

Índice

1. Responsáveis pelo formulário

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis	1
---------------------------------------------------	---

2. Auditores independentes

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores	2
2.3 - Outras informações relevantes	3

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações Financeiras	4
3.2 - Medições não contábeis	5
3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras	6
3.4 - Política de destinação dos resultados	7
3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido	8
3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas	9
3.7 - Nível de endividamento	10
3.8 - Obrigações de acordo com a natureza e prazo de vencimento	11
3.9 - Outras informações relevantes	12

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco	13
4.2 - Comentários sobre expectativas de alterações na exposição aos fatores de risco	21
4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes	22
4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores	29
4.5 - Processos sigilosos relevantes	30
4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto	31
4.7 - Outras contingências relevantes	34
4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados	35

5. Risco de mercado

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado	36
--------------------------------------------------	----

Índice

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado	39
5.3 - Alterações significativas nos principais riscos de mercado	41
5.4 - Outras informações relevantes	42
6. Histórico do emissor	
6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM	43
6.3 - Breve histórico	44
6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas	52
6.6 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial	68
6.7 - Outras informações relevantes	69
7. Atividades do emissor	
7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas	70
7.2 - Informações sobre segmentos operacionais	71
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais	73
7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total	91
7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades	92
7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior	96
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades	97
7.8 - Relações de longo prazo relevantes	98
7.9 - Outras informações relevantes	99
8. Grupo econômico	
8.1 - Descrição do Grupo Econômico	110
8.2 - Organograma do Grupo Econômico	113
8.3 - Operações de reestruturação	114
8.4 - Outras informações relevantes	115
9. Ativos relevantes	
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros	116
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados	123

Índice

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia	125
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades	146
9.2 - Outras informações relevantes	152
10. Comentários dos diretores	
10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais	155
10.2 - Resultado operacional e financeiro	165
10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras	177
10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor	179
10.5 - Políticas contábeis críticas	187
10.6 - Controles internos relativos à elaboração das demonstrações financeiras - Grau de eficiência e deficiência e recomendações presentes no relatório do auditor	189
10.7 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios	190
10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras	191
10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras	192
10.10 - Plano de negócios	193
10.11 - Outros fatores com influência relevante	195
11. Projeções	
11.1 - Projeções divulgadas e premissas	196
11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas	197
12. Assembleia e administração	
12.1 - Descrição da estrutura administrativa	198
12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais	202
12.3 - Datas e jornais de publicação das informações exigidas pela Lei nº6.404/76	205
12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração	206
12.5 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem	208
12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal	209
12.7 - Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração	219
12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores	221

Índice

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros	223
12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores	225
12.12 - Outras informações relevantes	226

13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária	227
13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	230
13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	233
13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária	235
13.5 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão	236
13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	238
13.7 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária	239
13.8 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	240
13.9 - Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.6 a 13.8 - Método de precificação do valor das ações e das opções	241
13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários	242
13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal	244
13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria	245
13.13 - Percentual na remuneração total devido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores	246
13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam	247
13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor	248
13.16 - Outras informações relevantes	249

14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos	250
14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos	251
14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados	252

Índice

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos	253
15. Controle	
15.1 / 15.2 - Posição acionária	254
15.3 - Distribuição de capital	280
15.4 - Organograma dos acionistas	281
15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte	282
15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor	285
15.7 - Outras informações relevantes	286
16. Transações partes relacionadas	
16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas	287
16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas	288
16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado	433
17. Capital social	
17.1 - Informações sobre o capital social	434
17.2 - Aumentos do capital social	435
17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações	436
17.4 - Informações sobre reduções do capital social	437
17.5 - Outras informações relevantes	438
18. Valores mobiliários	
18.1 - Direitos das ações	439
18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública	440
18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto	441
18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados	442
18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos	443
18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação	447

Índice

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros	448
18.8 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor	449
18.9 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros	450
18.10 - Outras informações relevantes	451
19. Planos de recompra/tesouraria	
19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor	470
19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria	471
19.3 - Informações sobre valores mobiliários mantidos em tesouraria na data de encerramento do último exercício social	472
19.4 - Outras informações relevantes	473
20. Política de negociação	
20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários	474
20.2 - Outras informações relevantes	475
21. Política de divulgação	
21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações	476
21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas	477
21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações	478
21.4 - Outras informações relevantes	479
22. Negócios extraordinários	
22.1 - Aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor	480
22.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor	481
22.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais	482
22.4 - Outras informações relevantes	483

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Wilson P. Ferreira Junior

Cargo do responsável

Diretor Presidente

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Gustavo Estrella

Cargo do responsável

Diretor de Relações com Investidores

Os diretores acima qualificados, declaram que:

a. reviram o formulário de referência

b. todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19

c. o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira do emissor e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores

Possui auditor?	SIM
Código CVM	418-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	KPMG Auditores Independentes
CPF/CNPJ	57.755.217/0001-29
Período de prestação de serviço	01/04/2007
Descrição do serviço contratado	Auditoria das Demonstrações Financeiras para os exercícios sociais findos em 31/12/11, 31/12/10, 31/12/09, 31/12/08 e 31/12/07 e revisão especial das informações trimestrais destes exercícios, incluindo serviços de revisão da Declaração de Imposto de Renda.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	A remuneração total paga à KPMG Auditores Independentes no exercício de 2011 foi de aproximadamente R\$4.453 mil, dos quais os valores aproximados de (i) R\$3.628 mil referem-se ao serviço de auditoria das demonstrações contábeis e revisão das informações intermediárias; (ii) R\$ 70 mil referem-se a asseguarção sobre cumprimento de covenants financeiros; (iii) R\$559 mil referem-se a trabalhos requeridos pela ANEEL (CVA); (iv) R\$24 mil referem-se a laudo contábil a valor de livros de controladas; (v) R\$ 6 mil referem-se a trabalhos requeridos pela ANEEL (P&D) e (vi) R\$166 mil referem-se a revisão de Declaração de Imposto de Renda (para maiores informações sobre os serviços mencionados nos itens "ii" a "vi" acima, vide item 2.3). A Companhia não contratou a KPMG para a prestação de serviços que não sejam relacionados à auditoria durante o exercício de 2011.
Justificativa da substituição	N/A
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	N/A

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Jarib Brisola Duarte Fogaça	01/04/2007	012.163.378-02	Avenida Barão de Itapura,950, SL 54 6º andar, Botafogo, Campinas, R, Brasil, CEP 13020-431, Telefone (19) 21298700, Fax (19) 21298728, e-mail: jfogaça@kpmg.com.br

2.3 - Outras informações relevantes

2.3 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Conforme previsto no estatuto social da Companhia, a deliberação sobre a seleção e/ou destituição dos auditores externos da Companhia é de competência do Conselho de Administração. De acordo com o seu regimento interno, compete ao Conselho Fiscal (i) recomendar ao Conselho de Administração sobre a contratação, troca e remuneração dos auditores independentes da Companhia; e (ii) deliberar sobre a contratação dos auditores independentes da Companhia, para a prestação de outros serviços dos quais excetua-se a auditoria externa.

Conforme divulgado em Fato Relevante datado de 07 de novembro de 2011, a CPFL Energia em atendimento ao disposto no Artigo 31 da Instrução CVM nº 308/99, o qual determina a rotatividade dos auditores independentes a cada período de cinco anos, comunicou aos seus acionistas e ao mercado que, na reunião realizada em 26 de outubro de 2011, o Conselho de Administração aprovou a contratação da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes. A Deloitte iniciará suas atividades a partir da revisão das informações trimestrais (ITRs) do primeiro trimestre de 2012 e encerrará com as demonstrações financeiras anuais de 2014. A KPMG concordou com a substituição.

