aval da CPFL Energia
Banco do Brasil - Capital de giro (**)	10.950	9.948	99% do CDI	02 Parcelas anuais a partir de março de 2013	Aval da CPFL Energia
CPFL Jaguari					
Banco do Brasil - Capital de giro (*)	1.099	2.029	98,5% do CDI	02 Parcelas anuais a partir de julho de 2012	Aval da CPFL Energia
Banco do Brasil - Capital de giro (**)	6.955	6.298	99% do CDI	02 Parcelas anuais a partir de março de 2013	Aval da CPFL Energia
Banco IBM - Capital de giro (***)	19.416	-	100% do CDI	14 Parcelas semestrais a partir de dezembro de 2012	Aval da CPFL Energia
CPFL Mococa					
Banco do Brasil - Capital de giro (*)	5.210	9.623	98,5% do CDI	02 Parcelas anuais a partir de julho de 2012	Aval da CPFL Energia
Banco do Brasil - Capital de giro (**)	3.471	3.114	99% do CDI	02 Parcelas anuais a partir de março de 2013	Aval da CPFL Energia
Banco IBM - Capital de giro (***)	6.320	-	100% do CDI	14 Parcelas semestrais a partir de dezembro de 2012	Aval da CPFL Energia
CPFL Serviços					
Banco IBM - Capital de giro (***)	8.248	-	CDI + 0,10%	11 Parcelas semestrais a partir de junho de 2013	Aval da CPFL Energia
CPFL Geração					
Banco do Brasil - Capital de giro	624.326	628.632	107% do CDI	Parcela única em abril de 2015	Fiança da CPFL Energia
Foz do Chapecó					
Banco Alfa	-	3.911	111,45% do CDI	Parcela única em janeiro de 2012	Não existem garantias
CPFL Renováveis					
Banco Safra	52.542	74.947	CDI + 0,4%	Parcelas anuais até 2014	Não existem garantias
HSBC	397.523	-	CDI + 0,5%	8 parcelas anuais a partir de junho de 2013	Alienação de ações
Banco do Brasil - Nota promissória	331.538	-	108,5% do CDI	Parcela única em janeiro de 2013	Não existem garantias
Outros					
Eletróbás					
CPFL Paulista	8.490	9.046	RGR + 6% a 6,5%	Parcelas mensais a partir de agosto de 2006	Recebíveis e notas promissórias
CPFL Piratininga	555	707	RGR + 6%	Parcelas mensais a partir de agosto de 2006	Recebíveis e notas promissórias
RGE	14.165	16.264	RGR + 6%	Parcelas mensais a partir de agosto de 2006	Recebíveis e notas promissórias
CPFL Santa Cruz	2.806	3.381	RGR + 6%	Parcelas mensais a partir de janeiro de 2007	Recebíveis e notas promissórias
CPFL Leste Paulista	845	986	RGR + 6%	Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2008	Recebíveis e notas promissórias
CPFL Sul Paulista	1.366	1.629	RGR + 6%	Parcelas mensais a partir de agosto de 2007	Recebíveis e notas promissórias
CPFL Jaguari	77	93	RGR + 6%	Parcelas mensais a partir de junho de 2007	Recebíveis e notas promissórias
CPFL Mococa	334	383	RGR + 6%	Parcelas mensais a partir de janeiro de 2008	Recebíveis e notas promissórias
Outros	7.402	9.774			
Subtotal Moeda Nacional - Custo	8.363.613	6.693.824			
Moeda Estrangeira					
Instituições Financeiras					
CPFL Paulista					
Debt Conversion Bond	-	1.119	US\$ + Libor 6 meses + 0,875%	17 parcelas semestrais a partir de abril de 2004	Recebíveis e aval governo SP
C-Bond (4)	3.310	5.064	US\$ + 8% FIXED	21 Parcelas semestrais a partir de abril de 2004	Recebíveis e aval governo SP
Discount Bond (4)	17.879	16.403	US\$ + Libor 6 meses + 0,8125%	Parcela única em abril de 2024	Recebíveis e aval governo SP
PAR-Bond (4)	25.856	23.734	US\$ + 6% FIXED	Parcela única em abril de 2024	Recebíveis e aval governo SP
Subtotal Moeda Estrangeira - Custo	47.045	46.320			
Total Mensurados ao Custo	8.410.657	6.740.144			

Moeda Estrangeira					
Mensuradas ao valor justo					
Instituições Financeiras					
CPFL Paulista					
BNP Paribas	215.534	195.602	US\$ + 2,78% (3)	Parcela única em junho de 2014	Aval da CPFL Energia e nota promissória
J.P.Morgan	106.746	95.259	US\$ + 2,74% (3)	Parcela única em julho de 2014	Aval da CPFL Energia e nota promissória
J.P.Morgan	106.156	94.364	US\$ + 2,55% (3)	Parcela única em agosto de 2014	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Bank of America Merrill Lynch	317.501	282.012	US\$ + 2,33% (3)	Parcela única em julho de 2014	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Bank of America Merrill Lynch	226.077	196.645	US\$ + 3,69% (3)	Parcela única em julho de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Societe Generale	48.535	42.106	US\$ + 3,55% (3)	Parcela única em agosto de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
HSDC	50.654	44.782	US\$ + 2,37% (3)	Parcela única em setembro de 2014	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Scotiabank	52.444	-	US\$ + 3,3125% (3)	Parcela única em julho de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Morgan Stanley	107.877	95.086	US\$ + Libor 6 meses + 1,75% (3)	Parcela única em setembro de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Citibank	107.952	95.165	US\$ + Libor 6 meses + 1,77% (3)	Parcela única em setembro de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
CPFL Piratininga					
BNP Paribas	63.855	56.862	US\$ + 2,62% (3)	Parcela única em julho de 2014	Aval da CPFL Energia e nota promissória
J.P.Morgan	212.169	188.538	US\$ + 2,52% (3)	Parcela única em agosto de 2014	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Societe Generale	63.685	55.249	US\$ + 3,55% (3)	Parcela única em agosto de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Scotiabank	68.498	-	US\$ + 3,3125% (3)	Parcela única em julho de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Citibank	17.233	15.190	US\$ + Libor 6 meses + 1,69%(3)	Parcela única em agosto de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Sumitomo Mitsui	107.703	94.845	US\$ + Libor 6 meses + 1,75% (3) (****)	Parcela única em agosto de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
CPFL Geração					
Citibank	134.641	118.524	US\$ + Libor 6 meses + 1,69% (3)	Parcela única em agosto de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
CPFL RGE					
J.P. Morgan	101.214	-	US\$ + 2,64% (3)	Parcela única em julho de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Citibank	148.853	-	US\$ + Libor 6 meses + 1,45% (6)	Parcela única em abril de 2017	Aval da CPFL Energia e nota promissória
CPFL Santa Cruz					
J.P. Morgan	20.522	-	US\$ + 2,38% (3)	Parcela única em julho de 2015	Aval da CPFL Energia e nota promissória
CPFL Leste Paulista					
Scotiabank	25.920	-	US\$ + 2,695% (3)	Parcela única em julho de 2015	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Citibank	9.962	8.972	US\$ + Libor 6 meses + 1,52% (3)	Parcela única em setembro de 2014	Aval da CPFL Energia e nota promissória
CPFL Sul Paulista					
J.P. Morgan	10.775	-	US\$ + 2,38% (3)	Parcela única em julho de 2015	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Scotiabank	10.912	-	US\$ + 2,695% (3)	Parcela única em julho de 2015	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Citibank	9.985	8.972	US\$ + Libor 6 meses + 1,52% (3)	Parcela única em setembro de 2014	Aval da CPFL Energia e nota promissória
CPFL Jaguarí					
Scotiabank	13.510	-	US\$ + 2,695% (3)	Parcela única em julho de 2015	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Citibank	9.162	8.233	US\$ + Libor 6 meses + 1,57% (3)	Parcela única em agosto de 2014	Aval da CPFL Energia e nota promissória
CPFL Mococa					
Scotiabank	11.432	-	US\$ + 2,695% (3)	Parcela única em julho de 2015	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Citibank	8.737	7.849	US\$ + Libor 6 meses + 1,52%(3)	Parcela única em setembro de 2014	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Total Moeda Estrangeira - Valor Justo	2.388.245	1.704.254			
Total Consolidado	10.798.902	8.444.398			

As controladas possuem swap convertendo o custo da operação de variação de moeda para variação taxa de juros em reais, correspondente a:

(1) 176,2% do CDI (3) 95,50% a 106,85% do CDI

(2) 106% a 106,5% do CDI (5) 108% do CDI

(4) Dada a existência de ativos indexados em dólar, consta um swap parcial no montante de R\$ R\$ 12.823 convertendo a variação da moeda para 95,78% do CDI

(*) Taxa efetiva:

CPFL Paulista e CPFL Piratininga - 98,5% CDI + 2,88%

RGE - 98,5% do CDI + 2,5% a.a.

CPFL Santa Cruz, CPFL Sul Paulista, CPFL Leste Paulista, CPFL Mococa, CPFL Jaguarí - 98,5% CDI + 2,28%

(**) Taxa Efetiva:

CPFL Paulista - 99,0% do CDI + 2,38% e CPFL Piratininga - 99,0% do CDI + 2,38%

RGE - 99,0% do CDI + 2,38% a.a.

CPFL Santa Cruz, CPFL Sul Paulista, CPFL Leste Paulista, CPFL Mococa, CPFL Jaguarí - 99,0% CDI + 2,38%

(***) Taxa Efetiva

CPFL Leste Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguarí - 100% CDI + 1,88%

CPFL Serviços - CDI + 0,10 % a.a + 1,88%

(****) Taxa Efetiva

CPFL Piratininga - 98,65% CDI + 0,10

Conforme segregado nos quadros acima, a Companhia e suas controladas, em consonância com os CPCs 38 e 39 e IAS 39, classificaram suas dívidas como (i) outros passivos financeiros (ou mensuradas ao custo amortizado), e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

A classificação como passivos financeiros mensurados ao valor justo tem o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas oriundas da marcação a mercado dos derivativos de proteção, atrelados às respectivas dívidas de modo a obter uma informação contábil mais relevante e consistente.

Em 31 de dezembro de 2012, o saldo da dívida designada ao valor justo totalizava R\$ 2.388.245 (R\$ 1.704.256 em 31 de dezembro de 2011). As mudanças dos valores justos destas dívidas são reconhecidas no resultado financeiro das controladas. As perdas obtidas na marcação a mercado das referidas dívidas de R\$ 95.435 (R\$ 7.359 em 31 de dezembro 2011), deduzidas dos efeitos obtidos com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos, de R\$ 81.753 (perda de R\$ 1.241 em 31 de dezembro de 2011), contratados para proteção da variação cambial (nota 34), gera uma perda total líquida de R\$ 13.682 (R\$ 8.600 em 31 de dezembro de 2011).

Principais adições no exercício:

Moeda nacional

BNDES/BNB – Investimento:

FINEM VI (CPFL Paulista) – A controlada obteve a aprovação de financiamento em 2012, no montante de R\$ 790.000, que faz parte de uma linha de crédito do FINEM, a ser aplicada no plano de investimento nos anos 2012/2013. Neste exercício a Companhia recebeu o montante de R\$ 340.000 (R\$ 339.168 líquida dos gastos de contratação) e o saldo remanescente de R\$ 450.000 está previsto para ser liberado até o término do primeiro trimestre de 2014.

FINEM V (CPFL Piratininga) – A controlada obteve a aprovação de financiamento em 2012, no montante de R\$ 220.000, que faz parte de uma linha de crédito do FINEM, a ser aplicada no plano de investimento da empresa nos anos 2012/2013. Neste exercício a controlada recebeu o montante de R\$ 84.500 (R\$ 84.242 líquida dos gastos de contratação), e o saldo remanescente de R\$ 135.500 está previsto para ser liberado até o término do primeiro trimestre de 2014.

FINEM VI (RGE) – A controlada obteve a aprovação de financiamento em 2012, no montante de R\$ 274.997, que faz parte de uma linha de crédito do FINEM, a ser aplicada no plano de investimento da empresa nos anos 2012/2013. Em 2012, a controlada recebeu o montante de R\$ 136.512 (R\$ 136.218 líquida dos gastos de contratação), e o saldo remanescente está previsto para ser liberado até o término do primeiro trimestre de 2014.

FINEM I (CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista) – As controladas obtiveram a aprovação de financiamento em 2012, no montante de R\$ 50.820, que fez parte de uma linha de crédito do FINEM, aplicada no plano de investimento da empresa nos anos 2011/2012. Em 2012, as controladas receberam o montante de R\$ 45.451 (R\$ 45.317 líquida dos gastos de contratação) e o saldo remanescente será liberado até o término do primeiro trimestre de 2013.

FINAME I e FINEM XI (CPFL Renováveis) - A controlada CPFL Brasil obteve aprovação de financiamento junto ao BNDES em 2010 no montante de R\$ 398.547, que serão destinados às controladas indiretas CPFL Bio Formosa, CPFL Bio Pedra, CPFL Bio Ipê e CPFL Bio Buriti. Em função da reestruturação societária ocorrida em 2011 (nota 12), estas dívidas passaram a ser registradas na controlada indireta CPFL Renováveis a partir de 1º de agosto de 2011. Em 2012, foi liberado o saldo remanescente de R\$ 72.551.

FINEM III - CPFL Renováveis - A controlada CPFL Geração obteve aprovação de financiamento junto ao BNDES em 2010 no montante de R\$ 574.098, que serão destinados às controladas indiretas Santa Clara I a VI e Eurus VI. Em função da reestruturação societária ocorrida em 2011 (nota 12), estas dívidas passaram a ser registradas na controlada indireta CPFL Renováveis a partir de 1º de agosto de 2011. Em 2012, foi liberado o montante de R\$ 289.507 e o saldo remanescente de R\$ 1.240 está previsto para ser liberado até abril de 2013.

FINEM VI - CPFL Renováveis (Salto Goes) - Em 2012, o BNDES aprovou a contratação de operação de financiamento no valor total de até R\$ 85.244 a ser utilizado em empreendimentos de uma PCH. Em 2012, houve liberação de R\$ 69.982. O saldo remanescente, de R\$ 15.262, deve ser liberado até abril de 2013.

FINEM VII, FINEM X, BNB Banco do Nordeste do Brasil e NIB Nordic Investment Bank - CPFL Renováveis (Bons Ventos) - A controlada indireta Bons Ventos, adquirida no contexto da combinação de negócios descrita na nota 12, possuía estas operações, que passaram a ser consolidadas nas demonstrações financeiras da Companhia a partir de junho de 2012.

FINEM VIII e FINAME III – CPFL Renováveis (Coopcana e Alvorada) - Em 2012, o BNDES aprovou a contratação de operação de financiamento no valor total de até R\$ 209.000 a ser utilizado em empreendimentos das Termoelétricas Bio Alvorada e Bio Coopcana. Em 2012, houve liberação de R\$ 98.000. O saldo remanescente, de R\$ 111.000, deve ser liberado até novembro de 2013.

FINEM IX - CPFL Renováveis (Lacenas) - A controlada indireta Lacenas, adquirida no contexto da combinação de negócios descrita na nota 12, possuía esta operação junto ao BNDES, que passou a ser consolidada nas demonstrações financeiras da Companhia a partir de outubro de 2012.

Instituições financeiras:

Banco IBM S/A (CPFL Leste Paulista, CPFL Mococa, CPFL Jaguari e CPFL Serviços) – As controladas obtiveram, em 2012, a aprovação de financiamento junto ao Banco IBM, no montante de R\$ 41.355. O objetivo desta captação é reforço de capital de giro e em 2012 houve liberação do montante total aprovado.

HSBC - CPFL Renováveis - Em junho de 2012, foi realizada operação entre a controlada indireta Turbina 15 e o Banco HSBC, com o objetivo de investimento para aquisição da BVP através da emissão de ações preferenciais resgatáveis de emissão da controlada. Nesta operação, o Banco HSBC efetuou a integralização de R\$ 400.000 em caixa (R\$ 395.805 líquido dos custos de captação).

Banco do Brasil – Notas promissórias (CPFL Renováveis) - Em 2012, as controladas indiretas Atlântica I, Atlântica II, Atlântica IV, Atlântica V, Alvorada e Coopcana assinaram contratos de financiamento com o Banco do Brasil, com objetivo de utilização na construção de quatro empreendimentos eólicos e dois de biomassa, na modalidade de notas promissórias, cujo montante totalizou R\$320.000. Todo o montante foi liberado na assinatura do contrato e o financiamento liquidado em janeiro de 2013.

Moeda estrangeira

Instituições financeiras

Banco Citibank (RGE) – Em abril de 2012, a controlada contratou financiamento em moeda estrangeira, no valor de R\$ 128.590, para reforço de capital de giro.

Banco Scotiabank (CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Mococa) – As controladas obtiveram aprovação de financiamento em moeda estrangeira no valor de R\$ 172.500, para cobertura de capital de giro, e todo o montante foi liberado em 2012.

Banco J.P. Morgan (RGE, CPFL Sul Paulista e CPFL Santa Cruz) – As controladas obtiveram a aprovação de financiamento no montante de R\$ 124.910, com o objetivo de reforço de capital de giro, e todo o montante foi liberado em 2012.

Os saldos de principal dos empréstimos e financiamentos de longo prazo têm vencimentos assim programados:

<u>Ano de vencimento</u>	<u>Consolidado</u>
2014	2.031.138
2015	1.504.564
2016	1.577.857
2017	756.670
2018	556.760
Após 2018	2.513.113
Subtotal	8.940.101
Marcação a mercado	95.433
Total	9.035.534

Os principais índices utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos e a composição do perfil de endividamento em moeda nacional e estrangeira, já considerando os efeitos de conversão dos instrumentos derivativos estão abaixo demonstrados:

<u>Indexador</u>	<u>Varição acumulada</u>		<u>Consolidado</u>	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>	<u>% da dívida</u>	
			<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2011</u>
IGP-M	7,81	5,10	0,92	0,31
UMBND	8,57	12,86	0,85	1,12
TJLP	5,75	6,00	42,62	52,87
CDI	8,40	11,59	43,56	40,51
Outros			12,05	5,19
			<u>100</u>	<u>100</u>

Condições restritivas

BNDES:

Os financiamentos junto ao BNDES restringem as controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista: (i) a somente realizarem o pagamento de Dividendo e Juros sobre Capital Próprio, cujo somatório exceda o dividendo mínimo obrigatório previsto em lei após o cumprimento de todas as obrigações contratuais; (ii) ao atendimento integral das obrigações restritivas estabelecidas no contrato; e (iii) à manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos apurados anualmente, como segue:

CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA - valor máximo de 3,5;
- Endividamento líquido dividido pela soma do endividamento líquido e o Patrimônio Líquido - valor máximo 0,90.

CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista (mensurados nas controladas e na Companhia)

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA - valor máximo de 3,5;

CPFL Mococa e CPFL Jaguarí

Não possuem covenants financeiros.