A KPMG prestou além dos serviços de auditoria das demonstrações contábeis e de revisão das informações intermediárias, os seguintes serviços relacionados à auditoria:

Natureza	Data do contrato	Duração	Valor	Percentual do total contratado de auditoria
Asseguração sobre cumprimento de covenants financeiros	06/04/2011, 24/05/2011, 21/11/2011, 28/12/2011	Média de 6 meses	69.600,00	2%
Trabalhos de procedimentos previamente acordados conforme requerido pela ANEEL - CVA	24/03/2011, 06/04/2011, 28/07/2011, 28/12/2011	Média de 5 meses	559.541,50	13%
Lauda contábil a valor de livros de controladas	27/05/2011 e 25/07/2011	Média de 3 meses	24.448,60	1%
Trabalhos de procedimentos previamente acordados conforme requerido pela ANEEL - P&D	19/05/2011	1 mês	5.509,00	0%
Revisão da DIPJ	14/04/2010	2 anos	166.037,31	4%
			825.136,41	19%

A Companhia não contratou a KPMG para a prestação de outros serviços que não sejam relacionados à auditoria durante o exercício de 2011.

3.1 - Informações Financeiras - Consolidado

(Reais)	Exercício social (31/12/2011)	Exercício social (31/12/2010)	Exercício social (31/12/2009)
Patrimônio Líquido	8.552.510.000,00	6.749.656.000,00	6.536.779.000,00
Ativo Total	27.413.057.000,00	20.056.797.000,00	18.490.759.000,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	12.764.028.000,00	12.023.729.000,00	11.358.006.000,00
Resultado Bruto	3.050.547.000,00	2.739.315.000,00	2.782.683.000,00
Resultado Líquido	1.582.384.000,00	1.560.037.000,00	1.688.868.000,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	962.274.260	481.137.130	479.910.938
Valor Patrimonial de Ação (Reais Unidade)	8,887808	14,028549	13,620817
Resultado Líquido por Ação	1,644421	3,242396	3,519128

3.2 - Medições não contábeis

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

3.2 Caso o emissor tenha divulgado, no decorrer do último exercício social, ou deseje divulgar neste formulário medições não contábeis, como Lajida (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) ou Lajir (lucro antes de juros e imposto de renda), o emissor deve:

a) informar o valor das medições não contábeis

Os montantes de EBITDA foram R\$ 3.768.797, R\$ 3.350.479 e R\$ 3.452.690 em 2011, 2010 e 2009 respectivamente.

b) fazer as conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras auditadas;

CONSOLIDADO (R\$ mil)	2011	2010	2009
Lucro líquido contábil	1.582.384	1.560.037	1.688.868
Impostos sobre o lucro	779.573	825.335	784.109
Resultado financeiro	688.590	353.943	309.706
Depreciação e amortização	801.203	691.793	673.073
Entidade de previdência privada	(82.953)	(80.629)	(3.066)
EBITDA	3.768.797	3.350.479	3.452.690

c) explicar o motivo pelo qual entende que tal medição é mais apropriada para a correta compreensão da sua condição financeira e do resultado de suas operações.

O EBITDA (LAJIDA) é calculado utilizando-se o lucro antes do imposto de renda e contribuição social, e adicionando o resultado financeiro, depreciação e amortização e a reversão do resultado com plano de pensão (Entidade de Previdência Privada). O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro, e não deve ser considerado como substituto para o lucro líquido como indicador do desempenho operacional da Companhia ou como substituto para o fluxo de caixa como indicador de liquidez. O EBITDA fornece uma medida gerencial útil do desempenho das empresas do grupo CPFL Energia e a definição de EBITDA utilizada pela Companhia pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras empresas.

A Administração da Companhia entende que o EBITDA é um indicador interessante para analisar o desempenho econômico operacional da Companhia em função de não ser afetado por (i) flutuações nas taxas de juros, (ii) alterações da carga tributária do imposto de renda e da contribuição social, bem como (iii) pelos níveis de depreciação e amortização, sendo normalmente utilizado por investidores e analistas de mercado, além de desconsiderar (iv) os efeitos da volatilidade do registro do resultado do plano de pensão.

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

3.3 Identificar e comentar qualquer evento subsequente às últimas demonstrações financeiras de encerramento de exercício social que as altere substancialmente.

Os eventos subsequentes são referentes às últimas demonstrações financeiras de exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2011, sendo 24 de fevereiro de 2012 a data de autorização de emissão destas demonstrações. Estes eventos dizem respeito à Companhia e suas controladas.

- **Aquisição das sociedades Atlântica I Parque Eólico S.A., Atlântica II Parque Eólico S.A., Atlântica IV Parque Eólico S.A. e Atlântica V Parque Eólico S.A.**

Em comunicado ao mercado de 13 de janeiro de 2012 a Companhia informou que 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 Atlântica").

O Complexo Atlântica é detentor 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 uma capacidade instalada de 120 MW. Tendo em vista o cumprimento de todas as condições precedentes para a conclusão da operação, incluindo a obtenção da anuência prévia da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), a controlada CPFL Renováveis passou a deter a totalidade das ações do Complexo Atlântica.

- **Aquisição da sociedade Bons Ventos Geradora de Energia S.A.**

Em 24 de fevereiro de 2012, a CPFL Renováveis divulgou em Fato Relevante a celebração do contrato de compra e venda de ações da sociedade BVP S.A., que detém 100% das ações da sociedade Bons Ventos Geradora de Energia S.A. ("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 total instalada de 157,5 MW. O preço total da aquisição é de R\$ 1.062 milhões, que compreende: (i) R\$ 600 milhões a ser pago aos vendedores (contraprestação transferida); e (ii) a assunção de dívida líquida no valor de R\$ 462 milhões, os quais poderão ser ajustados até a data do fechamento da aquisição, conforme previsto no contrato de compra e venda de ações. Estes parques eólicos localizam-se no estado do Ceará e se encontram em plena operação comercial, sendo que a totalidade da energia está contratada com a Eletrobrás por 20 anos, através do PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.

O fechamento da aquisição e o pagamento do respectivo preço da aquisição encontram-se sujeitos à satisfação das condições precedentes estabelecidas no contrato de compra e venda de ações e à obtenção das aprovações prévias pertinentes, nas quais se incluem a anuência da ANEEL, dos bancos financiadores, e dos órgãos de defesa da concorrência, incluindo o CADE – Conselho Administrativo de Defesa Econômica.

3.4 - Política de destinação dos resultados

3.4 Descrever a política de destinação dos resultados dos 3 últimos exercícios sociais, indicando:

a. regras sobre retenção de lucros;

O Estatuto Social da Companhia não prevê retenção de lucros, estando a Companhia sujeita ao artigo 196 da Lei 6.404/76, que estabelece que a Assembléia geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.

Nos 3 últimos exercícios sociais, a CPFL não realizou quaisquer retenções de lucros, a não ser a retenção do lucro líquido para constituição de reserva legal, indicada, de forma segregada para os anos de 2009, 2010 e 2011, no item 3.5.

b. regras sobre distribuição de dividendos;

O Estatuto Social estabelece que o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:

- a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;
- b) pagamento de dividendo obrigatório;
- c) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.

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.

Nossa Política de Dividendos estabelece que devemos distribuir ao menos 50% do lucro líquido ajustado, embora tenhamos na prática, distribuído 100% dos lucros após as devidas retenções legais.

De acordo com as práticas contábeis internacionais, CPC 24 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, os dividendos 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 financeiras.

c. periodicidade das distribuições de dividendos;

O Estatuto estabelece que o dividendo poderá ser pago antecipadamente a título de "dividendos intermediários" semestralmente, podendo ser declarado por períodos menores, se determinados pelo Conselho de Administração.

Historicamente, a Companhia vem distribuindo dividendos a cada semestre.

d. eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais.

A Companhia e suas controladas estão sujeitas a restrições de distribuição de dividendos em função de alguns empréstimos, mais especificamente empréstimos obtidos junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social - BNDES. Existem três situações que merecem destaque: (i) regra geral; (ii) controladas em conjunto pela CPFL Geração e (iii) EPASA.

A regra geral versa que as empresas podem distribuir dividendos se atendidas (i) integralmente as obrigações restritivas estabelecidas no contrato; e (ii) à manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Exemplos destes parâmetros podem ser: Endividamento financeiro líquido dividido pelo EBITDA e endividamento financeiro líquido dividido pela soma do endividamento financeiro líquido e o patrimônio líquido, entre outros.

No caso das controladas em conjunto pela CPFL Geração, os empréstimos captados junto ao BNDES pela controlada CERAN e pelas controladas indiretas em conjunto ENERCAN, BAESA e Foz do Chapecó, determinam restrições ao pagamento de dividendos a seus acionistas acima de parâmetros pré-estabelecidos sem a prévia anuência destas instituições.

Para o empréstimo da controlada indireta EPASA junto ao BNDES - modalidade FINEM - há cláusula restritiva quanto ao índice de cobertura do serviço da dívida em 1,1 vezes. Em caso de descumprimento, fica proibida a distribuição de dividendos acima do mínimo obrigatório até que o índice seja restabelecido.

Para mais detalhes sobre condições restritivas, vide notas 17 e 18 de nossas demonstrações financeiras.

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido

(Reais)	Exercício social 31/12/2011	Exercício social 31/12/2010	Exercício social 31/12/2009
Lucro líquido ajustado	1.510.831.000,00	1.489.529.000,00	1.629.086.000,00
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado	98,000000	82,000000	76,000000
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor	18,500000	23,100000	25,800000
Dividendo distribuído total	1.506.179.000,00	1.260.469.000,00	1.256.594.000,00
Lucro líquido retido	0,00	0,00	0,00
Data da aprovação da retenção			

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Dividendo Obrigatório						
Ordinária	377.708.000,00	30/09/2011	372.382.000,00	30/09/2010	407.272.000,00	30/09/2009
Outros						
Ordinária	1.128.471.000,00		888.087.000,00		849.322.000,00	

3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas

3.6 Informar se, nos 3 últimos exercícios sociais, foram declarados dividendos a conta de lucros retidos ou reservas constituídas em exercícios sociais anteriores.

Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, não foram declarados dividendos a conta de lucros retidos ou reservas constituídas em exercícios sociais anteriores.

3.7 - Nível de endividamento

Exercício Social	Montante total da dívida, de qualquer natureza	Tipo de índice	Índice de endividamento	Descrição e motivo da utilização de outro índice
31/12/2011	18.860.546.000,00	Índice de Endividamento	2,21000000	

3.8 - Obrigações de acordo com a natureza e prazo de vencimento

Exercício social (31/12/2011)					
Tipo de dívida	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total
Garantia Real	414.473.000,00	792.179.000,00	457.909.000,00	1.366.483.000,00	3.031.044.000,00
Quirografárias	4.084.964.000,00	2.984.009.000,00	3.446.076.000,00	5.314.453.000,00	15.829.502.000,00
Total	4.499.437.000,00	3.776.188.000,00	3.903.985.000,00	6.680.936.000,00	18.860.546.000,00

Observação

A separação dos valores das obrigações do emissor e suas controladas em função das garantias atreladas utilizaram as categorias garantia real, garantia flutuante e quirografária:

- Garantias reais: referem-se a recebíveis, vinculação de receitas, direitos creditórios, vinculação de bens próprios, alienação fiduciária e cessão fiduciária e penhor de quotas;
- Garantias flutuantes: A Companhia e suas controladas não possuem obrigações com esta categoria de garantias;
- Quirografárias: contemplam também as garantias fidejussórias que são as fianças e avais corporativos dados pela controladora às suas controladas, assim como os demais passivos sem garantia específica.

3.9 - Outras informações relevantes

3.9 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Todas as informações relevantes referentes a Informações Financeiras Seleccionadas foram divulgadas anteriormente.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

4. Fatores de risco

4.1 Descrever fatores de risco que possam influenciar a decisão de investimento, em especial, aqueles relacionados:

A Companhia já apresentava seus fatores de riscos em documentos públicos, tais como prospectos e 20-F (SEC), segregados por "**Riscos relacionados às nossas Operações e ao Setor Elétrico Brasileiro**" e "**Riscos Relacionados ao Brasil**". Vários destes riscos se enquadram em mais de uma natureza sugerida pelo Formulário de Referência. Desta forma, a Companhia observou qual era a natureza preponderante em cada risco e os classificou de acordo com as exigências do Formulário.

a. ao emissor;

Nós podemos adquirir outras empresas no setor elétrico como já fizemos no passado, o que poderia aumentar nossa alavancagem e afetar adversamente nossa performance consolidada.

Regularmente analisamos oportunidades para adquirir outras empresas dedicadas a atividades de geração (de fonte convencional ou renovável), transmissão e distribuição de energia elétrica. Se adquirirmos outras empresas de energia elétrica, isso poderá aumentar nossa alavancagem ou reduzir nosso lucro. Além disso, podemos não ser capazes de integrar as atividades das empresas adquiridas visando obter economias de escala e ganhos de eficiência esperados que sempre norteiam essas aquisições, sendo que o insucesso destas medidas pode afetar de maneira adversa nossa situação financeira e o resultado de nossas operações.

b. a seu controlador, direto ou indireto, ou grupo de controle;

Somos controlados por poucos acionistas, que agem de forma coordenada, e seus interesses podem conflitar com os interesses de V.Sa.

Em 31 de dezembro de 2011, a VBC Energia S.A., ou "VBC", PREVI (através da BB Carteira Livre I FIA), e Energia São Paulo FIP (incluindo por meio da Bonaire Participações S.A.), detinham 25,55%, 31,02% e 12,62%, respectivamente, das nossas ações ordinárias em circulação. Essas empresas são partes de um acordo de acionistas, por meio do qual compartilham o poder de controle de nossa Companhia. Nossos acionistas controladores poderão tomar medidas que podem ser contrárias aos interesses de V.Sa., podendo impedir outros acionistas, inclusive V.Sa., de bloquear essas medidas. Em particular, nossos acionistas controladores controlam as decisões de nossas assembleias e podem eleger a maioria dos membros de nosso Conselho de Administração. Nossos acionistas controladores podem determinar nossas ações em áreas como estratégia de negócios, financeira, distribuição, aquisição e alienação de ativos ou negócios. As decisões de nossos acionistas controladores quanto a estes assuntos podem divergir das expectativas ou preferências de nossos acionistas não controladores.

c. a seus acionistas;

Não houve nenhum fator de risco que se enquadrasse como preponderantemente relacionado "a seus acionistas".

d. a suas controladas e coligadas;

As tarifas que cobramos pelo fornecimento de energia elétrica a consumidores cativos são determinadas pela ANEEL em conformidade com contratos de concessão celebrados com o governo brasileiro, podendo nossa receita operacional ser adversamente afetada caso a ANEEL determine nossas tarifas de maneira que não nos seja favorável.

A ANEEL dispõe de ampla discricionariedade para determinar as tarifas cobradas por nossas distribuidoras de nossos consumidores. Nossas tarifas são determinadas de acordo com contratos de concessão celebrados com o Governo Federal e em conformidade com os regulamentos e decisões da ANEEL.

Nossos contratos de concessão e a legislação brasileira estabelecem um mecanismo que admite três tipos de reajustes tarifários: (i) o reajuste anual; (ii) a revisão periódica e (iii) a revisão extraordinária. Temos o direito de requerer a cada ano o reajuste anual, que é destinado a compensar certos efeitos da inflação sobre as tarifas e repassar aos consumidores certas alterações de nossa estrutura de custos cujo controle não gerenciamos, tais como o custo da energia elétrica que compramos de determinadas fontes e certos encargos regulatórios, incluindo encargos do uso da rede de transmissão e distribuição. Ademais, a ANEEL realiza a revisão periódica a cada quatro ou cinco anos, a qual tem, por finalidade, identificar a variação dos nossos custos, bem como determinar um fator de redução baseado em nossa

4.1 - Descrição dos fatores de risco

eficiência operacional que será aplicado em comparação com o índice de nossos reajustes tarifários anuais correntes, cujo objetivo é compartilhar quaisquer ganhos correlatos com nossos consumidores. Estamos, ainda, sujeitos a uma revisão extraordinária de nossas tarifas, o que poderá afetar (negativa ou positivamente) nossos resultados operacionais ou posição financeira.