Em 2012, a controlada CPFL Leste Paulista firmou contrato de financiamento com BNDES no montante de R\$ 12.272 e dentre as cláusulas contidas neste contrato, prevê-se a manutenção do índice financeiro “Endividamento Líquido dividido pelo EBITDA ajustado” menor que 3,5. Em 31 de dezembro de 2012 a controlada não atendeu a esta obrigação. O descumprimento desta obrigação não pecuniária não caracteriza a possibilidade de vencimento antecipado desta dívida e também não provoca vencimento antecipado das demais dívidas que possuem condições específicas de cross-default.

CPFL Geração

Os empréstimos captados junto ao BNDES pela controlada CERAN e pelas controladas em conjunto ENERCAN, BAESA e Foz do Chapecó, determinam restrições ao pagamento de dividendos à controlada CPFL Geração acima do mínimo obrigatório de 25% sem a prévia anuência do BNDES.

Para o empréstimo da controlada em conjunto EPASA junto ao BNDES - modalidade FINEM - há cláusula restritiva quanto a manutenção do índice de cobertura do serviço da dívida em 1,1 vezes e do índice de capital próprio (patrimônio líquido dividido pelo ativo imobilizado) de no mínimo 25,3%, os quais são apurados anualmente. Em caso de descumprimento, fica proibida a distribuição de dividendos acima do mínimo obrigatório até que o índice seja restabelecido. Adicionalmente é requerido anualmente da garantidora (Companhia), a manutenção dos seguintes índices financeiros:

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 3,5; e
- Endividamento total dividido pelo Ativo Total, menor ou igual a 65%.

CPFL Renováveis

Os empréstimos captados junto ao BNDES - modalidade FINEM I, FINEM VII, FINAME I e FINEM X, BNB e NIB (Bons Ventos) e FINEM VI (Salto Goes) têm como principais cláusulas restritivas:

- Índice de cobertura da dívida em 1,2 vezes, durante o período de amortização;
- Índice de capitalização própria maior ou igual a 25%, durante o período de amortização.

Em 31 de dezembro de 2012 a controlada indireta Santa Luzia Energética S.A. (controlada da CPFL Renováveis) não atendeu o índice de cobertura do serviço da dívida (ICSD), cujo parâmetro previa uma geração de caixa correspondente a 1,2 vezes o serviço da dívida do respectivo período. O montante total da dívida, de R\$ 112.747, foi classificado no passivo circulante. Não houve declaração de vencimento antecipado da dívida em razão do não atendimento do ICSD pactuado em 31 de dezembro de 2012 e em 20 de fevereiro de 2013, a controlada obteve do Banco do Brasil a dispensa para apuração do ICSD referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012, bem como para o exercício a findar-se em 31 de dezembro de 2013 e o semestre a findar-se em 30 de junho de 2014. O descumprimento do referido covenant também não provocou o vencimento antecipado das demais dívidas que possuem condições específicas de cross-default.

Banco do Brasil – Capital de Giro

Em 2012 foram feitos aditamentos aos contratos firmados com o Banco do Brasil – capital de giro das controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Mococa e CPFL Leste Paulista, passando os respectivos covenants financeiros a serem calculados semestralmente com base em indicadores da Companhia. Os novos covenants são:

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA menor ou igual a 3,75; e
- EBITDA dividido pelo Resultado Financeiro maior ou igual a 2,25.

Captações em moeda estrangeira - Bank of América, BNP Paribás, J.P Morgan, Societe Generale, Citibank, Morgan Stanley, HSBC, Sumitomo e Scotiabank

As captações em moeda estrangeira realizadas com os bancos Bank of América, BNP Paribás, J.P Morgan, Societe Generale, Citibank, Morgan Stanley, HSBC, Sumitomo e Scotiabank estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da Companhia a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Em 2012, foram realizados aditamentos aos contratos financeiros de moeda estrangeira com intuito de unificar os Covenants Financeiros aos demais contratos em moeda local.

Os índices exigidos são os seguintes: (i) Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 3,75 e (ii) EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A definição de EBITDA nas controladas, para fins de apuração de covenants, leva em consideração principalmente a inclusão dos principais ativos e passivos regulatórios. Na Companhia, considera ainda a consolidação com base na participação societária nas respectivas controladas (tanto para EBITDA como ativos e passivos).

Diversos empréstimos e financiamentos das controladas diretas e indiretas estão sujeitos à antecipação de seus vencimentos no caso de alterações na estrutura societária da Companhia ou na estrutura societária das controladas que impliquem na perda, por parte dos atuais acionistas da Companhia, do controle acionário ou do controle sobre a gestão da Companhia, exceto se ao menos um dos acionistas (Camargo Corrêa e Previ) permanecem direta ou indiretamente no bloco de controle pela Companhia.

Adicionalmente o não cumprimento das obrigações ou restrições mencionadas pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (*cross default*), dependendo de cada contrato de empréstimo e financiamento.

A Administração da Companhia e de suas controladas monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia e de suas controladas, exceto pelo mencionado anteriormente sobre a controlada indireta CPFL Renováveis e a controlada CPFL Leste Paulista, todas as condições restritivas e cláusulas estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2012.

(17) DEBÊNTURES E ENCARGOS DE DEBÊNTURES

		31/12/2012				31/12/2011			
		Encargos	Circulante	Não circulante	Total	Encargos	Circulante	Não circulante	Total
Controladora									
3ª Emissão	Série única	7.082	150.000	150.000	307.082	16.403	150.000	300.000	466.403
CPFL Paulista									
3ª Emissão	Série única	-	-	-	-	3.846	213.333	213.333	430.513
4ª Emissão	Série Única	-	-	-	-	-	-	-	-
5ª Emissão	Série única	2.931	-	482.726	485.657	4.704	-	482.363	487.067
6ª Emissão	Série única	26.304	-	657.800	684.105	-	-	-	-
		29.235	-	1.140.527	1.169.762	8.551	213.333	695.696	917.580
CPFL Piratininga									
3ª Emissão	Série única	4.645	-	259.391	264.036	7.310	-	259.129	266.439
5ª Emissão	Série única	969	-	159.537	160.506	1.555	-	159.405	160.960
6ª Emissão	Série única	4.384	-	109.474	113.858	-	-	-	-
		9.998	-	528.403	538.400	8.865	-	418.534	427.399
RGE									
3ª Emissão	1ª Série	184	33.333	-	33.517	609	33.333	33.333	67.275
	2ª Série	3.383	46.667	-	50.050	7.950	46.667	46.667	101.284
	3ª Série	767	13.333	-	14.100	1.848	13.333	13.333	28.514
	4ª Série	511	16.667	-	17.178	1.226	16.667	16.667	34.560
	5ª Série	511	16.667	-	17.178	1.226	16.667	16.667	34.560
5ª Emissão	Série única	424	-	69.766	70.190	680	-	69.699	70.379
6ª Emissão	Série única	19.928	-	498.306	518.234	-	-	-	-
		25.708	126.667	568.072	720.447	13.539	126.667	196.366	336.572
CPFL Santa Cruz									
1ª Emissão	Série única	292	-	64.753	65.045	454	-	64.694	65.148
CPFL Brasil									
2ª Emissão	Série única	8.092	-	1.316.259	1.324.351	12.940	-	1.315.580	1.328.520
		8.092	-	1.316.259	1.324.351	12.940	-	1.315.580	1.328.520
CPFL Geração									
3ª Emissão	Série única	4.716	-	263.402	268.118	7.423	-	263.137	270.560
4ª Emissão	Série única	4.169	-	677.908	682.077	6.666	-	677.527	684.193
		8.885	-	941.310	950.195	14.089	-	940.664	954.753
EPASA									
3ª Emissão	Série única	362	16.959	45.717	63.038	3.670	5.480	62.364	71.514
		362	16.959	45.717	63.038	3.670	5.480	62.364	71.514
BAESA									
1ª Emissão	1ª Série	153	3.139	8.664	11.956	299	3.150	11.812	15.261
	2ª Série	126	2.595	7.106	9.827	245	2.584	9.691	12.520
		279	5.734	15.770	21.783	544	5.734	21.503	27.781
Enercan									
1ª Emissão	1ª Série	148	3.616	43.393	47.158	281	3.616	47.009	50.906
CPFL Renováveis									
1ª Emissão - SIIIF	1ª a 12ª Série	1.774	33.483	481.051	516.308	4.214	26.355	486.241	516.810
1ª Emissão - Renováveis	Série Única	3.760	-	426.921	430.681	-	-	-	-
1ª Emissão - PCH Holding 2	Série Única	-	-	172.968	172.968	-	-	-	-
		5.534	33.483	1.080.940	1.119.957	4.214	26.355	486.241	516.810
TOTAL		95.614	336.459	5.895.143	6.327.216	83.552	531.185	4.548.651	5.163.388

		Quantidade em circulação	Remuneração anual	Taxa efetiva a.a.	Condições de amortização	Garantias
Controladora						
3ª Emissão	Série única	45.000	CDI + 0,45% (1)	CDI + 0,53%	3 parcelas anuais a partir de setembro de 2012	Quirografia
CPFL Paulista						
3ª Emissão	Série única	-	104,4% do CDI	104,4% CDI + 0,05%	03 parcelas anuais a partir de dezembro de 2011	Fiança da CPFL Energia
4ª Emissão	Série Única	175.000	110,3% do CDI	110,3% CDI + 0,79%	2 parcelas anuais a partir de julho de 2010	Fiança da CPFL Energia
5ª Emissão	Série única	4.840	CDI + 1,3%	CDI + 1,4%	Parcela única em junho de 2016	Fiança da CPFL Energia
6ª Emissão	Série única	660	CDI + 0,8%	CDI + 0,87%	03 parcelas anuais a partir de julho de 2017	Fiança da CPFL Energia
CPFL Piratininga						
3ª Emissão	Série única	260	107% do CDI	107% CDI + 0,67%	Parcela única em abril de 2015	Fiança da CPFL Energia
5ª Emissão	Série única	1.600	CDI + 1,3%	CDI + 1,41	Parcela única em junho de 2016	Fiança da CPFL Energia
6ª Emissão	Série única	110	CDI + 0,8%	CDI + 0,91%	03 parcelas anuais a partir de julho de 2017	Fiança da CPFL Energia
RGE						
3ª Emissão	1ª Série	1	CDI + 0,6% (2)	CDI + 0,71%	03 parcelas anuais a partir de dezembro de 2011	Fiança da CPFL Energia
	2ª Série	1	CDI + 0,6% (3)	CDI + 0,71%	03 parcelas anuais a partir de dezembro de 2011	Fiança da CPFL Energia
	3ª Série	1	CDI + 0,6% (4)	CDI + 0,71%	03 parcelas anuais a partir de dezembro de 2011	Fiança da CPFL Energia
	4ª Série	1	CDI + 0,6% (5)	CDI + 0,84%	03 parcelas anuais a partir de dezembro de 2011	Fiança da CPFL Energia
	5ª Série	1	CDI + 0,6% (5)	CDI + 0,84%	03 parcelas anuais a partir de dezembro de 2011	Fiança da CPFL Energia
5ª Emissão	Série única	700	CDI + 1,3%	CDI + 1,43%	Parcela única em junho de 2016	Fiança da CPFL Energia
6ª Emissão	Série única	500	CDI + 0,8%	CDI + 0,88%	03 parcelas anuais a partir de julho de 2017	Fiança da CPFL Energia
CPFL Santa Cruz						
1ª Emissão	Série única	650	CDI + 1,4%	CDI + 1,52%	02 parcelas anuais a partir de junho de 2017	Fiança da CPFL Energia
CPFL Brasil						
2ª Emissão	Série única	13.200	CDI + 1,4%	CDI + 1,48%	02 parcelas anuais a partir de junho de 2017	Fiança da CPFL Energia
CPFL Geração						
3ª Emissão	Série única	264	107% do CDI	107% do CDI + 0,67%	Parcela única em abril de 2015	Fiança da CPFL Energia
4ª Emissão	Série única	6.800	CDI + 1,4%	CDI + 1,49%	02 parcelas anuais a partir de junho de 2017	Fiança da CPFL Energia
EPASA						
3ª Emissão	Série única	130	113,5% do CDI	113,5% + 0,189%	48 parcelas mensais a partir de setembro de 2012	Fiança da CPFL Energia (70%)
BAESA						
1ª Emissão	1ª Série	9.000	CDI + 1,3%	100% do CDI + 0,43%	Trimestral com quitação em agosto de 2016	Fiança da CPFL Energia
	2ª Série	8.100	CDI + 1,3%	106% do CDI + 0,12%	Anual com quitação em agosto de 2016	Fiança da CPFL Energia
Enercan						
1ª Emissão	1ª Série	110	100% do CDI + 1,25%	111,1% do CDI	Trimestral com quitação em dezembro de 2025	Quirografia
CPFL Renováveis						
1ª Emissão - SIIF	1ª a 12ª Série	528.649.076	TJLP + 1%	TJLP + 1% + 0,22%	39 parcelas semestrais e consecutivas a partir de 2009	Alienação Fiduciária
1ª Emissão - Renováveis	Série Única	43.000	CDI + 1,7%	CDI + 1,7%	Principal anual a ser pago a partir de maio de 2015 e juros semestrais pagos a partir de novembro 2012	Cessão Fiduciária dos dividendos da BVP e PCH Holding
1ª Emissão - PCH Holding 2	Série Única	1.581	CDI + 1,6%	CDI + 1,6%	9 parcelas pagas anualmente de 2015 a 2023 e juros pagos mensalmente a partir de junho 2015.	Fiança da CPFL Renováveis
TOTAL						

A Sociedade e as controladas possuem swap convertendo o componente pré-fixado dos juros da operação para variação de taxa de juros em reais, correspondente a:

(1) 104,4% do CDI (3) 104,85% do CDI (5) 104,87% do CDI
(2) 105,07% do CDI (4) 104,9% do CDI

Remuneração

As remunerações das debêntures serão pagas semestralmente, exceto pela 1ª série da controlada em conjunto BAESA que será paga trimestralmente e pela 1ª emissão da controlada indireta PCH Holding 2 que será paga mensalmente.

O saldo de Debêntures de longo prazo tem seus vencimentos assim programados:

<u>Ano de vencimento</u>	<u>Consolidado</u>
2014	207.058
2015	626.472
2016	813.927
2017	1.461.679
2018	1.530.762
Após 2018	1.255.245
Total	5.895.143

Captações no exercício

CPFL Renováveis

- 1ª emissão – PCH Holding

Em janeiro de 2012, a controlada indireta PCH Holding 2 S.A., controlada da CPFL Renováveis, emitiu debêntures não conversíveis em ações, no montante de R\$ 158.193 (R\$ 156.010 líquido dos custos de emissão) com vencimento em 2023, para financiar a aquisição da PCH Santa Luzia. Os juros serão pagos mensalmente a partir de junho de 2015 e o principal será pago em 9 parcelas anuais e consecutivas, cujo início ocorrerá em junho de 2015.

- 1ª emissão – CPFL Renováveis

Em maio de 2012, a controlada indireta CPFL Renováveis emitiu debêntures não conversíveis em ações, no montante de R\$ 430.000 (R\$ 426.327 líquido dos custos de emissão) com vencimento em 2022, para financiar a aquisição da Bons Ventos. Os juros serão pagos semestralmente a partir de novembro de 2012 e a amortização do principal será em 9 parcelas anuais e consecutivas a partir de maio de 2015.

CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE

6º emissão

Em julho de 2012 foram subscritas e integralizadas debêntures nominativas e escriturais, em série única, da espécie quirografária, não conversíveis em ações, no montante total de R\$ 1.270.000 (R\$ 1.265.301 líquidos dos gastos de emissão) conforme detalhado abaixo. O objetivo desta emissão foi o refinanciamento das dívidas vincendas durante 2012 e 2013 e reforço de capital de giro. A Companhia prestará garantia através de fiança.

<u>Controlada</u>	<u>Quantidade</u>	<u>Valor Nominal Unitário R\$ mil</u>	<u>Captação Total R\$ mil</u>	<u>Captação líquida dos gastos de emissão R\$ mil</u>
CPFL Paulista	660	1.000	660.000	657.661
CPFL Piratininga	110	1.000	110.000	109.441
RGE	500	1.000	500.000	498.199
Total			1.270.000	1.265.301

Condições restritivas

As debêntures estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da Companhia e de suas controladas a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Os principais índices são os seguintes:

CPFL Energia, CPFL Paulista (5ª e 6ª emissões), CPFL Piratininga (3ª, 5ª e 6ª emissões), RGE (5ª e 6ª emissões), CPFL Geração (3ª e 4ª emissões), CPFL Brasil e CPFL Santa Cruz

Manutenção, pela Companhia, dos seguintes índices:

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 3,75;
- EBITDA dividido pelo Resultado Financeiro maior ou igual a 2,25;

BAESA

- Endividamento total – limite de 75% dos seus ativos totais.

CPFL Renováveis

- 1ª emissão CPFL Renováveis:

- Índice de cobertura do serviço da dívida operacional maior ou igual a 1,00;
- Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,05;
- Índice de Dívida Líquida dividido pelo EBITDA menor ou igual a 7,5 em 2013, 6,0 em 2014, 5,6 em 2015, 4,6 em 2016 e 3,75 de 2017 em diante;
- EBITDA dividido pela Despesa Financeira Líquida maior ou igual a 1,75

- Controlada indireta SIIF: as debêntures estão sujeitas a cláusulas restritivas quanto à constituição de ônus e endividamentos adicionais, à distribuição de dividendos e a alterações em seu quadro societário.

- Controlada indireta PCH Holding 2 S.A: as debêntures estão sujeitas a cláusulas restritivas quanto a alterações no quadro societário próprio ou da controlada indireta CPFL Renováveis. Adicionalmente, existem cláusulas restritivas quanto à manutenção dos seguintes índices financeiros no consolidado CPFL Renováveis:

- Índice de alavancagem consolidado menor ou igual a 80%;
- Índice de Cobertura de Serviço da Dívida com caixa acumulado maior ou igual 1,15.

A definição de EBITDA nas controladas, para fins de apuração de covenants, leva em consideração principalmente a inclusão dos principais ativos e passivos regulatórios. Na Companhia, considera ainda a consolidação com base na participação societária nas respectivas controladas (tanto para EBITDA como ativos e passivos).

Diversas debêntures das controladas e controladas em conjunto estão sujeitas à antecipação de seus vencimentos no caso de alterações na estrutura societária da Companhia ou na estrutura societária das controladas que impliquem na perda, por parte dos atuais acionistas da Companhia, do controle acionário ou do controle sobre a gestão da Companhia.

O não cumprimento das restrições mencionadas acima pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (*cross default*), dependendo de cada contrato.

No entendimento da Administração da Companhia e suas controladas e controladas em conjunto, tais condições restritivas e cláusulas estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2012.