Não há certeza de que a ANEEL irá estabelecer tarifas que nos beneficiem, tendo em vista as alterações na metodologia de cálculo no processo de revisão periódica. Adicionalmente, à medida que qualquer um desses reajustes não seja concedido pela ANEEL em tempo hábil, nossa situação financeira e o resultado de operações poderão ser adversamente afetados.

Em novembro de 2011, a ANEEL estabeleceu os critérios para a metodologia aplicável ao terceiro ciclo de revisões periódicas (2011 a 2014) por meio da Resolução Normativa nº 457/11. Para o terceiro ciclo, a ANEEL estabeleceu um novo critério para reconhecimentos dos custos que podem ser repassados aos consumidores. Além disso, a ANEEL aprovou uma nova metodologia de cálculo da TUSD e outros custos, por meio do qual as distribuidoras assumem todos os riscos de mercado resultantes de sinais tarifários. Se comparado com o ciclo anterior, esta nova metodologia impactará negativamente nossa condição financeira e o resultado de nossas operações.

Nós podemos ser penalizados pela ANEEL se não cumprirmos com os termos contidos nos nossos contratos de concessão, que podem nos acarretar multas, outras penalidades e, dependendo da gravidade do descumprimento, a caducidade de nossas concessões.

A ANEEL pode nos impor penalidades caso deixemos de cumprir com qualquer disposição dos nossos contratos de concessão. Dependendo da gravidade do descumprimento, as penalidades aplicáveis incluem:

- advertências;
- multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração;
- embargo à construção de novas instalações e equipamentos;
- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e
- extinção da concessão.

Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer de nossas concessões por meio de desapropriação por motivos de interesse público.

Atualmente estamos cumprindo com todas as condições relevantes de nossos contratos de concessão. No entanto, não podemos garantir que não seremos penalizados pela ANEEL por descumprimentos de nossos contratos de concessão ou que nossas concessões não serão revogadas no futuro. A indenização a que temos direito na ocorrência de eventual revogação de nossas concessões pode não ser suficiente para recuperarmos o valor integral de certos ativos. Caso qualquer de nossos contratos de concessão seja rescindido por razões que possam ser atribuídas a nós, o valor efetivo de indenização pelo poder concedente pode ser reduzido de maneira significativa por meio da imposição de multas ou outras penalidades. Por conseguinte, a imposição de multas ou penalidades às nossas distribuidoras ou a revogação de qualquer de nossas concessões pode acarretar em efeito adverso relevante sobre a nossa situação financeira e resultados de operações.

Podemos não ter a capacidade de repassarmos integralmente os custos de nossas compras de energia elétrica e, para satisfazer à nossa demanda, poderíamos ser obrigados a firmar contratos de curto prazo para adquirir energia elétrica a preços consideravelmente mais altos do que em nossos contratos de compra de longo prazo.

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, um distribuidor de energia elétrica deverá contratar antecipadamente, por meio de licitações públicas, 100% de suas necessidades previstas de energia elétrica para suas respectivas áreas de concessão. Previsões acima ou abaixo da demanda podem gerar impactos adversos. Caso nossa previsão de demanda se mostre incorreta e compramos energia elétrica em quantidade menor ou maior do que nossas necessidades, poderemos não ser capazes de realizar o repasse integral dos custos de nossas compras de energia e sermos forçados a celebrar contratos de curto prazo a preços substancialmente maiores do que aqueles celebrados em contratos de longo prazo. Por exemplo, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece, entre outras limitações, que se

4.1 - Descrição dos fatores de risco

nossas projeções ficarem significativamente abaixo de nossa demanda verificada, poderemos ser forçados a adquirir este saldo através de contratos de compra e venda de energia de prazo mais curto. Caso o preço de nossas aquisições de energia nos leilões públicos fique acima do Valor Anual de Referência estabelecido pelo Governo Federal, podemos não ser capazes de realizar o repasse integral do custo de nossas aquisições de energia. Nossas projeções de demanda de energia elétrica poderão mostrar-se imprecisas, inclusive como resultado da migração entre os diferentes mercados pelos consumidores (cativos e livres). Caso ocorram variações significativas entre a nossa demanda de energia elétrica e a quantidade de energia elétrica efetivamente adquirida, o resultado de nossas operações poderá ser adversamente afetado.

A construção, ampliação e operação de nossas instalações e equipamentos de geração e distribuição de energia elétrica envolvem riscos significativos que podem ensejar perda de receita ou aumento de despesas.

A construção, ampliação e operação de instalações e equipamentos destinados à geração e distribuição de energia elétrica envolvem muitos riscos, incluindo:

- a incapacidade de obter alvarás e aprovações governamentais necessários;
- indisponibilidade de equipamentos;
- interrupções de fornecimento;
- greves;
- paralisações trabalhistas;
- perturbação social;
- interferências climáticas e hidrológicas;
- problemas ambientais e de engenharia imprevistos;
- aumento nas perdas de energia elétrica, incluindo perdas técnicas e comerciais;
- atrasos operacionais e de construção, ou custos superiores ao previsto;
- incapacidade de vencer os leilões promovidos pela ANEEL;e
- indisponibilidade de financiamento adequado.

Se vivenciarmos esses ou outros problemas, poderemos não ser capazes de gerar e distribuir energia elétrica em quantidades compatíveis com nossas projeções, o que pode vir a afetar de maneira adversa nossa situação financeira e o resultado das nossas operações. .

Se formos incapazes de concluir nosso programa de investimento proposto no cronograma previsto, a operação e desenvolvimento de nosso negócio poderão ser afetados de forma adversa.

Planejamos investir aproximadamente R\$3.097 milhões em nossas atividades de geração, e R\$4.984 milhões em nossas atividades de distribuição durante o período de 2012 a 2016. Nossa capacidade de concluir esse programa de investimento depende de uma série de fatores, inclusive da nossa capacidade de cobrar tarifas adequadas pelos nossos serviços, nosso acesso aos mercados de capitais nacionais e internacionais e uma variedade de contingências operacionais e regulatórias, dentre outras. Não há certeza de que disporemos de recursos financeiros para concluir nosso programa de investimentos proposto, sendo que a impossibilidade de fazê-lo pode afetar de maneira adversa e relevante a nossa operação e o desenvolvimento dos nossos negócios.

Somos responsáveis por quaisquer perdas e danos em decorrência da prestação inadequada de serviços de energia elétrica, e nossas apólices de seguro contratadas podem não ser suficientes para cobrir totalmente tais perdas e danos.

Nos termos da legislação brasileira, temos responsabilidade objetiva por perdas e danos diretos e indiretos decorrentes da prestação inadequada de serviços de distribuição de energia elétrica. Além disso, nossas distribuidoras e geradoras poderão ser responsabilizadas por perdas e danos causados a terceiros em decorrência de interrupções ou distúrbios nos sistemas de geração, transmissão ou distribuição, sempre que essas interrupções ou distúrbios não forem atribuíveis a um integrante identificado do ONS. Não podemos assegurar que nossas apólices de seguro cobrirão integralmente os danos resultantes da prestação inadequada de serviços de energia, o que poderá nos causar um efeito adverso.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Nosso grau de endividamento e nossas obrigações de serviço de dívidas podem afetar adversamente nossa capacidade de conduzir nossas atividades e de realizar pagamentos desses financiamentos.

Em 31 de dezembro de 2011, tínhamos uma dívida (representada por empréstimos, financiamentos e debêntures) de R\$13.608 milhões. A nossa dívida aumenta a possibilidade de não termos caixa suficiente para pagar pontualmente o principal, juros e outros encargos relacionados a nosso endividamento. Adicionalmente, poderemos incorrer em dívidas adicionais, periodicamente, para financiar aquisições estratégicas, investimentos, *joint-ventures* ou para outros propósitos, sujeitos às restrições aplicáveis aos nossos financiamentos atuais. Caso incorramos em dívidas adicionais, os riscos relacionados à nossa dívida poderiam aumentar.

e. a seus fornecedores;

Podemos não ser capazes de criar, a partir dos negócios de geração que celebramos recentemente, os benefícios e retorno sobre investimento esperados.