(18) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA

As controladas mantêm Planos de Suplementação de Aposentadoria e Pensões para seus empregados com as seguintes características:

18.1 – Características

- CPFL Paulista

Atualmente vigora, para os funcionários da controlada CPFL Paulista através da Fundação CESP um Plano de Benefício Misto, com as seguintes características:

- a) Plano de Benefício Definido (“BD”) - vigente até 31 de outubro de 1997 - plano de benefício saldado que concede um Benefício Suplementar Proporcional Saldado (“BSPS”), na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos em data anterior a 31 de outubro de 1997, de valor definido em função da proporção do tempo de serviço passado acumulado até a referida data, a partir do cumprimento dos requisitos regulamentares de concessão. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da controlada.
- b) Adoção de um modelo misto, a partir de 1º de novembro de 1997, que contempla:
 - Os Benefícios de risco (invalidez e morte) no conceito de benefício definido, em que a responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da controlada, e
 - As aposentadorias programáveis, no conceito de contribuição variável que consiste em um plano previdenciário que, até a concessão da renda, é do tipo contribuição definida, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a controlada. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível ou não em pensão, é que o plano previdenciário passa a ser do tipo Benefício Definido e, portanto, passa a gerar responsabilidade atuarial para a controlada.

Com a modificação do Plano Previdenciário em outubro de 1997, foi reconhecida uma obrigação pela controlada referente ao déficit do plano apurado na época pelos atuários externos da Fundação CESP, a ser liquidada em 260 parcelas (240 mensais e 20 anuais), com vencimento até outubro de 2017, acrescida de juros de 6% a.a. e correção pelo IGP-DI (FGV). Através de Aditivo Contratual celebrado com a Fundação CESP em 17 de janeiro de 2008, os prazos de pagamento sofreram alteração para 238 parcelas mensais e 19 parcelas anuais, tendo como referência a data base de 31 de dezembro de 2007, com vencimento final em 31 de outubro de 2027. O saldo da obrigação em 31 de dezembro de 2012 é de R\$ 570.939 (R\$ 452.756 em 31 de dezembro de 2011). Ao final de cada ano, após a avaliação preparada por atuários externos, o saldo da dívida é ajustado para refletir o equilíbrio no Patrimônio dos Planos de Benefícios Previdenciários da Fundação CESP. O valor do contrato difere dos registros contábeis adotados pela controlada, que se encontram em consonância com o CPC 33 e IAS 19.

Para os gestores há possibilidade de opção por um Plano Gerador de Benefício Livre - PGBL (Contribuição Definida), mantido através do Banco do Brasil ou Bradesco.

- CPFL Piratininga

A controlada CPFL Piratininga, no contexto do processo de cisão da Bandeirante Energia S.A. (empresa predecessora da controlada), assumiu a responsabilidade pelas obrigações atuariais correspondentes aos empregados aposentados e desligados daquela empresa até a data da efetivação da cisão, assim como pelas obrigações correspondentes aos empregados ativos que lhe foram transferidos.

Em 02 de abril de 1998, a Secretaria de Previdência Complementar - “SPC”, aprovou a reestruturação do plano previdenciário mantido anteriormente pela Bandeirante, dando origem a um “Plano de Benefícios Suplementar Proporcional Saldado - BSPS”, e um “Plano de Benefícios Misto”, com as seguintes características:

- a) Plano de Benefício Definido (“BD”) - vigente até 31 de março de 1998 - plano de benefício saldado, que concede um Benefício Suplementar Proporcional Saldado (BSPS) na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos até 31 de março de 1998, de valor definido em função da proporção do tempo de serviço passado acumulado até a referida data, a partir do cumprimento dos requisitos regulamentares de concessão. No caso de morte em atividade e entrada em invalidez, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço passado. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da controlada.
- b) Plano de Benefício Definido - vigente após 31 de março de 1998 - plano do tipo BD, que concede renda vitalícia reversível em pensão relativamente ao tempo de serviço passado acumulado após 31 de março de 1998 na base de 70% da média salarial mensal real, referente aos últimos 36 meses de atividade. No caso de morte em atividade e entrada em invalidez, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço. A responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é paritária entre a controlada e os participantes.

c) Plano de Contribuição Variável - implantado junto com o Plano BD vigente após 31 de março de 1998, é um plano previdenciário que, até a concessão da renda, é do tipo contribuição definida, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a controlada. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível ou não em pensão, é que o plano previdenciário passa a ser do tipo Benefício Definido e, portanto, passa a gerar responsabilidade atuarial para a controlada.

Em setembro de 1997, através de Instrumento Contratual de ajuste de reservas a amortizar, foi reconhecida uma obrigação a pagar pela Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (empresa antecessora da Bandeirante), referente ao déficit do plano apurado na época pelos atuários externos da Fundação CESP, a ser liquidada em 260 parcelas (240 mensais e 20 anuais), que vem sendo amortizada mensalmente, acrescida de juros de 6% a.a. e correção pelo IGP-DI (FGV). Através de Aditivo Contratual celebrado com a Fundação CESP em 17 de janeiro de 2008, os prazos de pagamento sofreram alteração para 221 parcelas mensais e 18 parcelas anuais, tendo como referência a data base de 31 de dezembro de 2007, com vencimento final em 31 de maio de 2026. O saldo da obrigação em 31 de dezembro de 2012 é de R\$ 164.517 (R\$ 126.669 em 31 de dezembro de 2011). Ao final de cada ano, após a avaliação preparada por atuários externos, o saldo da dívida é ajustado para refletir o equilíbrio no Patrimônio dos Planos de Benefícios Previdenciários da Fundação CESP. O valor do contrato difere dos registros contábeis adotados pela controlada, que se encontram em consonância com o CPC 33 e IAS 19.

Para os gestores há possibilidade de opção por um Plano Gerador de Benefício Livre - PGBL (Contribuição Definida), mantido através do Banco do Brasil ou Bradesco.

- RGE

Plano do tipo benefício definido com nível de benefício igual a 100% da média corrigida dos últimos salários, descontado o benefício presumido da Previdência Social, com um Ativo Líquido Segregado administrado pela ELETROCEEE. Este benefício é de direito somente para os empregados que tiveram os contratos de trabalho sub-rogados da CEEE para RGE. Para os colaboradores admitidos a partir de 1997, foi implantado em janeiro de 2006, o plano de previdência privada junto ao Bradesco Vida e Previdência, estruturado na modalidade de contribuição Definida.

- CPFL Santa Cruz

O plano de benefícios da controlada CPFL Santa Cruz, administrado pelo BB Previdência - Fundo de Pensão do Banco do Brasil está estruturado na modalidade de contribuição definida.

V - CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari

Em dezembro de 2005, as companhias aderiram ao plano de previdência privada denominado CMSPREV, administrado pela IHPREV Fundo de Pensão. O plano está estruturado na modalidade de contribuição definida.

- CPFL Geração

Os funcionários da controlada CPFL Geração participam do mesmo plano da CPFL Paulista.

Com a modificação do Plano Previdenciário em outubro de 1997, na época mantido pela CPFL Paulista, foi reconhecida uma obrigação a pagar pela controlada CPFL Geração, referente ao déficit do plano apurado pelos atuários externos da Fundação CESP, a qual vem sendo amortizada em 260 parcelas (240 mensais e 20 anuais), acrescidas de juros de 6% a.a. e correção pelo IGP-DI (FGV). Através de Aditivo Contratual celebrado com a Fundação CESP em 17 de janeiro de 2008, os prazos de pagamento sofreram alteração para 238 parcelas mensais e 19 parcelas anuais, tendo como referência a data base de 31 de dezembro de 2007, com vencimento final em 31 de outubro de 2027. O saldo da obrigação, em 31 de dezembro de 2012 é de R\$ 11.495 (R\$ 8.972 em 31 de dezembro de 2011). O valor do contrato difere dos registros contábeis adotado pela controlada que se encontra em consonância com o CPC 33 e IAS 19.

Para os gestores há possibilidade de opção por um Plano Gerador de Benefício Livre - PGBL (Contribuição Definida), mantido através do Banco do Brasil ou Bradesco.

18.2 – Movimentações dos planos de benefício definido

	31/12/2012					
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	Total Passivo	RGE	Total Ativo
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	4.431.699	1.159.779	101.714	5.693.192	298.014	298.014
Valor justo dos ativos do plano	(3.774.468)	(985.557)	(93.360)	(4.853.385)	(271.878)	(271.878)
Valor presente das obrigações líquidas	657.231	174.222	8.354	839.807	26.136	26.136
Ajustes por diferimentos permitidos						
Ganhos/(Perdas) atuariais não reconhecidas	(362.491)	(114.168)	(2.934)	(479.593)	(36.339)	(36.339)
Custo do serviço passado não reconhecido						
(Ativo)/Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	294.740	60.054	5.420	360.214	(10.203)	(10.203)

	31/12/2011					
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	Total Passivo	RGE	Total Ativo
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	3.505.727	884.091	76.649	4.466.467	234.457	234.457
Valor justo dos ativos do plano	(3.236.676)	(839.877)	(80.058)	(4.156.611)	(218.799)	(218.799)
Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos	269.051	44.214	(3.409)	309.856	15.658	15.658
Ajustes por diferimentos permitidos						
Ganhos/(Perdas) atuariais não reconhecidas	83.371	33.768	11.308	128.447	(19.074)	(19.074)
Custo do serviço passado não reconhecido						
(Ativo)/Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	352.422	77.982	7.899	438.303	(3.416)	(3.416)

As movimentações do valor presente das obrigações atuariais e do valor justo dos ativos do plano são como segue:

2012:

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	Total Passivo
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2011	3.505.727	884.091	76.649	234.457	4.700.924
Custo do serviço corrente bruto	1.186	4.349	144	1.176	6.855
Juros sobre obrigação atuarial	350.009	88.813	7.663	23.599	470.084
Contribuições de participantes vertidas no ano	171	1.545	35	947	2.698
Perda atuarial	845.470	237.425	23.429	51.673	1.157.997
Benefícios pagos no ano	(270.864)	(56.444)	(6.206)	(13.838)	(347.352)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2012	4.431.699	1.159.779	101.714	298.014	5.991.206

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	Total Ativo
Valor justo dos ativos atuariais em 31/12/2011	(3.236.676)	(839.877)	(80.058)	(218.799)	(4.375.410)
Rendimento esperado no ano	(361.169)	(96.434)	(8.978)	(26.429)	(493.010)
Contribuições de participantes vertidas no ano	(171)	(1.545)	(35)	(947)	(2.698)
Contribuições de patrocinadoras	(47.708)	(14.655)	(1.041)	(5.132)	(68.536)
Ganho atuarial	(399.608)	(89.490)	(9.454)	(34.409)	(532.961)
Benefícios pagos no ano	270.864	56.444	6.206	13.838	347.352
Valor justo dos ativos atuariais em 31/12/2012	(3.774.468)	(985.557)	(93.360)	(271.878)	(5.125.263)

2011:

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	Total Passivo
Valor presente das obrigações atuariais em 01/01/2011	3.088.723	784.933	67.543	207.759	4.148.958
Custo do serviço corrente bruto	1.043	3.781	136	1.221	6.181
Juros sobre obrigação atuarial	304.730	77.929	6.673	20.742	410.074
Contribuições de participantes vertidas no ano	65	1.472	13	701	2.251
Ganho/(perda) atuarial	358.544	67.610	7.474	14.784	448.412
Benefícios pagos no ano	(247.378)	(51.634)	(5.190)	(10.750)	(314.952)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2011	3.505.727	884.091	76.649	234.457	4.700.924

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	Total Ativo
Valor presente dos ativos atuariais em 01/01/2011	(2.987.448)	(785.231)	(70.177)	(245.537)	(4.088.393)
Rendimento esperado no ano	(369.344)	(97.889)	(8.706)	(22.423)	(498.362)
Contribuições de participantes vertidas no ano	(65)	(1.472)	(13)	(701)	(2.251)
Contribuições de patrocinadoras	(48.900)	(14.965)	(1.071)	(4.072)	(69.008)
Ganho/(perda) atuarial	(78.297)	8.046	(5.281)	43.184	(32.348)
Benefícios pagos no ano	247.378	51.634	5.190	10.750	314.952
Valor presente dos ativos atuariais em 31/12/2011	(3.236.676)	(839.877)	(80.058)	(218.799)	(4.375.410)

18.3 Movimentações dos ativos e passivos registrados:

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	31/12/2012					
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	Total Passivo	RGE	Total Ativo
Passivo/(Ativo) atuarial líquido no início do exercício	352.422	77.982	7.899	438.303	(3.416)	(3.416)
Receitas reconhecidas na demonstração do resultado	(9.974)	(3.272)	(1.439)	(14.685)	(1.655)	(1.655)
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(47.708)	(14.655)	(1.041)	(63.404)	(5.132)	(5.132)
Passivo/(Ativo) atuarial líquido no final do exercício	294.740	60.055	5.419	360.214	(10.203)	(10.203)
Outras contribuições	14.593	387	79	15.060	-	-
Subtotal	309.333	60.443	5.498	375.274	(10.203)	(10.203)
Outras contribuições RGE	-	-	-	1.857	-	-
Total passivo/(ativo)	309.333	60.443	5.498	377.131		
Circulante				51.675		
Não circulante				325.455		10.203

	31/12/2011					
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	Total Passivo	RGE	Total Ativo
Passivo/(Ativo) atuarial líquido no início do exercício	469.623	111.574	11.452	592.649	(5.800)	(5.800)
Despesas/(Receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	(68.301)	(18.627)	(2.482)	(89.410)	6.456	6.456
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(48.900)	(14.965)	(1.071)	(64.936)	(4.072)	(4.072)
Passivo/(Ativo) atuarial líquido no final do exercício	352.422	77.982	7.899	438.303	(3.416)	(3.416)
Outras contribuições	14.090	318	77	14.485	-	-
Subtotal	366.512	78.300	7.976	452.788	(3.416)	(3.416)
Outras contribuições RGE	-	-	-	2.536	-	-
Total passivo/(ativo)	366.512	78.300	7.976	455.324		
Circulante				40.695		
Não circulante				414.629		3.416

18.4 Reconhecimento das receitas e despesas com entidade de previdência privada:

A estimativa do atuário externo para as despesas e/ou receitas a serem reconhecidas no exercício de 2013 (já contemplando alterações do CPC 33 (IAS 19) – nota 2) e as receitas reconhecidas em 2012 e em 2011, são como segue:

	2013 Estimadas				
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	Consolidado
Custo do serviço	1.627	6.897	185	654	9.363
Juros sobre obrigações atuariais	376.851	99.249	8.650	25.510	510.260
Rendimento esperado dos ativos do plano	(321.345)	(84.696)	(7.966)	(23.495)	(437.502)
Total da Despesa	57.133	21.450	869	2.669	82.121

	2012 Realizadas				
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	Consolidado
Custo do serviço	1.186	4.348	144	1.176	6.854
Juros sobre obrigações atuariais	350.009	88.812	7.663	23.598	470.082
Rendimento esperado dos ativos do plano	(361.169)	(96.432)	(8.978)	(26.429)	(493.008)
Amortização de perda atuariais não reconhecidas	-	-	(268)	-	(268)
Total da Despesa/(Receita)	(9.974)	(3.272)	(1.439)	(1.655)	(16.340)

	2011 Realizadas				
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	Consolidado
Custo do serviço	1.044	3.781	136	1.221	6.182
Juros sobre obrigações atuariais	304.732	77.929	6.673	20.742	410.076
Rendimento esperado dos ativos do plano	(369.344)	(97.889)	(8.706)	(22.423)	(498.362)
Amortização de perda atuariais não reconhecidas	(4.733)	(2.448)	(585)	-	(7.766)
Reconhecimento do ativo (limitado ao parágrafo 58-b do CPC 33)	-	-	-	6.916	6.916
Total da Despesa/(Receita)	(68.301)	(18.627)	(2.482)	6.456	(82.953)

As principais premissas consideradas no cálculo atuarial na data do balanço foram:

	CPFL Paulista, CPFL Piratininga e CPFL Geração		RGE	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	8,78% a .a.	10,35% a .a.	8,78% a .a.	10,35% a .a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	8,78% a .a.	(*)	8,78% a .a.	10,24% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	6,69% a .a.	6,69% a.a.	6,69% a.a.	6,69% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	0,0% a .a.	0,0% a .a.	0,0% a .a.	0,0% a .a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para a determinação das taxas nominais acima):	4,6% a .a.	4,6% a.a.	4,6% a.a.	4,6% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	AT-83	AT-83	AT-83	AT-83
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Mercer Disability	TÁBUA MERCER	Mercer Disability	Light-Média
Taxa de rotatividade esperada:	0,3 / (Tempo de Serviço + 1)	0,3 / (Tempo de Serviço + 1)	0,3 / (Tempo de Serviço + 1)	0,3 / (Tempo de Serviço + 1)
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	100% na primeira eleg. a um benef. pelo Plano	100% na primeira eleg. a um benef. pelo Plano	100% na primeira eleg. a um benef. pelo Plano	100% na primeira eleg. a um benef. pelo Plano

(*) CPFL Paulista e CPFL Geração 11,51% a.a. e CPFL Piratininga 11,72% a.a.

18.5 Ativos do plano

As tabelas abaixo demonstram a alocação (por segmento de ativo) dos ativos dos planos de pensão do grupo CPFL, em 31 de Dezembro de 2012 e de 2011, administrados pela Fundação CESP e ELETROCEEE. Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2013, obtidos à luz do cenário macroeconômico em Dezembro de 2012.

Ativos administrados pela Fundação CESP:

	Em 31 de dezembro		Meta de alocação
	2012	2011	2013
Aplicações em renda fixa	72%	68%	72%
Ações da CPFL Energia	6%	6%	6%
Outras ações	17%	21%	17%
Imóveis	3%	3%	3%
Outros	2%	2%	2%
Total	100%	100%	100%

Ativos administrados pela ELETROCEEE:

	Em 31 de dezembro		Meta de alocação
	2012	2011	2013
Aplicações em renda fixa	63%	65%	61%
Renda variável	23%	24%	20%
Investimentos estruturados	13%	9%	15%
Outros	1%	2%	4%
Total	100%	100%	100%

A meta de alocação para 2013 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da Fundação CESP, efetuada ao final de 2012 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2013, à luz de mudanças das situações macroeconômicas ou do retorno dos ativos, dentre outros fatores.

A gestão de ativos visa maximizar o retorno dos investimentos, mas sempre procurando minimizar os riscos de déficit atuarial. Desta forma, os investimentos são efetuados sempre tendo em mente o passivo que os mesmos devem honrar. Uma das principais ferramentas utilizadas para atingir os objetivos da gestão da Fundação CESP é o ALM (*Asset Liability Management – Gerenciamento Conjunto de Ativos e Passivos*), realizado no mínimo uma vez ao ano, para um horizonte superior a 10 anos. O ALM auxilia também no estudo da liquidez dos planos previdenciários, posto que considera o fluxo de pagamento de benefício vis-à-vis os ativos considerados líquidos. A ELETROCEEE também se utiliza da ferramenta ALM.

A base utilizada para determinar as premissas do retorno geral estimado sobre os ativos é suportada pelo ALM. As principais premissas são projeções macroeconômicas pelas quais são obtidas as rentabilidades esperadas de longo prazo, levando-se em conta as carteiras atuais dos planos de benefícios. O ALM processa a alocação média ideal dos ativos do plano para o longo prazo e, baseado nesta alocação e nas premissas de rentabilidade dos ativos, é apurada a rentabilidade estimada para o longo prazo.

Risco de investimento

Os fundos de pensão brasileiros estão sujeitos a restrições com relação a investimentos em ativos estrangeiros. Os planos de benefícios da Companhia possuem a maior parte de seus recursos aplicados no segmento de renda fixa e, dentro do segmento de renda fixa, a maior parte dos recursos encontra-se aplicado em títulos públicos federais, referenciados ao IGP, que é o índice de correção do passivo atuarial dos planos da Companhia (planos de benefício definido).

Os planos de benefícios da Companhia têm sua gestão monitorada pelo Comitê Gestor de Investimentos e Previdência da Companhia, o qual inclui representantes de empregados ativos e aposentados além de membros indicados pela empresa. Dentre as tarefas do referido Comitê, está a análise e aprovação de recomendações de investimentos realizadas pelos gestores de investimentos da Fundação CESP.

Além do controle do risco de mercado através da metodologia da divergência não planejada, exigida pela legislação, a Fundação CESP utiliza, para o controle do risco de mercado dos segmentos de Renda Fixa e Renda Variável, as seguintes ferramentas: VaR, *Tracking Risk*, *Tracking Error* e *Stress Test*.

A Política de Investimentos da Fundação CESP impõem restrições adicionais que, em conjunto com aquelas já expressas na legislação, definem os percentuais de diversificação para investimentos em ativos de emissão ou co-obrigação de uma mesma pessoa jurídica a serem praticados internamente.

(19) TAXAS REGULAMENTARES

	Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011
Componentes financeiros e recursos hídricos	2.102	3.591
Reserva global de reversão - RGR	24.653	28.060
Taxa de fiscalização da ANEEL	2.555	2.495
Conta de consumo de combustível - CCC	34.432	65.121
Conta de desenvolvimento energético - CDE	50.745	45.879
Total	114.488	145.146

(20) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES

	Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011
<u>Circulante</u>		
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	171.672	300.518
Programa de integração social - PIS	14.153	12.446
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	79.286	59.429
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	104.627	71.531
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	37.769	18.589
Outros	34.859	20.515
Total	442.365	483.028

Não circulante

Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	-	165
---	---	-----

(21) PROVISÃO PARA RISCOS FISCAIS, CÍVEIS E TRABALHISTAS E DEPÓSITOS JUDICIAIS

	Consolidado			
	31/12/2012		31/12/2011	
	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais
Trabalhistas				
Diversos	68.505	152.765	43.850	191.221
Cíveis				
Danos pessoais	15.049	115.272	13.114	95.429
Majoração tarifária	5.877	45.118	8.948	31.242
Outras	6.203	448	6.423	448
	27.130	160.837	28.485	127.119
Fiscais				
FINSOCIAL	18.968	54.074	18.930	53.964
Imposto de renda	90.187	704.742	82.061	660.222
PIS/COFINS - JCP	12.517	12.517	11.713	11.713
PIS/COFINS - regime não cumulativo	94.677	-	91.477	-
Outras	47.033	81.212	44.580	68.370
	263.382	852.545	248.761	794.268
Outros	27.062	18.408	17.027	16.008
Total	386.079	1.184.554	338.121	1.128.616

A movimentação das provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e depósitos judiciais está demonstrada a seguir:

	Consolidado						Saldo em 31/12/2012
	Saldo em 31/12/2011	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Combinação de negócios	
Trabalhistas	43.850	67.695	(2.890)	(40.160)	11	-	68.505
Cíveis	28.485	26.625	(4.095)	(23.924)	38	-	27.130
Fiscais	248.761	9.261	(1.406)	-	6.766	-	263.382
Outros	17.027	35	-	-	-	10.000	27.062
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	338.121	103.617	(8.391)	(64.084)	6.815	10.000	386.079
Depósitos judiciais	1.128.616	144.210	(15.606)	(125.048)	52.382	-	1.184.554

As provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas foram constituídas com base em avaliação dos riscos de perdas em processos em que a Companhia e suas controladas são parte, cuja probabilidade de perda é provável na opinião dos assessores legais e da Administração da Companhia e de suas controladas.

O sumário dos principais assuntos pendentes relacionados a litígios, processos judiciais e autos de infração é como segue:

a) **Trabalhistas** - As principais causas trabalhistas relacionam-se às reivindicações de ex-funcionários e sindicatos para o pagamento de ajustes salariais (horas extras, equiparação salarial, verbas rescisórias e outras reivindicações).

b) **Cíveis:**

Danos Pessoais - Referem-se, principalmente, a pleitos de indenizações relacionados a acidentes ocorridos na rede elétrica das controladas, danos a consumidores, acidentes com veículos, entre outros.

Majoração Tarifária - Corresponde a vários pleitos de consumidores industriais, devido a reajustes impostos pelas Portarias DNAEE n.ºs. 38 e 45, de 27 de fevereiro e 4 de março de 1986, respectivamente, quando estava em vigor o congelamento de preços do "Plano Cruzado".

c) **Fiscais**

FINSOCIAL - Refere-se a questionamento judicial quanto à majoração de alíquota e cobrança do FINSOCIAL no período de junho de 1989 a outubro de 1991.

Imposto de Renda - Na controlada CPFL Piratininga, a provisão de R\$ 70.291 (R\$ 61.852 em 2011) refere-se à ação judicial visando a dedutibilidade fiscal da CSLL no cálculo do IRPJ.

PIS e COFINS - JCP - Em 2009 a Companhia discutia a incidência do PIS e COFINS sobre a receita de juros sobre o capital próprio, desistiu da ação judicial e efetuou o pagamento dos valores questionados, utilizando-se dos benefícios previstos na Lei n.º 11.941/09 (REFIS IV), isto é, anistia de multa e encargos legais e redução de juros. A Companhia aguarda a finalização dos trâmites legais para poder efetuar a compensação dos depósitos judiciais realizados no mesmo montante.

PIS e COFINS – Regime não cumulativo – Refere-se às discussões tributárias relacionadas ao regime de incidência não cumulativa de PIS e COFINS sobre determinados encargos setoriais.

Fiscais Outras - Refere-se a outros processos existentes nas esferas judicial e administrativa decorrente da operação dos negócios das controladas, relacionados a assuntos fiscais envolvendo INSS, FGTS e SAT.

d) **Perdas possíveis** - A Companhia e suas controladas são parte em outros processos e riscos, nos quais a Administração, suportada por seus consultores jurídicos, acredita que as chances de êxito são possíveis, devido a uma base sólida de defesa para os mesmos. Estas questões não apresentam, ainda, tendência nas decisões por parte dos tribunais ou qualquer outra decisão de processos similares consideradas como prováveis ou remotas e, por este motivo, nenhuma provisão sobre as mesmas foi constituída. As reclamações relacionadas a perdas possíveis, em 31 de dezembro de 2012 estavam assim representadas: (i) R\$ 330.001 trabalhistas (R\$ 340.833 em 2011) representadas basicamente por acidentes de trabalho, adicional de periculosidade, horas extras dentre outros; (ii) R\$ 628.381 cíveis, representadas basicamente por danos pessoais, impactos ambientais e majoração tarifária (R\$ 553.648 em 2011); e (iii) R\$ 1.513.632 fiscais, relacionadas basicamente a Imposto de Renda, ICMS, FINSOCIAL e PIS e COFINS (R\$ 967.952 em 2011).

A Administração da Companhia e de suas controladas, baseada na opinião de seus assessores legais, entende não haver riscos contingentes significativos que não estejam cobertos por provisões suficientes nos balanços ou que possam resultar em impacto relevante sobre os resultados futuros.

Depósitos judiciais – imposto de renda: Do montante total de R\$ 704.742, o montante de R\$ 617.051 (R\$ 581.721 em 31 de dezembro de 2011) referem-se à discussão da dedutibilidade para fins de Tributos Federais de despesa reconhecida no exercício de 1997 referente a déficit previdenciário do plano de pensão dos funcionários da controlada CPFL Paulista perante a Fundação CESP, em razão de ter sido objeto de renegociação e novação de dívida naquele exercício. A controlada, baseada em consulta à Secretaria da Receita Federal do Brasil, obteve resposta favorável constante na Nota MF/SRF/COSIT/GAB nº 157 de 09 de abril de 1998, e tomou a dedutibilidade fiscal da despesa, gerando conseqüentemente prejuízo fiscal naquele exercício. Em decorrência desta medida, a controlada foi autuada pelas Autoridades Fiscais e, para permitir a continuidade das discussões em dois processos, houve decisões judiciais que exigiram depósitos para garantia do juízo. Esta dedutibilidade gerou ainda outras autuações e a controlada, com a finalidade de também permitir a continuidade das discussões, ofereceu como garantia fianças bancárias no valor de R\$ 257.237. Baseada na posição atualizada dos advogados que conduzem este caso, a opinião da Administração sobre o risco de perda continua classificado como remoto.

(22) USO DO BEM PÚBLICO

Empresas	Consolidado		Saldo de parcelas restante	Taxa de juros
	31/12/2012	31/12/2011		
CERAN	79.813	75.472	279	IGP-M + 9,6%a.a.
ENERCAN	12.817	10.782	269	IGP-M + 8%a.a.
BAESA	60.392	57.734	281	IGP-M + 8%a.a.
Foz do Chapecó	338.556	325.676	287	IGP-M/IPC-A + 5,3%a.a.
TOTAL	491.579	469.664		
Circulante	30.422	28.738		
Não circulante	461.157	440.926		

(23) OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Consolidado			
	Circulante		Não circulante	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Consumidores e concessionárias	60.243	66.284	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	168.520	122.601	11.772	4.369
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	137.455	139.247	30.458	22.370
Fundo Nacional Desenvolvimento Científico Tecnológico - FNDCT	5.102	4.014	-	-
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	2.550	1.648	-	-
Fundo de reversão	-	-	17.750	17.750
Adiantamentos	28.071	74.292	20	2.812
Provisão para gastos ambientais	5.307	35.617	53.859	80.272
Folha de pagamento	13.034	14.609	-	-
Participação nos lucros	49.396	42.058	7.846	5.366
Convênios de arrecadação (nota 11)	76.371	70.096	-	-
Garantias	-	-	25.014	26.605
Aquisição de negócios	11.369	174.136	-	-
Outros	73.624	68.735	2.381	14.866
Total	631.043	813.338	149.099	174.411

Consumidores e concessionárias: As obrigações com consumidores referem-se a contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos além de participações de consumidores no Programa de Universalização.

Programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética: As controladas reconheceram passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da Receita Operacional Líquida), mas ainda não aplicados nos Programas de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética. Tais montantes são passíveis de atualização monetária mensal, com base na SELIC, até o momento de sua efetiva realização.

Provisão para gastos ambientais: No não circulante, o montante de R\$ 46.215 refere-se a provisões constituídas pela controlada indireta CPFL Renováveis, relacionadas a licenças socioambientais e decorrentes de eventos já ocorridos. Tais custos são provisionados em contrapartida ao ativo imobilizado durante o período de construção dos empreendimentos e, após a entrada em operação, são registrados diretamente no resultado.

Participação nos lucros: Refere-se principalmente a:

- (i) Em conformidade com o Acordo Coletivo de Trabalho, a Companhia e suas controladas implantaram programa de participação dos empregados nos lucros e resultados, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos;
- (ii) Programa de Incentivo a Longo Prazo: Em julho de 2012, foi aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia o Plano de Incentivo de Longo Prazo para Executivos, que consiste em um plano para outorga de “opções virtuais de ações” (Phantom Stock Options) e respectiva premiação em recursos financeiros, de acordo com a valorização das ações da Companhia em relação a um valor apurado anualmente. O plano tem duração de 2012 a 2018 e são elegíveis determinados executivos da Companhia que estejam exercendo a função na data da outorga. A outorga é anual e o prazo de carência (vesting period) para conversão em premiação, será a partir do segundo, terceiro ou quarto ano a contar da data da outorga, sendo a opção de 1/3 das ações por ano ou acumulando o saldo para o próximo ano.

O valor justo dos instrumentos outorgados foi determinado pela metodologia do fluxo de caixa descontado sobre as projeções orçamentárias aprovadas pela Administração, incluindo previsão de distribuição de dividendos, resultando em R\$ 24,16 por ação.

O valor da conversão (valor justo) será baseado na média ponderada da cotação das ações da Companhia (CPFE3) na BMF&BOVESPA referente os últimos 45 pregões a contar do último dia útil do mês de dezembro do ano anterior ao ano da conversão. Somente poderão ser convertidas em premiação em espécie quando estiver atingida a meta de, no mínimo, 80% de valorização da meta estipulada, até o limite de 150%.

Em 2012 foi registrado um passivo na rubrica de Participação nos Lucros pelo valor justo das ações no montante de R\$ 3.054 em contrapartida à rubrica de despesa de pessoal. Esse valor corresponde a 297.667 phantom stocks outorgadas em 2012, sendo que 1/3 (99.222 ações) poderão ser convertidas em premiação a partir do segundo ano a contar da data da outorga (exercício de 2014), desde que a meta de valorização das ações seja atingida.

Aquisição de negócios: Refere-se ao montante registrado pela controlada indireta CPFL Renováveis referente à aquisição de negócios.

(24) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação dos acionistas no Patrimônio da Companhia em 31 de dezembro de 2012 e de 2011 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações			
	31/12/2012		31/12/2011	
	Ordinárias	Participação %	Ordinárias	Participação %
BB Carteira Livre I FIA	288.569.602	29,99	298.467.458	31,02
Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - Previ	9.897.860	1,03	-	-
VBC Energia S.A.	9.897.860	1,03	245.897.454	25,55
Camargo Correa S.A.	12.642.390	1,31	837.860	0,09
ESC Energia S.A.	224.195.070	23,30	-	-
Bonaire Participações S.A.	6.308.790	0,66	18.670.990	1,94
Energia São Paulo FIP	115.118.250	11,96	102.756.048	10,68
BNDES Participações S.A.	81.053.460	8,42	81.053.460	8,42
Antares Holdings Ltda.	16.039.720	1,67	16.039.720	1,67
Brumado Holdings Ltda.	34.502.100	3,59	34.502.100	3,59
Membros do Conselho de Administração	-	-	212	0
Membros da Diretoria Executiva	47.610	0,00	49.980	0,01
Demais Acionistas	164.001.548	17,04	163.998.978	17,04
Total	962.274.260	100,00	962.274.260	100,00

24.1 - Reserva de Capital

Refere-se basicamente ao registro decorrente da combinação de negócios da CPFL Renováveis, no montante de R\$ 228.306.

24.2 - Reserva de Lucros

É composta por:

- (a) Reserva de retenção de lucros para investimento: A Companhia passou a registrar a atualização do ativo financeiro no resultado do exercício. Por se tratar de resultado cuja realização financeira se dará apenas no momento da indenização (ao final da concessão), a Companhia está propondo a retenção como reserva de retenção de lucros para investimento;
- (b) Reserva legal, no montante de R\$ 556.481.

24.3 – Resultado abrangente acumulado – custo atribuído

Refere-se ao registro da mais valia do custo atribuído ao imobilizado das geradoras.

24.4 – Alteração na participação societária de acionistas controladores

Em 2012, os acionistas controladores da Companhia realizaram determinadas operações societárias que resultaram em transferência, para suas respectivas controladas e controladores, de parte das ações de emissão da Companhia:

- Bonaire Participações S.A. (“Bonaire”)

No primeiro trimestre de 2012, foi finalizada a reestruturação societária do acionista Bonaire, através da qual foram transferidas 12.362.202 ações da Companhia para o seu acionista Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações (“Energia São Paulo FIA”). Como consequência, a quantidade final de ações da Companhia detida pelos acionistas Bonaire e Energia São Paulo FIA foi de 6.308.790 e 115.118.250, respectivamente.

- VBC Energia S.A. (“VBC”)

No quarto trimestre de 2012, o acionista VBC realizou reestruturação societária, a qual resultou na transferência de 224.195.070 ações de emissão da Companhia para sua controlada ESC Energia S.A. (“ESC”) e de 11.804.530 ações de emissão da Companhia para a Camargo Corrêa S.A. (“CCSA”). Como consequência, a quantidade final de ações da Companhia detida pelos acionistas VBC, ESC e CCSA foi de 9.897.860, 224.195.070 e 12.642.390, respectivamente.

- BB Carteira Livre I FIA (“BB CL I”)

No quarto trimestre de 2012, o acionista BB CL I realizou reestruturação societária, a qual resultou na transferência de 9.897.860 ações de emissão da Companhia para sua controladora Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (“Previ”). Como consequência, a quantidade final de ações da Companhia detida pelos acionistas BB CL I e Previ foi de 288.569.602 e 9.897.860, respectivamente.

24.5 - Dividendos

Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de 12 de abril de 2012 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2011, através de declaração de dividendo no montante de R\$ 1.506.179, sendo R\$ 747.709 de dividendo intermediário declarado em junho de 2011, e R\$ 758.470 de dividendo complementar.

Adicionalmente, conforme previsto no Estatuto Social e com base nos resultados do primeiro semestre de 2012, o Conselho de Administração da Companhia, em 6 de agosto de 2012, aprovou a declaração do dividendo intermediário no montante de R\$ 640.239, sendo atribuído para cada ação o valor de R\$ 0,665339515.

No exercício, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 1.393.507 referente basicamente aos dividendos declarados em 31 de dezembro de 2011 e 30 de junho de 2012.

24.6 - Destinação do lucro líquido do exercício

O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de no mínimo 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações.

Para este exercício, a Administração da Companhia está propondo a distribuição do saldo do lucro líquido, através da declaração de R\$ 455.906 na forma de dividendo, correspondente a R\$ 0,473778718 por ação, conforme demonstrado a seguir:

Lucro líquido do exercício - Individual	1.225.924
Resultados de exercícios anteriores (nota 2.9)	227.118
Realização do resultado abrangente	27.378
Dividendos prescritos	3.921
Constituição de reserva de retenção de lucros para investimento	(326.900)
Lucro líquido base para destinação	1.157.440
Constituição de reserva legal	(61.296)
Dividendos intermediários	(640.239)
Dividendo adicional proposto	455.906

(25) LUCRO POR AÇÃO

Lucro por ação – básico e diluído

O cálculo do lucro por ação básico e diluído em 31 de dezembro de 2012 e de 2011 foi baseado no lucro líquido atribuível aos acionistas controladores e o número médio ponderado de ações ordinárias em circulação durante os períodos apresentados. Especificamente para o cálculo do lucro por ação diluído, considera-se os efeitos dilutivos de instrumentos conversíveis em ações, conforme demonstrado:

	<u>2012</u>	<u>2011 ⁽¹⁾</u>
Lucro básico por ação		
Numerador		
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	1.225.924	1.572.292
Denominador		
Média ponderada de ações em poder dos acionistas	962.274.260	962.274.260
Lucro por ação - básico	1,27	1,63
Lucro diluído por ação		
Numerador		
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	1.225.924	1.572.292
Efeito dilutivo de debêntures conversíveis da controlada CPFL Renováveis (*)	<u>(17.537)</u>	<u>-</u>
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	<u>1.208.386</u>	<u>1.572.292</u>
Denominador		
Média ponderada de ações em poder dos acionistas	962.274.260	962.274.260
Lucro por ação - diluído	1,26	1,63

(*) Proporcional ao percentual de participação da Companhia na controlada, de 63%.