Celebramos diversos negócios de geração de energia (eólica, termoeétrica e de biomassa) com investimentos consideráveis de capital. Possuímos um breve histórico operacional nestes setores e poderemos não ser capazes de fomentar a sinergia com nossos negócios tradicionais. Ademais:

- No negócio de biomassa, poderemos sofrer com a falta de cana de açúcar (matéria-prima necessária para a geração deste tipo de energia) no mercado. Além disso, dependemos, até certo grau, do desempenho de nossos parceiros nestes projetos e na construção e operação das usinas;
- No que diz respeito aos nossos parques eólicos em construção, dentre as incertezas e riscos relevantes, temos o risco financeiro associado com a diferença entre a energia gerada e a energia contratada por meio de Contrato de Energia de Reserva – CER, no qual assumimos os riscos da variação decorrente de: (a) ventos diferentes daqueles contemplados na fase de estudo do projeto; (b) atraso no início das operações nos parques eólicos em construção; e (c) disponibilidade de turbinas eólicas em níveis acima dos padrões de desempenho.

Caso (i) estas usinas de geração não sejam capazes de gerar a energia contratada por nossos clientes, ou (ii) não sejamos capazes de gerar a energia necessária para fornecer a qualquer cliente no ambiente de contratação livre, e (iii) a energia que nos é fornecida seja insuficiente para atender a demanda contratada, poderemos ser forçados a comprar o déficit no mercado à vista, no qual o preço por MWh é normalmente mais volátil e pode ser maior que nosso preço, resultando em efeitos adversos.

Nossa condição de crescimento, de resultados operacionais e financeiros poderá ser negativamente afetada por um ou mais dos fatores acima.

f. a seus clientes;

Nós geramos uma parcela significativa da nossa receita operacional pelo atendimento a consumidores qualificados como "Consumidores Livres", que podem buscar fornecedores alternativos. Podemos ter outros tipos de competição que podem afetar negativamente nossa participação de mercado e receitas.

Dentro da nossa área de concessão, outros fornecedores de energia elétrica podem competir conosco na oferta de energia elétrica a certos consumidores qualificados como "Consumidores Livres", aos quais nossas subsidiárias de distribuição podem fornecer energia elétrica apenas de acordo com tarifas reguladas. Estes consumidores qualificados para tornarem-se Consumidores Livres podem optar por sair de nosso ambiente regulado de distribuição de energia elétrica depois que expirarem seus contratos em vigor, mediante notificação com 6 meses de antecedência, ou, na hipótese de contrato com prazo indeterminado, mediante notificação com um ano de antecedência. Em 31 de dezembro de 2011, fornecemos energia elétrica a 48 Consumidores qualificados como Livres, que responderam por aproximadamente 2,2% de nossa receita operacional líquida e por aproximadamente 2,7% da quantidade total de energia elétrica vendida pelas nossas distribuidoras em 2011. Ademais, outros consumidores que atendam determinados critérios podem se tornar Consumidores Livres, se passarem a ser atendidos por fontes renováveis de energia, como pequenas usinas hidrelétricas ou biomassa. Em 31 de dezembro de 2011, os consumidores que atendiam a estas condições, num total de 1.615, responderam por aproximadamente 13,3% de nossa receita operacional líquida e aproximadamente 14,9% da quantidade total de energia elétrica vendida por nossas subsidiárias de distribuição em 2011. Caso nossos Consumidores qualificados

4.1 - Descrição dos fatores de risco

como Livres decidam se tornar Consumidores Livres e comprarem energia elétrica de outros fornecedores em nossas áreas de concessão, nossa participação de mercado e o resultado de nossas operações serão afetadas de maneira adversa.

Adicionalmente, é possível que nossos grandes consumidores industriais sejam autorizados pela ANEEL a gerar energia elétrica para consumo próprio ou venda a terceiros, caso em que poderão obter uma autorização ou concessão para a geração de energia elétrica em uma determinada área, o que poderia afetar adversamente nossos resultados de operações.

g. aos setores da economia nos quais o emissor atue;

Nossos resultados operacionais dependem das condições hidrológicas existentes. O impacto de uma escassez de energia elétrica e do racionamento de energia elétrica dela decorrente, a exemplo do ocorrido em 2001 e 2002, pode ter um efeito adverso substancial sobre nossos negócios e resultados de operações.

Somos dependentes das condições hidrológicas existentes na região geográfica em que operamos. Em 2011, de acordo com dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS"), mais de 91% da energia elétrica consumida no Brasil foi fornecida por instalações de geração hidrelétrica. Nossa região está sujeita a condições hidrológicas imprevisíveis, com desvios não-cíclicos da média pluviométrica. O período mais recente de queda na média pluviométrica ocorreu nos anos de 2000 e 2001, quando o governo brasileiro instituiu o Programa de Racionamento, um programa de redução do consumo de eletricidade que esteve em vigor de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002. O Programa de Racionamento estabeleceu limites para o consumo de energia elétrica para consumidores industriais, comerciais e residenciais, que variavam de 15,0% a 25,0% de redução no consumo de energia. Caso o Brasil experimente outra escassez de energia elétrica, o governo brasileiro poderá implementar políticas similares ou outras no futuro para fazer frente à escassez, as quais poderiam ter um efeito adverso substancial sobre nossa situação financeira ou nossos resultados de operações. A recorrência de condições hidrológicas desfavoráveis que resultem em um menor suprimento de energia elétrica para o mercado brasileiro pode resultar, entre outras coisas, na implementação de programas abrangentes de conservação de energia elétrica, incluindo reduções compulsórias no consumo de energia elétrica. Nós não podemos assegurar que períodos com médias pluviométricas baixas ou extremamente baixas não poderão afetar adversamente nossos resultados financeiros futuros.

Estamos sujeitos a regulamentação ambiental e de saúde que poderá se tornar mais rigorosa no futuro, podendo acarretar aumentos de obrigações e de investimentos.

Nossas atividades de geração e distribuição estão sujeitas a legislação federal e estadual abrangente bem como a fiscalização por agências governamentais brasileiras responsáveis pela implementação de leis e políticas ambientais e de saúde. Essas agências podem tomar medidas contra nós caso não atendamos a regulamentação aplicável. Essas medidas poderão incluir, entre outras coisas, a imposição de multas e a revogação de licenças. É possível que um aumento no rigor da regulamentação ambiental e de saúde nos force a direcionar os nossos investimentos para atender essa regulamentação e, conseqüentemente, desviar recursos dos investimentos planejados. Tal desvio pode afetar de maneira adversa nossa situação financeira e o resultado das nossas operações.

Estamos expostos a aumentos das taxas de juros praticadas pelo mercado e a riscos cambiais.

Em 31 de dezembro de 2011, aproximadamente 87,1% de nossa dívida (representada por empréstimos, financiamentos, debêntures e derivativos) eram denominados em Reais e atrelados às taxas do mercado financeiro brasileiro ou a índices de inflação, ou, ainda, estavam sujeitos às taxas flutuantes de juros. Os 12,9% restantes do nosso endividamento total eram denominados em dólares americanos e sujeitos, em grande parte, a *swaps* cambiais que os convertiam em Reais. Além disso, compramos energia da usina hidrelétrica de Itaipu, cujo custo está atrelado à variação cambial do dólar. Anualmente, no momento do reajuste tarifário, nossas tarifas são reajustadas para contemplar os efeitos de ganhos ou perdas na aquisição desta energia. Desse modo, se esses índices ou taxas aumentarem ou se o dólar se valorizar em relação ao Real, nossas despesas financeiras aumentarão.

O governo brasileiro tem exercido e continua a exercer influência significativa sobre a economia brasileira. Este envolvimento, bem como as condições políticas e econômicas brasileiras poderiam afetar adversamente nosso negócio e o preço de negociação de nossas ADSs e de nossas ações ordinárias.