(1) Contempla os efeitos descritos na nota explicativa 2.9.

O efeito dilutivo do numerador no cálculo de lucro por ação diluído considera os efeitos dilutivos das debêntures conversíveis em ações emitidas por subsidiárias da controlada indireta CPFL Renováveis. Os efeitos foram calculados considerando a premissa de que tais debêntures seriam convertidas em ações ordinárias das controladas no início do exercício.

No segundo trimestre de 2011, foi realizada a operação de grupamento das ações ordinárias de emissão da Companhia, na proporção de 10 (dez) para 1 (uma), com o simultâneo desdobramento de cada ação grupada, na proporção de 1 (uma) para 20 (vinte), com prazo de 60 dias para que os acionistas pudessem ajustar suas posições de ações na BM&FBovespa S.A. Esta operação não envolveu alteração em recursos financeiros, e desta forma, foi considerado no cálculo da quantidade média ponderada de ações como se tivesse ocorrido em 1º de janeiro de 2011, de acordo com o CPC 41 Resultado por Ação.

As ações resultantes da operação foram atribuídas e registradas aos titulares das ações no dia 4 de julho de 2011, sendo que as frações de ações dos acionistas que optaram por não ajustar suas posições foram identificadas, separadas e agrupadas em números inteiros e vendidas em leilão na BM&FBovespa.

(26) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Receita de operações com energia elétrica	Consolidado					
	Nº de consumidores (*)		GWh		R\$ mil	
	2012	2011	2012	2011 (*)	2012	2011
Classe de consumidores						
Residencial	6.312.737	6.086.847	14.567	13.626	6.631.596	5.978.836
Industrial	59.057	59.485	14.536	14.718	4.086.080	4.128.340
Comercial	494.556	500.131	8.714	8.140	3.389.159	3.086.196
Rural	243.283	242.554	2.093	1.991	492.633	452.467
Poderes públicos	48.467	46.771	1.220	1.154	451.241	420.474
Iluminação pública	9.166	8.616	1.525	1.495	345.058	328.882
Serviço público	7.729	7.413	1.864	1.823	543.216	511.560
(-) Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	-	-	-	-	(24.643)	-
Fornecimento faturado	7.174.995	6.951.817	44.519	42.946	15.914.341	14.906.755
Consumo próprio			33	33	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)			-	-	136.905	(40.671)
Encargos emergenciais - ECE/EAEE			-	-	1	18
Reclassificação da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo			-	-	(7.558.153)	(7.213.990)
Fornecimento de energia elétrica			44.552	42.979	8.493.094	7.652.112
Furnas Centrais Elétricas S.A.			3.034	3.026	411.798	386.776
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			9.505	6.832	1.618.658	820.652
Energia elétrica de curto prazo			2.675	4.279	233.056	90.419
Suprimento de energia elétrica			15.214	14.137	2.263.513	1.297.846
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					7.558.153	7.213.990
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					1.412.275	1.321.111
(-) Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos					(7.489)	-
Receita de construção da infraestrutura de concessão					1.351.550	1.129.826
Outras receitas e rendas					351.178	251.097
Outras receitas operacionais					10.665.668	9.916.025
Total da receita operacional bruta					21.422.274	18.865.982
Deduções da receita operacional						
ICMS					(3.178.771)	(2.967.625)
PIS					(297.796)	(282.915)
COFINS					(1.369.388)	(1.303.411)
ISS					(4.926)	(5.031)
Reserva global de reversão - RGR					(101.136)	(72.027)
Conta de consumo de combustível - CCC					(597.925)	(737.017)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(584.035)	(524.844)
Programa de P&D e eficiência energética					(155.169)	(143.916)
PROINFA					(77.886)	(65.125)
Encargos emergenciais - ECE/EAEE					(1)	(19)
IPI					(94)	(24)
					(6.367.127)	(6.101.954)
Receita operacional líquida					15.055.147	12.764.028

(*) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

Em consonância com o Despacho nº 4.722, de 18 de dezembro de 2009, da ANEEL, que trata dos procedimentos básicos para a elaboração das demonstrações financeiras, as controladas de distribuição de energia efetuaram a reclassificação de parte dos valores relacionados às receitas da rubrica “Fornecimento de Energia Elétrica”, atividade de Comercialização para “Outras Receitas Operacionais”, atividade de Distribuição, sob o título de “Receita pela disponibilidade da rede elétrica – TUSD consumidor cativo”.

No procedimento de regulação tarifária (“Proret”), aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 463 de 22 de novembro de 2011, foi definido que as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, da data contratual de revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica, deverão ser contabilizadas como obrigações especiais e serão amortizadas a partir da próxima revisão tarifária.

Em consonância com o Despacho nº 4.991 da ANEEL, de 29 de dezembro de 2011, que trata dos procedimentos básicos para a elaboração das demonstrações financeiras, as controladas CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa efetuaram o ajuste de receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, reduzindo as contas de receitas de “Fornecimento de Energia Elétrica” e “Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica – TUSD consumidor livre” em contrapartida à rubrica redutora do ativo intangível (“Obrigações Especiais”). O montante registrado de R\$ 32.132 foi apurado a partir da data em que ocorreria a revisão tarifária das controladas até 31 de dezembro de 2012.

Em 7 de fevereiro de 2012 a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (“ABRADEE”) conseguiu a suspensão dos efeitos da Resolução Normativa 463, onde foi deferido o pedido de antecipação de tutela final e foi suspensa a determinação de contabilização das receitas oriundas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como obrigações especiais. Em junho de 2012 foi deferido o efeito suspensivo requerido pela ANEEL em seu Agravo de Instrumento e suspensa a antecipação de tutela originalmente deferida em favor da ABRADEE. As controladas estão aguardando o julgamento da ação para determinar o tratamento definitivo dessas receitas. Em 31 de dezembro de 2012 tais valores estão provisionados em Obrigações Especiais, em atendimento ao CPC 25 e IAS 37.

O detalhamento dos reajustes tarifários das distribuidoras está demonstrado a seguir:

Empresa	Mês	2012		2011	
		Reajuste tarifário anual - RTA	Percepção do consumidor (*)	Reajuste tarifário anual - RTA	Percepção do consumidor (*)
CPFL Paulista	Abril	3,71%	2,89%	7,38%	7,23%
CPFL Piratininga	Outubro	8,79%	5,50%	(**)	(**)
RGE	Junho	11,51%	3,38%	17,21%	6,74%
CPFL Santa Cruz	Fevereiro	(***)	(***)	23,61%	15,38%
CPFL Leste Paulista	Fevereiro	(***)	(***)	7,76%	16,44%
CPFL Jaguari	Fevereiro	(***)	(***)	5,47%	6,62%
CPFL Sul Paulista	Fevereiro	(***)	(***)	8,02%	7,11%
CPFL Mococa	Fevereiro	(***)	(***)	9,50%	9,77%

(*) Representa o efeito médio percebido pelo consumidor, em decorrência da retirada da base tarifária de componentes financeiros que haviam sido adicionados no reajuste tarifário anterior. (informação não examinada pelos auditores independentes)

(**) Em 12 de julho de 2012 a ANEEL abriu a Audiência Pública nº 54/2012 para obter subsídios para a Revisão Tarifária Periódica - RTP de 2011 da controlada CPFL Piratininga e propôs o reposicionamento total de -5,04%, sendo -3,40% relativos ao reposicionamento econômico e -1,64% relativos aos componentes financeiros. Após análise das contribuições dos agentes, a ANEEL formulou a proposta final, aprovada na Reunião de Diretoria de 02 de outubro de 2012, com um reposicionamento total de -5,43%, sendo -4,45% relativos ao reposicionamento econômico e -0,98% relativos aos componentes financeiros. Este resultado subsidiou o cálculo do Reajuste Tarifário Anual de 2012.

No dia 16 de outubro de 2012, a Diretoria Colegiada da ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual - RTA de 2012 da controlada CPFL Piratininga. As tarifas foram, em média, reajustadas em 8,79%, sendo 7,71% relativos ao reajuste econômico e 1,08% referentes aos componentes financeiros. Foi considerado neste RTA de 2012 o impacto de 1/3 do componente financeiro da RTP de 2011, que corresponde a uma redução de 2,42%. Caso não tivesse contemplado esse efeito o reajuste total da RTA de 2012 seria de 11,21%. Com a homologação da RTP 2011 e do RTA 2012, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de 5,50% em relação às tarifas homologadas no Reajuste Tarifário Anual de 2010. As novas tarifas têm vigência de 23 de outubro de 2012 a 22 de outubro de 2013.

(***) Em 31 de janeiro de 2012, através das Resoluções Homologatórias nº 1.253, 1.254, 1.255, 1.256 e 1.258, a ANEEL prorrogou a vigência das tarifas de fornecimento e de TUSD das controladas CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa, respectivamente, até o processamento em definitivo da revisão tarifária.

A Revisão Tarifária Periódica RTP de fevereiro de 2012 foi homologada somente em janeiro de 2013, mas sem aplicação imediata das tarifas, pois a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE de janeiro de 2013 incorporou os efeitos da RTP de 2012. A diferença de receita será compensada nas tarifas do Reajuste Tarifário Anual – RTA de fevereiro de 2013 por meio de componente financeiro.

(27) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	Consolidado			
	GWh		R\$ mil	
	2012	2011 (*)	2012	2011
<u>Energia comprada para revenda</u>				
Energia de Itaipu Binacional	10.781	10.855	1.131.744	973.487
Energia de curto prazo	8.656	5.002	353.243	142.450
PROINFA	1.070	1.032	215.400	169.144
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	39.745	33.964	5.068.460	4.117.550
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(617.229)	(495.495)
Subtotal	60.252	50.853	6.151.617	4.907.136
<u>Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição</u>				
Encargos da rede básica			1.161.841	1.019.116
Encargos de transporte de itaipu			96.454	90.140
Encargos de conexão			80.030	71.601
Encargos de uso do sistema de distribuição			53.959	42.052
Encargos de serviço do sistema - ESS			252.708	187.056
Encargos de energia de reserva - EER			85.148	34.547
Crédito de PIS e COFINS			(155.779)	(130.679)
Subtotal			1.574.362	1.313.834
Total			7.725.980	6.220.970

(*) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

(28) CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Controladora					
	Despesa operacional				Total	
	Gerais		Outros			
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Pessoal	17.204	7.389	-	-	17.204	7.389
Material	10	56	-	-	10	56
Serviços de terceiros	6.808	17.971	-	-	6.808	17.971
Depreciação e amortização	65	170	-	-	65	170
Outros	5.463	5.204	36	145.189	5.499	150.394
Arrendamento e aluguéis	121	103	-	-	121	103
Publicidade e propaganda	3.912	2.660	-	-	3.912	2.660
Legais, judiciais e indenizações	713	750	-	-	713	750
Doações, contribuições e subvenções	521	1.203	-	-	521	1.203
Amortização de intangível de concessão	-	-	-	145.189	-	145.189
Outros	195	489	36	-	231	489
Total	29.549	30.791	36	145.189	29.585	175.980

	Consolidado											
	Custo do serviço prestado a terceiros				Despesa Operacional							
	Custo de operação		Vendas		Gerais		Outros		Total			
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011		
Pessoal	422.381	413.587	30	(2)	104.343	99.988	180.328	190.423	-	-	707.082	703.997
Entidade de previdência privada	(16.340)	(82.953)	-	-	-	-	-	-	-	-	(16.340)	(82.953)
Material	203.735	62.213	1.757	4.741	2.965	4.799	9.261	23.056	-	-	217.718	94.807
Serviços de terceiros	182.061	167.170	2.356	4.069	107.603	107.748	262.635	252.033	-	-	554.655	531.020
Depreciação e amortização	766.263	534.763	-	-	33.046	34.139	41.786	46.867	-	-	841.095	615.769
Custos com construção da infraestrutura	-	-	1.351.550	1.129.826	-	-	-	-	-	-	1.351.550	1.129.826
Outros	62.212	63.190	(18)	(7)	220.388	117.678	238.814	102.792	380.899	216.392	902.296	500.045
Taxa de arrecadação	-	-	-	-	49.053	39.499	-	-	-	-	49.053	39.499
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	-	163.903	70.673	-	-	-	-	163.903	70.673
Arrendamento e aluguéis	28.709	15.878	-	-	88	147	9.492	9.597	-	-	38.290	25.623
Publicidade e propaganda	106	13	-	-	26	26	22.604	10.926	-	-	22.736	10.965
Legais, judiciais e indenizações	50	39	-	-	-	-	187.578	59.167	-	-	187.628	59.206
Doações, contribuições e subvenções	1.229	105	-	-	5.914	5.801	2.402	4.865	-	-	9.546	10.772
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	18.263	23.782	-	-	-	-	-	-	-	-	18.263	23.782
Taxa de fiscalização	-	-	-	-	-	-	-	-	32.592	28.974	32.592	28.974
Perda na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	6.276	-	-	-	-	-	-	-	48.303	1.968	54.579	1.968
Amortização de intangível de concessão	-	-	-	-	-	-	-	-	286.008	185.434	286.008	185.434
Outros	7.579	23.372	(18)	(7)	1.403	1.532	16.738	18.237	13.997	16	39.699	43.150
Total	1.620.312	1.157.970	1.355.675	1.138.626	468.345	364.352	732.823	615.171	380.899	216.392	4.558.055	3.492.512

(29) RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2012	2011	2012	2011 ⁽¹⁾
Receitas				
Rendas de aplicações financeiras	26.731	49.497	211.338	356.413
Acréscimos e multas moratórias	20	-	167.349	159.277
Atualização de créditos fiscais	2.530	2.576	9.944	8.649
Atualização de depósitos judiciais	807	1.047	52.382	64.516
Atualizações monetárias e cambiais	-	-	49.437	57.139
Ajuste de expectativa de fluxo de caixa (nota 10)	-	-	159.195	63.212
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	-	-	18.917	14.588
PIS e COFINS sobre JCP	(19.093)	(18.789)	(19.218)	(18.926)
Outros	4.307	23.452	70.989	56.532
Total	15.301	57.783	720.332	761.400
Despesas				
Encargos de dívidas	(36.361)	(53.567)	(1.220.199)	(1.102.329)
Atualizações monetárias e cambiais	2	(600)	(125.764)	(150.820)
(-) Juros capitalizados	-	-	48.172	39.143
Uso do bem público - UBP	-	-	(58.480)	(57.319)
Outros	(1.026)	(3.031)	(131.694)	(115.453)
Total	(37.385)	(57.198)	(1.487.964)	(1.386.778)
Resultado Financeiro	(22.084)	585	(767.632)	(625.378)

(1) Contempla os efeitos descritos na nota explicativa 2.9.

Os juros são capitalizados a uma taxa média de 8,23% a.a. durante o exercício de 2012 (9,95% a.a. em 2011) sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 e IAS 23.

(30) INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

A segregação dos segmentos operacionais da Companhia é baseada na estrutura interna das informações financeiras e da Administração, e é efetuada através da segmentação pelos tipos de negócio: atividades de distribuição, geração (fontes convencionais e renováveis), comercialização de energia elétrica e serviços prestados.

O segmento de serviços passou a ser analisado de forma segregada pela Administração da Companhia a partir de 1º de janeiro de 2012 e portanto as informações respectivas de 2011 estão sendo apresentadas comparativamente.

Os resultados, ativos e passivos por segmento incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento e também aqueles que possam ser alocados razoavelmente, quando aplicável. Os preços praticados entre os segmentos são determinados com base em transações similares de mercado. A nota explicativa 1 apresenta as subsidiárias de acordo com a sua respectiva área de atuação e contém maiores informações sobre cada controlada e seu respectivo ramo de negócio.

Estão apresentadas, a seguir, as informações segregadas por ramo de atividade de acordo com os critérios estabelecidos pela administração da Companhia:

	Geração		Geração		Comercialização	Serviços	Outros (*)	Eliminações	Total
	Distribuição	(Fontes convencionais)	(Fontes renováveis)						
2012									
Receita operacional líquida	12.391.730	722.818	608.223	1.284.069	46.855	1.452	-	15.055.147	
(-) vendas entre segmentos	22.138	890.104	210.260	602.332	124.968	-	(1.849.802)	-	
Resultado do serviço	1.421.718	880.997	215.139	255.193	26.276	(28.210)	-	2.771.113	
Receita financeira	558.130	46.178	56.461	39.389	4.777	15.397	-	720.332	
Despesa financeira	(632.278)	(432.179)	(254.333)	(140.506)	8.475	(37.143)	-	(1.487.964)	
Lucro antes dos impostos	1.347.570	494.996	17.268	154.076	39.528	(49.957)	-	2.003.481	
Imposto de renda e contribuição social	(469.081)	(148.567)	(9.256)	(52.000)	(12.856)	(54.987)	-	(746.747)	
Lucro líquido	878.489	346.430	8.011	102.075	26.672	(104.944)	-	1.256.734	
Total do ativo (**)	14.739.978	6.517.342	8.786.521	466.645	186.303	378.897	-	31.075.687	
Aquisições do imobilizado e outros intangíveis	1.402.994	20.446	1.021.970	2.870	18.865	508	-	2.467.653	
Depreciação e amortização	(544.192)	(286.594)	(289.372)	(3.177)	(3.693)	(74)	-	(1.127.103)	
2011 (1)									
Receita operacional líquida	11.048.924	609.755	96.378	946.499	61.281	1.191	-	12.764.028	
(-) vendas entre segmentos	16.831	839.029	75.513	623.556	74.572	-	(1.629.501)	0	
Resultado do serviço	1.922.194	847.073	47.256	246.039	17.938	(29.953)	-	3.050.547	
Receita financeira	492.584	80.617	56.924	69.768	6.134	55.373	-	761.400	
Despesa financeira	(669.818)	(519.758)	(34.676)	(99.574)	(4.784)	(58.167)	-	(1.386.778)	
Lucro antes dos impostos	1.744.960	407.932	69.504	216.232	19.289	(32.747)	-	2.425.170	
Imposto de renda e contribuição social	(592.528)	(112.592)	2.008	(68.430)	(7.258)	(22.096)	-	(800.896)	
Lucro líquido	1.152.432	295.339	71.513	147.802	12.031	(54.843)	-	1.624.273	
Total do ativo (**)	12.850.341	5.402.188	7.779.336	426.858	88.568	865.766	-	27.413.057	
Aquisições do imobilizado e outros intangíveis	1.065.104	334.989	487.564	14.854	2.073	189	-	1.904.773	
Depreciação e amortização	(498.225)	(260.614)	(36.446)	(4.093)	(1.649)	(177)	-	(801.203)	

(1) Contempla os efeitos descritos na nota explicativa 2.9.