O governo brasileiro frequentemente intervém na economia brasileira e, de tempos em tempos, introduz mudanças significativas na política e nos regulamentos. As ações do governo brasileiro de controlar a inflação e outras políticas e

4.1 - Descrição dos fatores de risco

regulamentação frequentemente envolvem, entre outras medidas, aumentos nas taxas de juros, mudanças nas políticas fiscais, controles de preço, desvalorizações de moeda, controles de capital e limites às importações. Nossas atividades, situação financeira e resultados de operações podem ser adversamente afetados por mudanças na política ou regulamentação nos níveis federal, estadual e municipal que envolvam ou afetem fatores como:

- taxas de juro;
- política monetária;
- variações cambiais;
- inflação;
- liquidez do capital doméstico e mercado de empréstimos;
- políticas tributárias;
- mudanças na legislação trabalhista;
- mudanças regulatórias do setor;
- taxas de câmbio e controles e restrições sobre remessas para o exterior, como aquelas brevemente impostas em 1989 e começo de 1990; e
- outros desenvolvimentos políticos, sociais ou econômicos que afetaram o Brasil.

Não podemos assegurar que o governo brasileiro continuará as políticas econômicas atuais, ou que as mudanças implementadas pelo governo brasileiro não irão, direta ou indiretamente, afetar nossos negócios ou o resultado de nossas operações.

A instabilidade da taxa de câmbio poderá afetar adversamente nossa condição financeira e resultados operacionais e o preço de mercado das nossas ações ordinárias.

Durante as últimas décadas, o Real sofreu variações frequentes e substanciais em relação ao dólar americano e às moedas estrangeiras. Após a metade de 2008, no contexto de crise do mercado financeiro global, o Real se depreciou em relação ao dólar americano, alcançando um câmbio de R\$2,337/ US\$1,00 no final de 2008. Durante 2009, no contexto de recuperação econômica, o Real se apreciou novamente em relação ao dólar americano em 25,5%, alcançando um câmbio de R\$1,741/ US\$1,00 no final de 2009. Em 31 de dezembro de 2011, a taxa de câmbio foi de R\$ 1,876/US\$1,00. No final de março de 2012, a taxa de câmbio foi de R\$1,814/US\$1,00. Não podemos assegurar que o real não se depreciará frente ao dólar no futuro.

A depreciação do Real eleva o custo de serviço de nossa dívida em moeda estrangeira e os custos de aquisição de energia elétrica da hidrelétrica de Itaipu, uma usina hidrelétrica que é uma de nossas principais fornecedoras e que corrige os preços de energia elétrica parcialmente com base em seus custos em dólar. A depreciação do Real em relação ao dólar americano pode criar pressões inflacionárias no Brasil e provocar o aumento da taxa de juros, que pode afetar negativamente o crescimento da economia brasileira como um todo e afetar nossa condição financeira e resultados operacionais, como também poderá inibir o acesso aos mercados de capitais internacionais, e levar o governo a intervir, inclusive com políticas governamentais de recessão. A depreciação do Real em relação ao dólar americano pode também levar à diminuição do consumo e reduzir o crescimento da economia como um todo. Por outro lado, a apreciação do Real em relação ao dólar americano e outras moedas estrangeiras poderá conduzir à desvalorização de contas correntes brasileiras no exterior, bem como diminuir o crescimento impulsionado pelas exportações. Dependendo das circunstâncias, tanto a desvalorização como a valorização do Real pode substancialmente e adversamente afetar o crescimento da economia brasileira e de nosso negócio, nossas condições financeiras e resultados operacionais.

A depreciação do Real também reduz o valor em dólar das distribuições e dividendos nas ADSs e o equivalente em dólares ao preço de mercado de nossas ações ordinárias.

Esforços do governo para combater a inflação podem impedir o crescimento da economia brasileira e poderiam afetar nosso negócio.

O Brasil conviveu no passado com taxas de inflação extremamente elevadas e, por este motivo, adotou políticas monetárias que resultaram em uma das maiores taxas de juros reais do mundo. Entre 2006 e 2011, a SELIC no Brasil variou entre 8,7% a.a. a 18,0% a.a. A inflação e as medidas adotadas pelo governo brasileiro para combatê-la,

4.1 - Descrição dos fatores de risco

principalmente por meio do Banco Central, tiveram e poderão ter efeitos significativos na economia brasileira e em nosso negócio no futuro. Políticas de restrição monetária com altas taxas de juros podem restringir o crescimento do Brasil e a disponibilidade de crédito. Inversamente, políticas governamentais e do Banco Central mais brandas e a diminuição das taxas de juros podem desencadear o aumento da inflação, e conseqüentemente, a maior volatilidade do crescimento e necessidade de aumentos imprevistos e substanciais na taxa de juros, o que poderá afetar negativamente nosso negócio. Adicionalmente, se o Brasil experimentar novamente aumento de índices de inflação, poderemos não conseguir corrigir as tarifas que cobramos de nossos consumidores para compensar os efeitos da inflação sobre nossa estrutura de custos.

O desenvolvimento e percepção de risco em outros países, inclusive nos Estados Unidos e nos países de economia emergente, poderão afetar adversamente o preço de mercado dos valores mobiliários brasileiros, inclusive das nossas ações ordinárias.

O valor de mercado de valores mobiliários das emissoras brasileiras é afetado pela economia e condições de mercado de outros países, inclusive dos Estados Unidos, da União Européia, e de países de economia emergente. Ainda que as condições econômicas nestes países variem significativamente em relação às condições econômicas no Brasil, a reação do investidor frente ao desenvolvimento de outros países pode ter um efeito adverso sobre o valor de mercado dos valores mobiliários das emissoras brasileiras. As crises nos Estados Unidos, na União Européia ou nos países de economia emergente podem reduzir o interesse do investidor em valores mobiliários emitidos no Brasil, inclusive em relação aos nossos. Isto poderia afetar adversamente o preço de negociação das nossas ações ordinárias, bem como dificultar ainda mais o nosso acesso ao mercado de capitais e o financiamento de nossas operações no futuro, em termos aceitáveis ou de qualquer modo.

A atual crise financeira global, especialmente na União Europeia, gerou conseqüências significativas, na volatilidade do mercado de ações e de crédito, na indisponibilidade de crédito, nas altas taxas de juros, na desaceleração da economia de uma forma geral, nas taxas de câmbio voláteis e nas pressões inflacionárias, dentre outros, que podem, diretamente ou indiretamente, nos afetar adversamente, como também afetar os preços de mercado dos valores mobiliários brasileiros, incluindo as nossas ações ordinárias. Ainda não podemos prever como conseqüências da crise afetarão a economia brasileira em 2012.

h. à regulação dos setores em que o emissor atue;

Estamos sujeitos a ampla regulação de nosso negócio, o que fundamentalmente afeta nossa performance financeira.

Nosso negócio está sujeito a extensa regulação de várias autoridades regulatórias brasileiras, particularmente a "ANEEL". A ANEEL regula e supervisiona vários aspectos de nosso negócio e estabelece nossas tarifas. Se formos obrigados pela ANEEL a fazer investimentos de capital adicionais e não esperados e não nos for permitido reajustar nossas tarifas de maneira correspondente, ou se a ANEEL modificar a regulação relativa a tal reajuste, poderemos ser adversamente afetados.

Adicionalmente, a implementação de nossa estratégia de crescimento, assim como o andamento normal de nossos negócios podem ser adversamente afetados por ações governamentais, tais como a modificação da atual legislação, o cancelamento dos programas de concessão estaduais e federal, criação de critérios mais rígidos para qualificação em leilões públicos de energia ou atraso na revisão e implementação de novas tarifas anuais.

Caso nos seja exigido que conduzamos nossos negócios de maneira substancialmente diferente de nossas operações atuais, como resultado de modificações regulatórias, nossas operações e resultados financeiros podem ser adversamente afetados.

A estrutura regulatória sob a qual operamos está sujeita a contestação legal.