(*) Outros: refere-se basicamente a CPFL Energia após as devidas eliminações com sociedades parceiras.

(**) Os ágios de aquisições, líquidos de amortização, registrados na CPFL Energia foram alocados nos respectivos segmentos.

(31) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia possui as seguintes empresas como acionistas controladores:

- VBC Energia S.A., ESC Energia S.A. e Camargo Correa S.A.

Companhias controladas pelo grupo Camargo Corrêa, atuantes em segmentos diversificados como construção, cimento, calçados, têxtil, alumínio e concessão de rodovias, entre outros.

- Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações

Companhia controlada pelos seguintes fundos de pensão: (a) Fundação CESP, (b) Fundação SISTEL de Seguridade Social, (c) Fundação Petrobras de Seguridade Social - PETROS, e (d) Fundação SABESP de Seguridade Social - SABESPREV.

- Bonaire Participações S.A.

Companhia controlada pela Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações.

- Fundo BB Carteira Livre I - Fundo de Investimento em Ações

Fundo controlado pela PREVI - Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil.

- Previ - Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil

As participações diretas e indiretas em controladas operacionais estão descritas na nota 1.

Foram considerados como partes relacionadas os acionistas controladores, controladas e coligadas, entidades com controle conjunto, entidades sob o controle comum e que de alguma forma exerçam influências significativas sobre a Companhia.

As principais naturezas e transações estão relacionadas a seguir:

- Saldo Bancário e Aplicação Financeira** - Referem-se basicamente a saldos bancários e aplicações financeiras junto ao Banco do Brasil, conforme descrito na nota 5. Adicionalmente, a Companhia e

suas controladas possuem Fundos de Investimentos Exclusivos, sendo um dos administradores o BB DTVM.

- b) **Empréstimos e Financiamentos e Debêntures** - Corresponde a captação de recursos junto ao Banco do Brasil conforme condições descritas nas notas 16 e 17. Adicionalmente, a Companhia é garantidora de algumas dívidas captadas por suas controladas, conforme descrito nas notas 16 e 17.
- c) **Outras Operações Financeiras** - Os valores de despesa relacionados ao Banco do Brasil referem-se a custos bancários e despesas associadas ao processo de arrecadação. O saldo registrado no passivo compreende basicamente direitos sobre o processamento da folha de pagamentos de algumas controladas que foram negociados com o Banco do Brasil, que estão sendo apropriados como receita ao resultado pelo prazo do contrato. As transações com a JBS S/A referem-se à aquisição de créditos de ICMS.
- d) **Intangível, Imobilizado, Materiais e Prestação de Serviços** - Referem-se à aquisição de equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição e geração, e contratação de serviços como construção civil e consultoria em informática.
- e) **Venda de energia no mercado livre** - Refere-se basicamente à venda de energia a consumidores livres, através de contratos de curto ou longo prazo realizados em condições consideradas pela Companhia como sendo semelhante às de mercado à época da negociação, em consonância com as políticas internas pré-estabelecidas pela administração da Companhia.
- f) **Suprimento de energia no mercado livre** - Refere-se basicamente à aquisição de energia pelas comercializadoras e geradoras através de contratos de curto ou longo prazo, em consonância com as políticas internas pré-estabelecidas pela administração.
- g) **Outras Receitas** - Refere-se basicamente à receita proveniente de aluguel pelo uso da rede de distribuição para serviços de telefonia.
- h) **Compra e venda de energia no mercado regulado** - As controladas, concessionárias do serviço público de distribuição, cobram tarifas pelo uso da rede de distribuição (TUSD) e realizam vendas de energia a partes relacionadas, presentes em suas respectivas áreas de concessão (consumidores cativos). Os valores cobrados são definidos através de preços regulados pelo órgão regulador. Estas distribuidoras também adquirem, como também nossas geradoras vendem energia de partes relacionadas, envolvendo principalmente contratos de longo prazo, e nossa geradoras também em consonância com as regras estabelecidas pelo setor (principalmente através de leilão), sendo também seus preços regulados e aprovados pela ANEEL.

Algumas controladas possuem plano de suplementação de aposentadoria mantido junto à Fundação CESP e oferecido aos respectivos empregados, conforme descrito na nota 18.

Para zelar para que as operações comerciais com partes relacionadas sejam realizadas em condições usuais de mercado, a Companhia possui um "Comitê de Partes Relacionadas", formado por representantes dos acionistas controladores, que analisa as principais transações comerciais efetuadas com partes relacionadas.

A remuneração total do pessoal-chave da administração em 2012, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 41.484. Este valor é composto por R\$ 34.033 referente a benefícios de curto prazo e R\$ 1.109 de benefícios pós-emprego e R\$ 6.342 de Outros Benefícios de Longo Prazo, e refere-se ao valor registrado pelo regime de competência.

Transações entre partes relacionadas envolvendo controladas e controladas em conjunto:

	Consolidado							
	ATIVO		PASSIVO		RECEITA		DESPESA	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	2012	2011	2012	2011
Saldo Bancário e Aplicação Financeira								
Banco do Brasil S.A.	125.475	91.025	-	-	7.687	5.385	1	6
Empréstimos e Financiamentos, Debêntures e Derivativos (*)								
Banco do Brasil S.A.	-	-	1.775.218	1.644.812	-	-	155.016	181.110
Outras operações financeiras								
Banco do Brasil S.A.	-	-	1.224	3.184	1.633	1.819	5.483	4.867
JBS S/A	-	-	-	-	4.010	-	-	-
Venda de Energia - Mercado Livre								
Camargo Corrêa Cimentos S.A.	1.263	-	-	-	7.561	-	-	-
Energia Sustentável do Brasil S.A.	-	-	-	-	627	-	-	-
Fras-le S.A.	-	104	-	-	-	367	-	-
InterCement Brasil S/A	-	931	-	-	-	6.339	-	-
NC Energia S.A.	-	1.784	-	-	19.813	19.091	-	-
Petrobras	-	-	-	-	910	4.371	-	-
Tavex Brasil S.A.	-	-	-	-	18.448	22.458	-	-
Vale Energia S.A.	6.594	7	-	-	77.041	30.548	-	-
Suprimento de Energia - Mercado Livre								
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	-	-	-	-	-	-	8	8
Vale Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	387	523
Petrobras	-	-	-	-	-	-	36.440	7.967
Vale S.A.	-	-	-	-	2.877	30.304	21.024	1.406
InterCement Brasil S/A	-	-	-	-	-	-	-	319
Concessionárias de Rodovias do Oeste de São Paulo	266	-	-	-	-	-	-	9
Intangível, imobilizado, materiais e prestação de serviço								
BNY Mellon Serviços Financeiros	-	-	-	-	-	-	-	3
Boa Vista Empreendimento Imobiliário SPE Ltda.	-	-	-	-	-	-	-	144
Boa Vista Empreendimento Imobiliário SPE Ltda.	-	-	-	-	35	-	-	-
Brasil Telecom S.A.	-	-	127	15	-	-	737	944
Camargo Corrêa Cimentos S.A.	-	16.809	-	-	-	350	-	-
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. - Celesc	-	519	-	1	-	-	-	28
Concessionária do Sistema Anhanguera - Bandeirante S.A.	-	-	-	-	-	-	12	-
Concessionárias de Rodovias do Oeste de São Paulo.	260	-	1	-	262	-	1	9
Construções e Comércio Camargo Correa S.A.	-	69.902	-	12	-	-	970	-
Embraer S.A.	2.326	-	-	-	-	-	-	-
Ferrovia Centro-Atlântica S.A. - FCA	112	-	-	-	112	-	100	5
HM 16 Empreendimento Imobiliário SPE Ltda.	-	-	-	-	12	-	-	-
Industrias Romi S.A.	-	-	-	1.276	69	19	-	-
InterCement Brasil S.A.	-	758	-	-	1545	3.162	-	-
JBS S/A	-	-	-	-	43	-	-	-
Logum Logística S.A.	-	-	-	-	139	-	-	-
Lupatech S.A.	-	-	-	-	-	-	1	9
Mineração Naque S.A.	21	-	-	-	160	-	-	-
MRS Logística S.A.	-	-	-	82	-	-	-	-
Oi S.A.	-	-	1	-	-	-	10	-
Petrobras	9	33	-	-	30	311	-	-
Reposo Tavares	-	-	-	-	21	-	-	-
Recanto dos Sonhos Empreendimento Imobiliário SPE	27	-	-	-	60	-	-	-
Rodovias Concessionária S.A.	-	-	-	-	-	-	3	-
Rodovias Integradas do Oeste - SP Vias	-	-	26	-	-	-	24	-
SAMM - Sociedade de Atividades em Multimídia Ltda.	-	-	-	-	578	-	122	-
Sumaré Matão Empreendimento Imobiliário SPE Ltda.	-	-	-	-	45	-	-	-
Telemar Norte Leste S.A.	-	5	4	-	23	18	69	19
ThyssenKrupp Companhia Siderúrgica do Atlântico	-	-	-	-	-	-	-	628
Totvs S.A.	9	-	86	128	30	-	1.677	719
Vale Fertilizantes S.A.	9	-	-	-	30	19	-	-
Outras receitas								
Brasil Telecom S.A.	2.009	1.886	-	-	12.051	11.316	-	-

(*) Trata-se do valor a custo

(32) SEGUROS

As controladas mantêm contratos de seguros com cobertura determinada por orientação de especialistas, levando em conta a natureza e o grau de risco por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e/ou responsabilidades. No consolidado as principais coberturas de seguros são:

Descrição	Ramo da apólice	Consolidado	
		2012	2011 (*)
Ativo não circulante	Incêndio, raio, explosão, quebra de máquinas, danos elétricos e risco de engenharia	5.911.631	5.990.210
Transporte	Transporte nacional	180.766	260.617
Material estocado	Incêndio, raio, explosão e roubo	50.935	50.922
Automóveis	Cobertura compreensiva	6.604	4.394
Responsabilidade civil	Distribuidoras de energia elétrica	138.555	300.163
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	172.736	155.265
Outros	Riscos operacionais e outros	348.143	188.866
Total		6.809.371	6.950.436

(*) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

(33) GESTÃO DE RISCOS

Os negócios da Companhia e de suas controladas compreendem, principalmente, geração, comercialização e distribuição de energia elétrica. Como concessionárias de serviços públicos, as atividades e/ou tarifas de suas principais controladas são reguladas pela ANEEL.

Estrutura do gerenciamento de risco:

Compete ao Conselho de Administração orientar a condução dos negócios, observando, dentre outros, o monitoramento dos riscos empresariais, exercido através do modelo de gerenciamento corporativo de riscos adotado pela Companhia. A Diretoria Executiva tem a atribuição de desenvolver os mecanismos para mensurar o impacto das exposições e probabilidade de ocorrência, acompanhar a implantação das ações para mitigação dos riscos e dar ciência ao Conselho de Administração. Para auxiliá-la neste processo existe: i) o Comitê Corporativo de Gestão de Riscos, com a missão de auxiliar na identificação dos principais riscos de negócios, contribuir nas análises de mensuração do impacto e da probabilidade e na avaliação das ações de mitigação endereçadas; ii) a Diretoria de Gestão de Riscos, Controles Internos e Processos Consolidados, responsável pelo desenvolvimento do modelo de Gestão Corporativa de Riscos para o Grupo CPFL no que tange à estratégia (política, direcionamento e mapa de riscos), processos (planejamento, mensuração, monitoramento e reporte), sistemas e governança.

A política de gerenciamento de risco foi estabelecida para identificar, analisar e tratar os riscos enfrentados pela Companhia e suas controladas, que inclui revisões do modelo adotado sempre que necessário para refletir mudanças nas condições de mercado e nas atividades do Grupo, objetivando o desenvolvimento de um ambiente de controle disciplinado e construtivo.

O Conselho da Administração do Grupo no seu papel de supervisão conta ainda com o apoio do Comitê de Processo de Gestão na orientação dos trabalhos de Auditoria Interna e elaboração de propostas de aprimoramento. A Auditoria Interna realiza tanto revisões regulares como *ad hoc* para assegurar o alinhamento dos processos às diretrizes e estratégias dos acionistas e da Administração.

Ao Conselho Fiscal compete, entre outros, certificar que a administração tem meios para identificar preventivamente e por meio de um sistema de informações adequado, (a) os principais riscos aos quais a Companhia está exposta, (b) sua probabilidade de materialização e (c) as medidas e os planos adotados.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam os negócios são como segue:

Risco de taxa de câmbio: Esse risco decorre da possibilidade de suas controladas virem a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está substancialmente coberta por operações financeiras de *swap*, o que permitiu à Companhia e suas controladas trocarem os riscos originais da operação para o custo relativo à variação do CDI. A quantificação deste risco está apresentada na nota 34. Adicionalmente as suas controladas estão expostas

em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege as empresas de eventuais perdas. Entretanto, esta compensação se realizará somente através do consumo e consequente faturamento de energia ocorridos após o reajuste tarifário subsequente, no qual tenham sido contempladas tais perdas.

Risco de taxa de juros: Esse risco é oriundo da possibilidade da Companhia e suas controladas virem a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. As controladas têm buscado aumentar a participação de empréstimos pré indexados ou atrelados a indicadores com menores taxas e baixa flutuação no curto e longo prazo. A quantificação deste risco está apresentada na nota 34.

Risco de crédito: O risco surge da possibilidade das suas controladas virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Este risco é avaliado pelas controladas como baixo, tendo em vista a pulverização do número de clientes e da política de cobrança e de corte de fornecimento para consumidores inadimplentes.

Risco quanto à escassez de energia: A energia vendida pela Companhia é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva, aliado a um crescimento de demanda acima do planejado, pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, comprometendo a recuperação de seu volume, podendo acarretar em perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001. Segundo o Plano Anual da Operação Energética - PEN 2012, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, os riscos de qualquer déficit de energia para o ano de 2013 são baixos, tornando baixa a possibilidade de um novo programa de racionamento de energia. Estes riscos podem ser mitigados gerando energia térmica de forma antecipada, utilizando os Procedimentos Operativos de Curto Prazo – POCP, ou por despacho antecipado autorizado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, deplecionando menos, assim, os reservatórios.

Risco de aceleração de dívidas: A Companhia e suas controladas possuem contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros. Essas cláusulas restritivas são monitoradas adequadamente e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações.

Risco regulatório: As tarifas de fornecimento de energia elétrica cobradas pelas controladas de distribuição dos consumidores cativos são fixadas pela ANEEL, de acordo com a periodicidade prevista nos contratos de concessão celebrados com o Governo Federal e em conformidade com a metodologia de revisão tarifária periódica estabelecida para o ciclo tarifário. Uma vez homologada essa metodologia, a ANEEL determina as tarifas a serem cobradas pelas distribuidoras dos consumidores finais. As tarifas assim fixadas, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995, devem assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão no momento da revisão tarifária, o que pode gerar reajustes menores em relação ao esperado pelas controladas de distribuição, embora compensados em períodos subsequentes por outros reajustes.

Gerenciamento de Riscos dos Instrumentos Financeiros

A Companhia e suas controladas mantêm políticas e estratégias operacionais e financeiras visando liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Desta forma possuem procedimentos de controle e acompanhamento das transações e saldos dos instrumentos financeiros, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas vigentes em relação às praticadas no mercado.

Controles para gerenciamento dos riscos: Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros e de modo a monitorar os procedimentos estabelecidos pela administração, a Companhia e suas controladas utilizam-se de sistema de software (MAPS), tendo condições de calcular o Mark to Market, Stress Testing e Duration dos instrumentos, e avaliar os riscos aos quais a Companhia e suas controladas estão expostas. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pela Companhia e suas controladas suportados por estas ferramentas, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia e suas controladas têm a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a administração considera como risco. Adicionalmente, a Companhia e suas controladas não realizam

transações envolvendo derivativos exóticos ou especulativos. Além disso, a Companhia atende aos requisitos da Lei Sarbanes-Oxley tendo, portanto, políticas internas de controles que primam por um ambiente rígido de controle para a minimização da exposição dos riscos.

(34) INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Os principais instrumentos financeiros, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pelo grupo são, como segue:

Ativo	Categoria	Mensuração	Nível (*)	31/12/2012		31/12/2011	
				Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Caixa e equivalentes de caixa (nota 5)	(a)	(2)	Nível 1	1.157.375	1.157.375	2.699.837	2.699.837
Caixa e equivalentes de caixa (nota 5)	(a)	(2)	Nível 2	1.320.519	1.320.519	-	-
Consumidores, concessionárias e permissionárias (nota 6)	(b)	(1)	n/a	2.430.618	2.430.618	2.056.580	2.056.580
Arrendamentos	(b)	(1)	n/a	41.443	41.443	29.102	29.102
Titulos e valores mobiliários	(c)	(1)	n/a	3.939	3.939	120.578	120.578
Titulos e valores mobiliários	(a)	(2)	Nível 1	2.161	2.161	36.908	36.908
Derivativos (nota 34)	(a)	(2)	Nível 2	487.308	487.308	219.375	219.375
Ativo financeiro da concessão (nota 10)	(d)	(2)	Nível 3	2.342.796	2.342.796	1.376.664	1.376.664
Outros ativos financeiros (**)	(b)	(1)	n/a	427.620	427.620	221.677	221.677
				8.213.779	8.213.779	6.760.719	6.760.719
Passivo							
Fornecedores (nota 15)	(e)	(1)	n/a	1.695.469	1.695.469	1.240.143	1.240.143
Empréstimos e financiamentos (nota 16)	(e)	(1)	n/a	8.410.657	8.256.545	6.740.144	6.554.672
Empréstimos e financiamentos (nota 16) (****)	(a)	(2)	Nível 2	2.388.245	2.388.245	1.704.254	1.704.254
Debêntures - principal e encargos (nota 17)	(e)	(1)	n/a	6.327.216	6.532.832	5.163.388	5.350.263
Taxas regulamentares (nota 19)	(e)	(1)	n/a	114.488	114.488	145.146	145.146
Derivativos (nota 34)	(a)	(2)	Nível 2	445	445	24	24
Uso do bem público - UBP (nota 22)	(e)	(1)	n/a	491.579	491.579	469.664	469.664
Outros passivos financeiros (****)	(e)	(1)	n/a	173.385	173.385	333.928	333.928
				19.601.484	19.652.987	15.796.693	15.798.096

(*) Refere-se a hierarquia para determinação do valor justo

(**) Outros ativos financeiros incluem: (i) Cauções, fundos e depósitos vinculados, (ii) Fundo vinculado a empréstimo em moeda estrangeira, (iii) Serviços prestados a terceiros, (iv) Reembolso RGR e (v) Convênios de arrecadação todos divulgados na nota 11.