O governo brasileiro implementou mudanças fundamentais na regulação do setor elétrico conforme legislação datada de 2004, conhecida como a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Contestações quanto à constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ainda estão pendentes perante o Supremo Tribunal Federal. Se toda ou parte da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico fosse declarada inconstitucional, isso traria conseqüências e incertezas quanto à validade da atual Regulação e quanto ao desenvolvimento da estrutura regulatória. O resultado do processo legal é difícil de ser previsto, porém pode ter um impacto adverso em todo o setor energético, incluindo nossos negócios e resultados de nossas operações.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Não podemos assegurar a renovação de nossas concessões.

Conduzimos nossas atividades de geração e distribuição nos termos de contratos de concessão firmados com o Governo Federal Brasileiro ("Governo Federal"). O alcance da duração de nossas concessões é de 16 a 35 anos, com a primeira data de expiração em 2015. Cinco de nossas subsidiárias de distribuição, assim como as 3 pequenas centrais hidroelétricas e 6 micro centrais hidroelétricas que geram energia exclusivamente para estas distribuidoras, possuem concessões que expiram em julho de 2015, com opções de renovação por 20 anos adicionais. Em 2011, estas cinco subsidiárias de distribuição representaram 6,0% da receita líquida e 5,6% da quantidade de energia vendida pelas nossas distribuidoras.

A Constituição Federal da República Federativa do Brasil ("Constituição Federal") requer que todas as concessões relativas a serviços públicos sejam outorgadas por licitação. Com base em leis e regulamentos específicos do setor elétrico, o Governo Federal pode renovar as atuais concessões por períodos adicionais de até 30 anos sem licitação, desde que a concessionária tenha atendido os padrões mínimos de desempenho e que a proposta seja, no mais, aceitável para o Governo Federal. O Governo Federal possui considerável discricionariedade, nos termos da Lei de Concessões e dos contratos de concessão, com relação à renovação das concessões. Além disso, como não existem precedentes sólidos de práticas administrativas relativas à renovação de concessões, não podemos garantir que nossas concessões serão renovadas ou se serão renovadas nos mesmos termos atuais.

i. aos países estrangeiros onde o emissor atue.

Não aplicável em função do emissor e suas controladas somente atuarem em território brasileiro.

4.2 - Comentários sobre expectativas de alterações na exposição aos fatores de risco

4.2 Em relação a cada um dos riscos acima mencionados, caso relevantes, comentar sobre eventuais expectativas de redução ou aumento na exposição do emissor a tais riscos.

A Companhia não espera que haja redução ou aumento relevantes em sua exposição aos riscos descritos anteriormente.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

4.3 Descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais em que o emissor ou suas controladas sejam parte, discriminando entre trabalhistas, tributários, cíveis e outros: (i) que não estejam sob sigilo, e (ii) que sejam relevantes para os negócios do emissor ou de suas controladas, indicando:

PROCESSOS FISCAIS

1) ICMS – CPFL Piratininga

Principais fatos: A CPFL Piratininga ajuizou uma ação de anulação de um débito fiscal de ICMS que surgiu em razão da controlada ter dado cumprimento à decisão em uma ação movida pelo Ministério Público contra o Estado de São Paulo que questionava a metodologia de cálculo do tributo para o fornecimento de energia a duas cidades do Estado de São Paulo.

Processo Fiscal nº 114.01.2009.030990-0 – ICMS	
a) Juízo	1ª Vara da Fazenda Pública de Campinas
b) Instância	1ª instância
c) Data de instauração	22/05/2009
d) Partes no processo	Companhia Piratininga de Força e Luz x Fazenda do Estado de São Paulo
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 44.589
f) Principais fatos	Acolhido agravo de instrumento - autos remetidos a Fazenda do Estado de São Paulo
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia no valor de R\$ 44.589, que representa menos de 1% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

Processo Fiscal nº 114.01.2010.021848-6 – ICMS	
a) Juízo	1ª Vara da Fazenda Pública de Campinas
b) Instância	1ª instância
c) Data de instauração	17/08/2009
d) Partes no processo	Companhia Piratininga de Força e Luz x Fazenda do Estado de São Paulo
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 147.916
f) Principais fatos	Impetrado embargos à execução fiscal. Aguarda-se decisão.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia no valor de R\$ 147.916, que representa menos de 1,2% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

2) Plano de pensão – CPFL Paulista

Principais Fatos: A CPFL Paulista está envolvida em processos judiciais em que a Receita Federal do Brasil contesta a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Fundação CESP. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Em 2007, realizamos depósito judicial no valor de R\$360 milhões (R\$ 522 milhões atualizados para 2011) para um desses processos, que permitiu à CPFL Paulista prosseguir com a ação sem correr

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

o risco de ter qualquer ativo penhorado pelas autoridades fiscais. Nos demais processos judiciais, para garantia, a CPFL Paulista obteve fianças bancárias. Segue abaixo o detalhamento dos referidos processos:

Processo Fiscal nº 2004.61.05.014813-3 – IRPJ	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	TRF
c) Data de instauração	19/11/2004
d) Partes no processo	UNIÃO FEDERAL x CPFL PAULISTA
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 423.877
f) Principais fatos	Aguardando julgamento do recurso de apelação da CPFL
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Valor depositado em juízo e registro de despesa na Demonstração de Resultado da Companhia no valor de R\$ 423.877, que representa cerca de 3,3% de nossa Receita Líquida consolidada.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

Processo Fiscal nº 2004.61.05.014812-1 – CSLL	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	TRF
c) Data de instauração	19/11/2004
d) Partes no processo	UNIÃO FEDERAL x CPFL PAULISTA
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 165.898
f) Principais fatos	Aguardando julgamento do recurso de apelação da CPFL
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia no valor de R\$ 165.898, que representa cerca de 1,3% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

Processo Fiscal nº 2009.61.05.000330-0 – IRPJ, CSLL, PIS e COFINS	
a) Juízo	5ª. Vara Federal de Campinas
b) Instância	1ª. Instância
c) Data de instauração	08/01/2009
d) Partes no processo	UNIÃO FEDERAL x CPFL PAULISTA
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 79.644
f) Principais fatos	Aguardando sentença
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia no valor de R\$79.644, que representa menos de 1% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

Processo Fiscal nº 2008.61.05.004593-3 – IRPJ, CSLL, PIS e COFINS	
a) Juízo	5ª. Vara Federal de Campinas
b) Instância	TRF

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

c) Data de instauração	05/05/2008
d) Partes no processo	UNIÃO FEDERAL x CPFL PAULISTA
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 55.694
f) Principais fatos	Autos aguardando decisão da apelação no TRF – Conclusos ao relator
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Valor depositado em juízo e registro no resultado contábil da Companhia no valor de R\$ 55.694, que representa menos de 1% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

3) Plano de Pensão: CPFL Piratininga

Principais Fatos: A CPFL Piratininga recebeu uma autuação fiscal relacionada à dedutibilidade de despesas provenientes dos pagamentos previstos no acordo financeiro firmado para o equacionamento do déficit com o fundo de pensão da Fundação CESP.

Processo Fiscal nº 10830.001019/2007-39 - Auto de infração de IRPJ e CSLL	
a) Juízo	Delegacia da Receita Federal
b) Instância	2ª Instância
c) Data de instauração	02/03/2007
d) Partes no processo	Companhia Piratininga de Força e Luz x Delegado da Receita Federal de Campinas
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 130.910
f) Principais fatos	Aguarda julgamento do Conselho Administrativo de Recursos Fiscais – CARF
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Processo em esfera administrativa: em caso de perda, é passível de julgamento em esfera judicial. Em caso de perda em esfera judicial, o impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia no valor de R\$ 130.910, que representa cerca de 1,0% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

4) Processo fiscal IRPJ/CSLL – RGE

Principais fatos: A controlada RGE possui processo referente a IRPJ e CSLL supostos a débitos fiscais relativos a fatos geradores ocorridos no período de 1999 a 2003, decorrentes de : 1) excesso de amortização de ágio, 2) excesso de depreciação de bens submetidos a reavaliação, e 3) valores relacionados a atualização monetária da Conta de Compensação de Variação de itens da Parcela A ("CVA"), que foram excluídos da base de cálculo do IRPJ e da CSLL.