(****) Outros passivos financeiros incluem: (i) Consumidores e concessionárias, (ii) Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, (iii) Empresa de Pesquisa Energética - EPE, (iv) Convênio de arrecadação, (v) Fundo de reversão e (vi) Aquisição de negócios todos divulgados na nota 23.

(*****) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, o consolidado apresentou uma perda de R\$88.206 (R\$14.350 em 2011)

Legenda

Categoria:	Mensuração:
(a) - Valor justo contra o resultado	(1) - Mensurado ao custo amortizado
(b) - Empréstimos e recebíveis	(2) - Mensurado ao valor justo
(c) - Mantidos até o vencimento	
(d) - Disponível para Venda	
(e) - Outros passivos financeiros	

a) Valorização dos Instrumentos Financeiros

Conforme mencionado na nota 4, o valor de mercado de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate) trazido a valor presente pelo fator de desconto (referente à data de vencimento do título) obtido da curva de juros de mercado em reais.

O CPC 40 e IFRS 7 requerem a classificação em uma hierarquia de três níveis para mensurações a valor justo dos instrumentos financeiros, baseada em informações observáveis e não observáveis referentes à valorização de um instrumento financeiro na data de mensuração.

O CPC 40 e IFRS 7 também definem informações observáveis como dados de mercado obtidos de fontes independentes e informações não observáveis que refletem premissas de mercado.

Os três níveis de hierarquia de valor justo são:

- Nível 1: Preços cotados em mercado ativo para instrumentos idênticos;
- Nível 2: Informações observáveis diferentes dos preços cotados em mercado ativo que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços);
- Nível 3: Instrumentos cujos fatores relevantes não são dados observáveis de mercado.

Em função das controladas de distribuição terem classificado os respectivos ativos financeiros da concessão como disponíveis para venda, os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis. Por isso, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3. A

movimentação entre exercícios e respectivos ganhos (perdas) no resultado do exercício estão evidenciados na nota 10, não havendo efeito no patrimônio líquido.

A Companhia registra no consolidado, em “Investimentos ao custo” a participação de 5,93% que a controlada indireta Paulista Lajeado Energia S.A. detém no capital total da Investco S/A, sendo 28.154 ações ordinárias e 18.593 ações preferenciais. Uma vez que esta Sociedade não possui ações cotadas em bolsa e que o objetivo principal de suas operações é gerar energia elétrica que será comercializada pelos respectivos acionistas detentores da concessão, a Companhia optou por registrar o respectivo investimento ao seu valor de custo.

b) Instrumentos Derivativos

A Companhia e suas controladas possuem política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge*) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, não possuindo, portanto, objetivos especulativos na utilização dos instrumentos derivativos. A Companhia e suas controladas possuem *hedge* cambial em volume compatível com a exposição cambial líquida, incluindo todos os ativos e passivos atrelados à variação cambial.

Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia e suas controladas são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. Uma vez que grande parte dos derivativos contratados pelas controladas (nota 16) possui prazos perfeitamente alinhados com a respectiva dívida protegida, e de forma a permitir uma informação contábil mais relevante e consistente através do reconhecimento de receitas e despesas, tais dívidas foram designadas para o registro contábil a valor justo. As demais dívidas que possuem prazos diferentes dos instrumentos derivativos contratados para proteção, continuam sendo reconhecidas ao respectivo valor de custo amortizado. Ademais, a Companhia e suas controladas não adotaram a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) para as operações com instrumentos derivativos.

Em 31 de dezembro de 2012 a Companhia e suas controladas detinham as seguintes operações de *swap*:

Estratégia / Empresa / Contrapartes	Valores de mercado (contábil)			Valores a custo, líquidos	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador	Faixa de vencimento	Nocional	Mercado de negociação
	Ativo	(Passivo)	Valores de mercado, líquidos						
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo:									
Hedge variação cambial:									
CPFL Paulista									
BNP Paribas	55.530	-	55.530	49.156	6.374	dólar	06/2014	160.000	balcão
J.P.Morgan	25.983	-	25.983	22.834	3.149	dólar	07/2014	78.250	balcão
J.P.Morgan	27.453	-	27.453	24.552	2.901	dólar	08/2014	76.700	balcão
Morgan Stanley	19.953	-	19.953	15.852	4.101	dólar	09/2016	85.475	balcão
Bank of America	75.743	-	75.743	67.918	7.824	dólar	07/2014	235.050	balcão
Bank of America	61.153	-	61.153	46.303	14.849	dólar	07/2016	156.700	balcão
Societe Generale	13.755	-	13.755	10.762	2.993	dólar	08/2016	33.173	balcão
Citibank	19.843	-	19.843	15.613	4.230	dólar	09/2016	85.750	balcão
HSBC	9.117	-	9.117	7.657	1.460	dólar	09/2014	41.050	balcão
Scotia Bank	1.130	-	1.130	(739)	1.869	dólar	07/2016	49.000	balcão
Subtotal	309.659	-	309.659	259.909	49.750				
CPFL Piratinga									
BNP Paribas	16.539	-	16.539	14.761	1.778	dólar	07/2014	45.990	balcão
J.P.Morgan	54.783	-	54.783	49.079	5.704	dólar	08/2014	153.400	balcão
Bank of America	26.254	-	26.254	21.137	5.117	dólar	08/2016	80.250	balcão
Societe Generale	18.049	-	18.049	14.122	3.927	dólar	08/2016	43.527	balcão
Citibank	3.970	-	3.970	3.358	612	dólar	08/2016	12.840	balcão
Scotia Bank	1.476	-	1.476	(965)	2.441	dólar	07/2016	64.000	balcão
Subtotal	121.071	-	121.071	101.492	19.579				
CPFL Sul Paulista									
Citibank	1.836	-	1.836	1.655	180	dólar	09/2014	8.000	balcão
JPMorgan	(176)	-	(176)	(414)	238	dólar	07/2015	10.500	balcão
Scotia Bank	35	-	35	(199)	235	dólar	07/2015	10.500	balcão
Subtotal	1.695	-	1.695	1.042	653				
CPFL Santa Cruz									
JPMorgan	-	(336)	(336)	(789)	453	dólar	01/2013	20.000	balcão
CPFL Leste Paulista									
Citibank	1.812	-	1.812	1.655	157	dólar	09/2014	8.000	balcão
Scotia Bank	23	-	23	(474)	498	dólar	07/2015	25.000	balcão
Subtotal	1.836	-	1.836	1.181	654				
CPFL Mococa									
Citibank	1.606	-	1.606	1.448	158	dólar	09/2014	7.000	balcão
Scotia Bank	37	-	37	(209)	246	dólar	07/2015	11.000	balcão
Subtotal	1.643	-	1.643	1.240	403				
CPFL Jaguari									
Citibank	2.006	-	2.006	1.830	176	dólar	08/2014	7.000	balcão
Scotia Bank	44	-	44	(247)	290	dólar	07/2015	13.000	balcão
Subtotal	2.050	-	2.050	1.584	466				
CPFL Geração									
Citibank	31.695	-	31.695	26.586	5.109	dólar	08/2016	100.000	balcão
RGE									
J.P.Morgan	2.085	-	2.085	(546)	2.631	dólar	07/2012 a 07/2016	94.410	balcão
Citibank	15.388	-	15.388	13.334	2.054	dólar	04/2012 a 04/2016	128.590	balcão
Subtotal	17.473	-	17.473	12.788	4.685				
Subtotal	487.121	(336)	486.785	405.032	81.753				
Derivativos de proteção de dívidas não designadas a valor justo									
Hedge variação cambial:									
CPFL Paulista									
Merrill Lynch	(3)	-	(3)	(11)	8	dólar	04/2013	1.816	balcão
Merrill Lynch	1	-	1	(6)	7	dólar	10/2013	1.002	balcão
Merrill Lynch	24	-	24	(57)	81	dólar	10/2014	9.867	balcão
Subtotal	22	-	22	(73)	95				
CPFL Geração									
Votorantim	(776)	(109)	(885)	(946)	61	dólar	de 01/2013 a 12/2014	57.678	balcão
Hedge variação de taxa de juros (1)									
CPFL Energia									
Citibank	611	-	611	142	469	CDI + spread	09/2014	300.000	balcão
RGE									
Santander	244	-	244	19	225	CDI + spread	12/2011 a 12/2013	93.333	balcão
Citibank	83	-	83	7	76	CDI + spread	12/2011 a 12/2013	33.333	balcão
Subtotal	327	-	327	26	301				
Hedge variação de taxa de juros (2)									
CPFL Piratinga									
HSBC	2	-	2	2	-	TJLP	01/2013	1.139	balcão
Santander	2	-	2	2	-	TJLP	01/2013	1.140	balcão
Subtotal	4	-	4	4	-				
Subtotal	188	(109)	79	(847)	926				
Total	487.308	(445)	486.864	404.185	82.679				
Circulante	870	(109)							
Não circulante	486.438	(336)							
Total	487.308	(445)							

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide notas 16 e 17

⁽¹⁾ Os swaps para hedge de taxa de juros possuem validade semestral, assim o valor nocional reduz-se conforme ocorre amortização da dívida.

⁽²⁾ Os swaps para hedge de taxa de juros possuem validade mensal, assim o valor nocional reduz-se conforme ocorre a amortização da dívida.

Conforme mencionado acima, algumas controladas optaram por marcar a mercado dívidas para as quais possuem instrumentos derivativos totalmente atrelados, de modo que em 31 de dezembro de 2012 foi apurada uma perda de R\$ 13.682 (nota 16).

A Companhia e suas controladas têm reconhecido ganhos e perdas com os seus instrumentos derivativos. No entanto, por se tratarem de derivativos de proteção, tais ganhos e perdas minimizaram os impactos de variação cambial e variação de taxa de juros incorridos nos respectivos endividamentos protegidos. Para os exercícios de 2012 e de 2011, os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado consolidado:

Empresa	Risco protegido / operação	Conta contábil	Ganho (Perda)	
			2012	2011
CPFL Energia	Varição de taxas de juros	Despesa financeira - operação de swap	356	161
CPFL Energia	Marcação a mercado	Despesa financeira - ajuste a valor justo	451	(608)
CPFL Paulista	Varição cambial	Despesa financeira - operação de swap	60.219	169.033
CPFL Paulista	Marcação a mercado	Despesa financeira - ajuste a valor justo	50.866	8.611
CPFL Piratininga	Varição de taxas de juros	Despesa financeira - operação de swap	207	6
CPFL Piratininga	Varição cambial	Despesa financeira - operação de swap	20.949	59.514
CPFL Piratininga	Marcação a mercado	Despesa financeira - ajuste a valor justo	19.711	118
RGE	Varição de taxas de juros	Despesa financeira - operação de swap	498	217
RGE	Varição cambial	Despesa financeira - operação de swap	9.130	-
RGE	Marcação a mercado	Despesa financeira - ajuste a valor justo	4.596	168
CPFL Geração	Varição de taxas de juros	Despesa financeira - operação de swap	167	(468)
CPFL Geração	Varição cambial	Despesa financeira - operação de swap	8.261	13.630
CPFL Geração	Marcação a mercado	Despesa financeira - ajuste a valor justo	5.676	2.495
CPFL Santa Cruz	Varição cambial	Despesa financeira - operação de swap	(789)	-
CPFL Santa Cruz	Marcação a mercado	Despesa financeira - ajuste a valor justo	453	-
CPFL Leste Paulista	Varição cambial	Despesa financeira - operação de swap	(87)	749
CPFL Leste Paulista	Marcação a mercado	Despesa financeira - ajuste a valor justo	653	(23)
CPFL Sul Paulista	Varição cambial	Despesa financeira - operação de swap	(226)	749
CPFL Sul Paulista	Marcação a mercado	Despesa financeira - ajuste a valor justo	676	(23)
CPFL Jaguarí	Varição cambial	Despesa financeira - operação de swap	138	985
CPFL Jaguarí	Marcação a mercado	Despesa financeira - ajuste a valor justo	454	(6)
CPFL Mococa	Varição cambial	Despesa financeira - operação de swap	130	656
CPFL Mococa	Marcação a mercado	Despesa financeira - ajuste a valor justo	403	(21)
			182.892	255.942

c) Análise de Sensibilidade

Em consonância com a Instrução CVM nº 475/08, a Companhia e suas controladas realizaram análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais seus instrumentos financeiros (inclusive derivativos) estão expostos, basicamente representados por variação das taxas de câmbio e de juros, conforme demonstrado:

c.1) Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2012 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para três cenários distintos seria:

Instrumentos	Exposição (R\$ mil)	Risco	Consolidado		
			Depreciação cambial de 4,9%(*)	Depreciação cambial de 25%(**)	Depreciação cambial de 50%(**)
Instrumentos financeiros ativos	34.287	alta dólar	1.675	8.572	17.144
Instrumentos financeiros passivos	(2.526.520)	alta dólar	(123.390)	(631.630)	(1.263.260)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	2.463.835	alta dólar	120.328	615.959	1.231.918
Total do aumento	(28.397)		(1.387)	(7.099)	(14.199)

(*) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela BM&F

(**) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/08, os percentuais da depreciação cambial aplicados são referentes à taxa de câmbio de 31/12/2012.

c.2) Variação das taxas de juros

Supondo: (i) que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2012 fosse mantido, e (ii) que os respectivos indexadores anuais acumulados nos últimos 12 meses, para esta data base, permaneçam estáveis (CDI 8,38% a.a.; IGP-M 7,82% a.a.; TJLP 5,75% a.a.), os efeitos que seriam registrados nas demonstrações financeiras consolidadas para os próximos 12 meses seria uma despesa financeira líquida de R\$ 948.753. Caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o valor da despesa financeira líquida seria impactado em:

Instrumentos	Consolidado				
	Exposição (R\$ mil)	Risco	Cenário I(*)	Elevação de índice em 25%(**)	Elevação de índice em 50%(**)
Instrumentos financeiros ativos	2.851.070	alta CDI	(37.064)	59.730	119.460
Instrumentos financeiros passivos	(8.526.240)	alta CDI	110.841	(178.625)	(357.249)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(1.979.260)	alta CDI	25.730	(41.466)	(82.931)
	(7.654.431)		99.508	(160.360)	(320.721)
Instrumentos financeiros ativos	6.100	alta IGP-M	(146)	119	238
Instrumentos financeiros passivos	(548.830)	alta IGP-M	13.117	(10.730)	(21.459)
	(542.730)		12.971	(10.610)	(21.221)
Instrumentos financeiros passivos	(4.609.135)	alta TJLP	34.569	(66.256)	(132.513)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	2.290	alta TJLP	(17)	33	66
	(4.606.845)		34.551	(66.223)	(132.447)
Total do (aumento) redução	(12.804.005)		147.030	(237.194)	(474.388)

(*) Os índices de CDI, IGP-M e TJLP considerados de: 7,08%, 5,43%, 5%, respectivamente, foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

(**) Conforme requerimento da Instrução CVM n° 475/08, os percentuais de elevação dos índices são aplicados às informações em 31/12/2012.

d) Análise de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela combinação dos perfis de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros não-derivativos registrados em 31.12.2012, considerando principal e juros, e está baseada no fluxo de caixa não descontado considerando a data mais próxima em que a Companhia e suas controladas devem liquidar as respectivas obrigações.

31/12/2012	Consolidado						
	Média ponderada das taxas de juros	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores (nota 15)		1.176.748	498.406	15.847	4.467	-	1.695.469
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (nota 16)	7,97%	523.120	273.842	964.913	7.304.124	6.263.827	15.329.827
Debêntures - principal e encargos (nota 17)	8,10%	61.108	10.707	365.544	4.285.455	4.642.926	9.365.739
Taxas regulamentares (nota 19)		110.539	3.949	-	-	-	114.488
Uso do bem público (nota 22)	14,21%	630	764	31.117	73.413	3.353.996	3.459.920
Outros (nota 23)		27.533	112.810	15.292	-	17.750	173.386
Consumidores e concessionárias		20.576	33.244	6.423	-	-	60.243
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT		4.715	387	-	-	-	5.102
Empresa de Pesquisa Energética - EPE		2.242	308	-	-	-	2.550
Convênio de arrecadação		-	76.371	-	-	-	76.371
Fundo de reserva		-	-	-	-	17.750	17.750
Aquisição de negócios		-	2.500	8.869	-	-	11.369
Total		1.899.679	900.477	1.392.714	11.667.459	14.278.499	30.138.828

(35) COMPROMISSOS

Os compromissos da Companhia relacionados a contratos de longo prazo para compra de energia e para projetos para construção de usinas são como segue:

Obrigações contratuais em 31/12/2012	Vigência	2013	2014	2015	2016	A partir de 2016	Total
Compra de energia (exceto Itaipu)	Até 36 anos	6.025.901	5.747.821	5.817.806	6.188.190	70.143.401	93.923.119
Itaipu	Até 30 anos	1.099.773	1.112.594	1.116.810	1.143.117	12.595.799	17.068.094
Projetos de construção de usina (a)	Até 20 anos	886.146	510.106	74.265	34.305	557.530	2.062.352
TOTAL		8.011.819	7.370.521	7.008.881	7.365.612	83.296.731	113.053.565

- (a) Os projetos para construção de usinas incluem compromissos firmados basicamente para disponibilizar recursos na construção e aquisição da concessão relacionadas às controladas do segmento de energia renovável.

(36) ATIVOS E PASSIVOS REGULATÓRIOS

A Companhia possui os seguintes ativos e passivos contabilizados para fins regulatórios, que não estão registrados nas demonstrações financeiras consolidadas.

	Consolidado		
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2010
Ativos			
Consumidores, concessionárias e permissionárias			
Descontos TUSD (*) e irrigação	65.534	67.244	54.408
Diferimento de custos tarifários			
Parcela "A"	-	-	333
CVA (**)	897.364	404.148	333.621
	897.364	404.148	333.954
Despesas pagas antecipadamente			
Sobrecontratação	74.885	27.364	23.860
Subvenção baixa renda - perdas	2.064	17.922	34.994
Neutralidade dos encargos setoriais	2.850	224	-
Reajuste tarifário	2.696	467	-
Outros componentes financeiros	92.582	53.180	67.515
	175.078	99.157	126.369
Passivos			
Diferimento de ganhos tarifários			
Parcela "A"	(1.443)	(1.337)	(11.472)
CVA (**)	(373.784)	(488.500)	(364.365)
	(375.227)	(489.838)	(375.837)
Outras contas a pagar			
Revisão tarifária	(242.987)	-	-
Descontos TUSD (*) e irrigação	(363)	(127)	(1.923)
Sobrecontratação	(28.919)	(48.367)	(61.391)
Subvenção baixa renda - ganhos	(22.813)	(17.010)	(6.280)
Neutralidade dos encargos setoriais	(66.985)	(97.138)	(63.905)
Revisão tarifária - Rito provisório	-	(32.181)	-
Outros componentes financeiros	(4.254)	(5.739)	(29.666)
	(366.321)	(200.562)	(163.165)
Total Líquido	396.428	(119.851)	(24.272)

(*) Tarifa de uso do sistema de distribuição

(**) Conta de compensação de valores de itens da parcela "A"

As principais características destes ativos e passivos regulatórios são:

a) Descontos TUSD e Irrigação

As controladas de distribuição reconheciam ativos e passivos regulatórios referentes aos descontos especiais aplicados à TUSD para os clientes livres com suprimento de energia elétrica oriundo de fontes alternativas de energia, e às tarifas de Fornecimento aplicáveis às atividades de irrigação e aquicultura.

b) CVA

Refere-se ao mecanismo de compensação das variações ocorridas nos custos não gerenciáveis incorridos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica. Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da

tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.

c) Sobrecontratação

As distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras e déficits de energia elétrica, limitados em 3% do requisito de carga.

d) Subvenção - Baixa Renda

Refere-se a subsídios concedidos aos consumidores com direito ao benefício da Tarifa Social de Energia Elétrica (Baixa Renda) por estarem inscritos no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal - CadÚnico, independentemente do seu consumo de energia.

e) Neutralidade dos Encargos Setoriais

Refere-se à neutralidade dos encargos setoriais na tarifa, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados e os valores contemplados na tarifa.

g) Revisão tarifária / Rito provisório

A revisão tarifária de 2011 da controlada CPFL Piratininga deveria ter ocorrido em 23 de outubro de 2011. Apesar de não ter ocorrido de forma final, para fins regulatórios a ANEEL, através do Despacho nº 4.991, de 29 de dezembro de 2011, estabeleceu que os respectivos ativos e passivos regulatórios deveriam ser calculados com base na melhor estimativa. No dia 16 de outubro de 2012, a diretoria colegiada da ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual - RTA de 2012 da controlada e foi considerado neste RTA de 2012 o impacto de 1/3 do componente financeiro da RTP de 2011. Através do Despacho nº 155, de 23 de janeiro de 2013, a ANEEL reviu a classificação contábil do rito provisório e criou a conta de ressarcimento de reposição na revisão tarifária periódica.

A revisão tarifária de 2012 das controladas CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa deveriam ter ocorrido em 07 de fevereiro de 2012. Apesar de não ter ocorrido de forma final, para fins regulatórios a ANEEL, através do Despacho nº 4.991, de 29 de dezembro de 2011, estabeleceu que os respectivos ativos e passivos regulatórios deveriam ser calculados com base na melhor estimativa.

f) Outros Componentes Financeiros

Refere-se principalmente à exposição CCEAR (Contrato de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado), garantias financeiras, subsídios às cooperativas e permissionárias e ajuste financeiro TUSD G (Tarifa do uso de sistema de distribuição faturada às geradoras).

Adicionalmente, as distribuidoras tiveram em seu reajuste tarifário, componentes financeiros concedidos de modo a ajustar revisão tarifária ou reajustes tarifários anteriores.

(37) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Transações oriundas de combinações de negócios				
Empréstimos, financiamentos e debêntures	-	-	(556.706)	(781.892)
Imobilizado adquirido por combinação de negócios	-	-	695.093	953.171
Intangível adquirido por combinação de negócios, líquido dos efeitos tributários	-	-	514.644	738.554
Outros ativos líquidos adquiridos por combinação de negócios	-	-	82.841	84.377
			735.872	994.210
Caixa adquirido na combinação de negócios	-	-	(28.278)	(6.826)
Preço de aquisição a pagar	-	-	(1.408)	(173.054)
Preço de aquisição pago	-	-	706.186	814.330
Outras transações				
Aumento de capital através de integralização de adiantamento para futuro aumento de capital em controladas	-	445	-	-
Aumento de capital através de capitalização de mútuo em controladas	-	18.464	-	-
Redução de capital em controladas através de transferência de investimentos	56.701	-	-	-
Provisão para custos socioambientais capitalizadas no imobilizado	-	-	33.528	-
Reversão de provisões para custos socioambientais capitalizadas no imobilizado	-	-	(66.773)	-
Transferência de ativo imobilizado para arrendamento mercantil	-	-	1.791	-
Juros capitalizados no imobilizado	-	-	32.527	6.861
Juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição	-	-	15.645	32.281

(38) FATO RELEVANTE E EVENTO SUBSEQUENTE

38.1 – Opção de Compra de Ações – acionistas controladores

Em Fato Relevante de 24 de janeiro de 2013, a Companhia foi informada pelos acionistas Bonaire e Energia SP FIA do exercício da opção de compra da totalidade das ações adicionais, correspondente a 4% das ações vinculadas ao Acordo de Acionistas da CPFL Energia detidas por VBC Energia S.A. e/ou suas sucessoras, e, por 521 Participações S.A, sucedida por BB Carteira Livre I (“BB CL I”), conforme previsto no Instrumento de Outorga de Opção de Compra, celebrado em 17 de julho de 2002 entre VBC, 521 e Bonaire.

Os acionistas VBC e suas sucessoras Camargo Corrêa S/A (“CCSA”) e ESC Energia S/A (“ESC”), bem como a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (PREVI), sucessora e quotista exclusiva do BB CL I, informaram à Companhia seu aceite em face do exercício da Opção de Compra, indicando, de forma clara e inequívoca, a vontade de alienar as ações vinculadas ao Acordo de Acionistas.

Deste modo, a CCSA alienará 11.804.530 ações vinculadas ao Energia SP FIA e a PREVI alienará 9.897.860 ações vinculadas ao Energia SP FIA. A titularidade das Ações Vinculadas passará, após a conclusão da operação, a ser a seguinte:

	Quantidade de Ações Vinculadas	
	Anterior à Alienação	Após a Alienação
VBC Energia S.A.	9.897.860	9.897.860
ESC Energia S.A.	224.188.344	224.188.344
Camargo Correa S.A.	11.804.530	0
BB Carteira Livre I FIA	196.276.558	196.276.558
Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - Previ	9.897.860	0
Energia São Paulo FIP	90.484.600	112.186.990
Bonaire Participações S.A.	10.000	10.000
Total	542.559.752	542.559.752

Os procedimentos necessários ao cálculo final do preço das ações, bem como os entendimentos relativos ao pagamento do preço teve início no dia 25 de janeiro de 2013 e a efetiva transferência das ações deverá ocorrer até 25 de março de 2013.

38.2 Emissão de debêntures

Em 31 de janeiro de 2013 foi aprovada através de RCAs das controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE a emissão de debêntures nominativas e escriturais, em série única, da espécie quirografária, não conversíveis em ações e com garantia fidejussória da Companhia. As debêntures terão prazo de vigência de 8 anos a partir da data de emissão, com vencimento em fevereiro de 2021.

	Quantidade	Valor Nominal Unitário	Valor Total da Emissão	Remuneração
			R\$ mil	
CPFL Paulista	50.500	10.000	505.000	CDI + 0,83% a.a.
CPFL Piratininga	23.500	10.000	235.000	CDI + 0,83% a.a.
RGE	17.000	10.000	170.000	CDI + 0,83% a.a.

Os recursos obtidos serão destinados ao alongamento do endividamento e reforço de capital de giro das controladas. Para as controladas CPFL Paulista e CPFL Piratininga, os recursos foram liberados em 22 de fevereiro de 2013. Para a controlada RGE, a previsão de liberação dos recursos é até o final de fevereiro de 2013.

38.3 – Medida Provisória (“MP”) nº 579/2012, (convertida na Lei 12.783 em janeiro de 2013) – Prorrogação das concessões e outros assuntos de interesse

Em 11 de setembro de 2012 o Governo Federal publicou a MP nº 579, que trata da prorrogação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, cujos contratos de concessão são respectivamente alcançados pelos artigos 19, 17 e 22 da Lei nº 9.074/1995, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, entre outras providências.

De acordo com o texto da MP nº 579, os contratos de concessão de distribuição e geração de energia elétrica alcançados por esta MP poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até trinta anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço, a modicidade tarifária e o atendimento a critérios de racionalidade operacional e econômica. Os aditivos envolvendo as geradoras que tiveram seus contratos prorrogados foram assinados no final de 2012. O processo de prorrogação das distribuidoras, incluindo a definição de suas condições, ainda não foi iniciado pelo Poder Concedente.

Para a geração, a prorrogação dependeu da aceitação expressa das seguintes principais condições: (i) remuneração por tarifa calculada pela ANEEL para cada usina hidrelétrica, (ii) alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina hidrelétrica às concessionárias de serviço público de

distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, a ser definida pela ANEEL, conforme regulamento do poder concedente; e (iii) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL. Para o cálculo do valor da sua indenização, que corresponde às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, foi utilizada a metodologia de valor novo de reposição ("VNR"), conforme cálculos efetuados pela Empresa de Planejamento Energético ("EPE").

As concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que não forem prorrogadas, nos termos desta MP, serão licitadas, na modalidade leilão ou concorrência, por até trinta anos.

Dentre as empresas controladas pela CPFL Energia, as únicas impactadas diretamente por esta MP são as distribuidoras CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista e CPFL Santa Cruz, cujos contratos de concessão têm prazo de vencimento para julho de 2015. Estas controladas protocolaram pedido de prorrogação da concessão em 28 de junho de 2012 os quais foram ratificados em 10 de outubro de 2012, em função da mudança promovida pela MP nº 579. Embora não seja possível neste momento determinar precisamente os impactos que esta MP trará sobre estas distribuidoras, uma vez que as condições de prorrogação só serão conhecidas quando o Poder Concedente divulgar a minuta do Termo Aditivo do Contrato de Concessão, a Administração da Companhia e suas controladas, em seu melhor julgamento, entendem que os efeitos, se houver, não serão relevantes.

Para a distribuidora CPFL Leste Paulista, que detém concessão de geração e ainda não passou por um processo de desverticalização, a ANEEL informou através do ofício nº 186 de 03 de dezembro de 2012 os valores a serem indenizados relativos ao projeto básico da Usina Rio do Peixe II que serão recebidos pela Companhia no montante de R\$ 34.444 (nota 10).

As demais distribuidoras controladas pela CPFL Energia, por possuírem prazo de concessão vincendo em 2027 e 2028, não foram afetadas diretamente por esta MP. De forma a incorporar os efeitos da MP, a ANEEL homologou o resultado das revisões extraordinárias ("RTE") de 2013 para todas as distribuidoras de energia elétrica, aplicadas 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 estão computados os efeitos das extinções da RGR e CCC, a redução da CDE e a redução dos custos de transmissão. Cabe citar que essa RTE não traz impacto no resultado. Os efeitos médios para os consumidores das distribuidoras foram:

Distribuidoras	Resolução homologatória nº	Percepção do consumidor (*)
CPFL Paulista	1.433	-20,42%
CPFL Piratininga	1.424	-26,70%
RGE	1.411	-22,81%
CPFL Santa Cruz	1.452	-23,72%
CPFL Jaguari	1.450	-25,33%
CPFL Mococa	1.451	-24,38%
CPFL Leste Paulista	1.449	-26,42%
CPFL Sul Paulista	1.453	-23,83%

Quanto aos segmentos de geração (convencional e renováveis), a Companhia entende que esta MP não afetará diretamente seus negócios, considerando que os vencimentos de suas concessões e autorizações de exploração outorgadas pela ANEEL somente ocorrerão a partir do ano 2027 e, também, seus contratos de venda de energia terem sido contratados por meio de contratos bilaterais, Proinfa, Energia de Reserva, CCEAR e terem, na sua maioria, prazos entre 15, 20 e 30 anos.

(*) informação não examinada pelos auditores independentes.

38.4 – Memorando de Entendimentos - Grupo Rede

Conforme Fato Relevante de 19 de dezembro de 2012, a Companhia, a Equatorial Energia S.A. (“Equatorial”) e Jorge Queiroz de Moraes Junior (“Acionista Controlador”) firmaram um “Compromisso de Investimento, Compra e Venda e Outras Avenças”, vinculante, com o seguinte objeto: (i) alienação à Equatorial pelo Acionista Controlador de sua participação direta e indireta no controle na Rede Energia S.A. (“Rede”) e demais sociedades por esta controladas (“Aquisição”); e (ii) realização pela Equatorial e CPFL Energia dos investimentos necessários para a recuperação operacional e financeira das sociedades do Grupo Rede, incluindo as concessionárias de distribuição de energia elétrica controladas pela Rede, que se encontram sob intervenção da ANEEL (“Investimento”). A Aquisição será realizada por R\$ 1,00 (hum real) e o Investimento será realizado por meio de estrutura ainda a ser definida. A definição final depende da evolução das condições precedentes, cujas principais estão descritas abaixo.

A Aquisição e o Investimento são transações interdependentes, e as principais condições precedentes são as seguintes: (i) anuência prévia da ANEEL com o conseqüente levantamento das intervenções relativas às concessionárias controladas pela Rede; (ii) aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE; (iii) aprovação por credores da Rede e demais sociedades do grupo Rede em recuperação judicial do plano de recuperação judicial (iv) obtenção das devidas aprovações por parte de determinados credores e acionistas minoritários das sociedades envolvidas, nos termos da legislação, contratos e acordos de acionistas aplicáveis; e (v) obtenção das anuências societárias aplicáveis.

A Companhia manterá o mercado devidamente informado a respeito do Investimento e da respectiva definição de estrutura.

DIRETORIA

WILSON P. FERREIRA JUNIOR
Diretor Presidente

LORIVAL NOGUEIRA LUZ JUNIOR
Diretor Vice-Presidente Financeiro
e de Relações com Investidores

CARLOS MÁRCIO FERREIRA
Diretor Vice-Presidente de Operações

CARLOS DA COSTA PARCIAS JÚNIOR
Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios

JOSÉ MARCOS CHAVES DE MELO
Diretor Vice-Presidente Administrativo

RICARDO CLEBER ZANGIROLAMI
Diretor Vice-Presidente de Rel. Institucionais

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

MURILO CESAR L.S. PASSOS
Presidente

IVAN DE SOUZA MONTEIRO
Vice-Presidente

CONSELHEIRO

CLAUDIO BORIN GUEDES PALAIA
FRANCISCO CAPRINO NETO
HELENA KERR DO AMARAL
RENÉ SANDA

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

ANTÔNIO CARLOS BASSALO
Diretor de Contabilidade
CT CRC. 1SP085.131/O-8

SÉRGIO LUIZ FELICE
Gerente de Contabilidade
CT CRC. 1SP192.767/O-6

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da CPFL Energia S.A., no desempenho de suas atribuições legais, tendo examinado o Relatório da Administração, as demonstrações financeiras do Exercício Social de 2012, ante os esclarecimentos prestados pela Diretoria da Companhia, pelos representantes da Auditoria Externa e, ainda, com base no parecer da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, datado de 05 de março de 2013, é de opinião que os referidos documentos estão em condições de serem apreciados e votados pela Assembleia Geral Ordinária de Acionistas.

São Paulo, 13 de março de 2013.

José Reinaldo Magalhães
Presidente

Daniela Corci Cardoso
Conselheiro

Adalgiso Fragoso de Faria
Conselheiro

Wilton de Medeiros Daher
Conselheiro

Carlos Alberto Cardoso Moreira
Conselheiro

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
CPFL Energia S.A.
São Paulo - SP

Introdução

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da CPFL Energia S.A. (“CPFL Energia” ou “Companhia”), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem os balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2012 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da Administração sobre as demonstrações financeiras

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e das demonstrações financeiras consolidadas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo “International Accounting Standards Board - IASB”, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das

estimativas contábeis feitas pela Administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Opinião sobre as demonstrações financeiras individuais

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais anteriormente referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da CPFL Energia S.A. em 31 de dezembro de 2012, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas anteriormente referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira consolidada da CPFL Energia S.A. em 31 de dezembro de 2012, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo naquela data, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo “International Accounting Standards Board - IASB” e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Ênfase

Demonstrações financeiras individuais

Conforme descrito na nota explicativa nº 2.1, as demonstrações financeiras individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso da Companhia, essas práticas diferem da IFRS, aplicável às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, enquanto que, para fins de IFRS, seria custo ou valor justo. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Examinamos, também, as demonstrações individuais e consolidadas do valor adicionado (DVAs), referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012, preparadas sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e apresentadas como informação suplementar pelas IFRSs que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Valores correspondentes

Os valores correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011, apresentados para fins de comparação, foram anteriormente auditados por outros auditores independentes, que emitiram seu relatório em 5 de março de 2013, contendo parágrafos de ênfase, sem modificação da opinião, referentes: (i) à diferença na avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras individuais, enquanto que, para fins de IFRS, seria custo ou valor justo; e (ii) aos ajustes das demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2011, conforme descrito na nota explicativa nº 2.9.

Campinas, 5 de março de 2013

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC nº 2 SP 011609/O-8

Marcelo Magalhães Fernandes
Contador
CRC nº 1 SP 203310/O-6

DECLARAÇÃO

Em atendimento ao disposto nos incisos V e VI do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, o presidente e os diretores da CPFL Energia S.A, sociedade por ações de capital aberto, com sede na Rodovia Campinas, km 2,5 CEP 13088-900 Campinas - São Paulo, inscrita no CNPJ sob nº 04.172.213/0001-51, declaram que:

- a) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer da DELOITTE TOUCHE TOHMATSU, relativamente as demonstrações contábeis da **CPFL Energia** do exercício social findo em 31 de dezembro de 2012;
- b) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações contábeis da **CPFL Energia** do exercício social findo em 31 de dezembro de 2012.

Campinas, 5 de março de 2013.

WILSON P. FERREIRA JUNIOR
Diretor Presidente

LORIVAL NOGUEIRA LUZ JUNIOR
Diretor Financeiro
e de Relações com Investidores

JOSÉ MARCOS CHAVES DE MELO
Diretor Vice-Presidente Administrativo

CARLOS MARCIO FERREIRA
Diretor Vice-Presidente de Operações

CARLOS DA COSTA PARCIAS JÚNIOR
Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios

RICARDO CLEBER ZANGIROLAMI
Diretor Vice-Presidente de Rel. Institucionais

Proposta de Orçamento de Capital

RESERVA DE RETENÇÃO DE LUCROS PARA INVESTIMENTOS

Propõe-se que o saldo remanescente dos lucros acumulados no valor de R\$ R\$ 326.899.588,84 (trezentos e vinte e seis milhões, oitocentos e noventa e nove mil, quinhentos e oitenta e oito reais e oitenta e quatro centavos) seja destinado à reserva de retenção de lucros para investimento de forma a atender aos projetos de investimentos previstos no orçamento das controladas do segmento de distribuição para o ano de 2013. Visando o atendimento ao artigo 196 da Lei 6.404/76, o orçamento de investimento, cujo resumo segue abaixo, deverá ser submetido à aprovação da Assembleia Geral Ordinária.

Fontes	Em milhões
	R\$
Retenção de Lucros (art. 196)	327
Financiamentos e geração de caixa	790
	<u>1.117</u>
Aplicações	
Expansão do sistema	497
Preservação do negócio	192
Projeto	208
Suporte operacional	166
Outros	54
	<u>1.117</u>