Processo Fiscal nº 11080.009008/2004-47 – IRPJ / CSLL	
a) Juízo	Conselho Administrativo de Recursos Especiais (CARF)
b) Instância	Especial (administrativa)
c) Data de instauração	08/11/2004
d) Partes no processo	RGE x Fazenda Nacional

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$332.870
f) Principais fatos	Apresentamos Recurso Especial. Já foi proferido despacho em relação ao Recurso Especial e, em breve, a Fazenda Nacional e a Rio Grande de Energia devem ser notificadas.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Processo em esfera administrativa: em caso de perda, é passível de julgamento em esfera judicial. Em caso de perda em esfera judicial, o impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia no valor de R\$ 332.870, que representa cerca de 2,6% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

PROCESSOS CÍVEIS

1) Procon Campinas – CPFL Paulista

Principais fatos: Ação civil pública objetivando a suspensão dos efeitos do reajuste tarifário autorizado pela ANEEL à CPFL Paulista para o ano de 2009. Foi deferida, liminarmente, a antecipação dos efeitos da tutela jurisdicional determinando o reajuste apenas com base no índice inflacionário medido pelo IGP-M na ordem de 6,27%. A CPFL Paulista obteve, perante o TRF, a suspensão da determinação e o recurso aguarda julgamento definitivo, permanecendo, então, vigentes os índices homologados pela ANEEL.

Processo Cível nº 61.05.004689-9: Procon Campinas	
a) Juízo	8ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	1ª. instância
c) Data de instauração	16/04/2009
d) Partes no processo	PROCON CAMPINAS x CPFL PAULISTA
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Indeterminado
f) Principais fatos	Em primeira instância o processo ainda não foi sentenciado.
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia.
i) Valor provisionado	Não há provisão para o caso.

2) Ambiental – Ceran

Principais fatos: Ação civil pública proposta pelo Ministério Público no município de Caxias do Sul, contestando a validade do licenciamento ambiental do Complexo Hidroelétrico Rio das Antas e requerendo uma liminar para impedir a construção do complexo hidroelétrico.

Processo Cível nº 2004.71.07.000438-7: Ambiental	
a) Juízo	1ª Vara Federal de Caxias do Sul – RS e 3ª Turma do TRF da 4ª Região
b) Instância	Sentença de improcedência na primeira instância; aguardamos o julgamento da apelação do Ministério Público Federal pelo Tribunal Regional Federal da 4ª Região

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

c) Data de instauração	16/01/2004
d) Partes no processo	Ministério Público Federal X Ceran
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Não há
f) Principais fatos	O pedido liminar do Ministério Público foi negado em primeira instância. O Ministério público interpôs então agravo de instrumento com pedido de antecipação de tutela, o qual foi negado pelo tribunal de segunda instância. Não há decisão sobre o mérito desta ação nem em primeira, nem em segunda instância.
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Adotar medidas mitigadoras dos impactos ambientais supostamente causados.
i) Valor provisionado	Não há provisão para o caso

3) Ambiental – CPFL Geração

Principais fatos: Ação visando à condenação das requeridas em obrigações de fazer consistentes na adoção de medidas reparadoras e mitigadoras dos impactos ambientais causados pela construção e operação da Usina Hidrelétrica Serra da Mesa. Foi deferida liminar determinando a adoção de medidas para reduzir os impactos ambientais causados pela construção e operação da Usina Hidrelétrica Serra da Mesa, bem como a elaboração do EIA/RIMA, como condição para a renovação da Licença de Operação. Contra essa decisão, a SEMESA interpôs o Agravo de Instrumento nº 2006.01.00.029015-7 perante o Tribunal Regional Federal da 1ª Região, no qual foi deferida em 13/10/2006, pelo desembargador relator, a suspensão de parte da liminar, que condicionava o funcionamento da usina à elaboração de EIA-Rima.

Processo Cível nº 2004.35.00.018667-7: Ambiental	
a) Juízo	8ª Federal de Goiás/GO.
b) Instância	Aguardando sentença
c) Data de instauração	18/10/2004
d) Partes no processo	Associação dos Pescadores Esportivos do Estado de Goiás - APEGO e outros x Semesa S.A, Estado de Goiás e Furnas - Centrais Elétricas S.A, IBAMA, Agência Goiana do Meio Ambiente e outros.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 101.428 (referente à participação da CPFL Geração na Usina de Serra da Mesa)
f) Principais fatos	No momento, aguarda-se julgamento do Agravo sobre o pedido de substituição da SEMESA pela CPFL e do Agravo interposto contra a decisão que determinou a elaboração do EIA/RIMA, bem como finalização do parecer pelo IBAMA.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Adotar medidas mitigadoras dos impactos ambientais supostamente causados.
i) Valor provisionado	Não há provisão para o caso.

4) MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL – RGE

Principais fatos: Ação Civil Pública questionando a Política Tarifária estabelecida em Lei, bem como a metodologia de reajuste tarifário adotado pela ANEEL desde 2002 (Obesidade Tarifária).

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo Cível n.º 5012945-73.2010.404.7100	
a) Juízo	3.ª VARA CÍVEL DE PORTO ALEGRE
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	05/07/2010
d) Partes no processo	RGE X MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	A determinar via procedimento judicial
f) Principais fatos	Ação extinta em razão da incompetência do juízo. Interposta apelação pelo MP, que foi provida para desconstituir a sentença..
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

5) ABRADDEE – ANEEL

Principais fatos: a CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, bem como outras empresas brasileiras de distribuição, por meio da ABRADDEE, são autoras de um processo contra a ANEEL questionando a base para a remuneração dos ativos da concessão desde o primeiro ciclo de revisão tarifária. Este processo ainda encontra-se em fase de produção de prova por perícia judicial.

Processo Cível n.º 2002.34.00.039564-0	
a) Juízo	3ª Vara Federal
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	12/12/2002
d) Partes no processo	ABRADDEE X ANEEL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	A determinar via procedimento judicial
f) Principais fatos	Em fase de elaboração da perícia judicial.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Pagamento de honorários de sucumbência, visto se tratar de processo ativo.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

6) CPFL Paulista – ANEEL

Principais fatos: A CPFL Paulista ajuizou uma ação contra a ANEEL com o objetivo de anular a metodologia aplicada no processo de revisão tarifária desde o primeiro ciclo (2003). A perícia judicial está concluída.

Processo Cível n.º 2007.34.00.039149-4	
a) Juízo	1ª Vara Federal
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	05/11/2007
d) Partes no processo	CPFL Paulista X ANEEL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	A determinar via procedimento judicial
f) Principais fatos	Perícia judicial finalizada. Ação está pronta para decisão em primeira instância.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Pagamento de honorários de sucumbência, visto se tratar de processo ativo.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

Caso tenhamos êxito nestes processos contra a ANEEL, as tarifas destas distribuidoras serão aumentadas e, como

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

consequência, o resultado de nossas operações pode ser positivamente afetado.

No processo de análise de relevância, a Companhia e suas controladas não se detiveram somente nos potenciais efeitos econômicos e financeiros de uma decisão desfavorável, como também aqueles processos em que a imagem da Companhia ou de suas controladas possa ser afetada de maneira adversa.

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores

4.4 Descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais, que não estejam sob sigilo, em que o emissor ou suas controladas sejam parte e cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores do emissor ou de suas controladas, informando:

- a. juízo;**
- b. instância;**
- c. data de instauração;**
- d. partes no processo;**
- e. valores, bens ou direitos envolvidos;**
- f. principais fatos;**
- g. se a chance de perda é:**
 - i. provável;**
 - ii. possível;**
 - iii. remota;**
- h. análise do impacto em caso de perda do processo;**
- i. valor provisionado, se houver provisão.**

Não aplicável em função de não haver nenhum processo cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores.

4.5 - Processos sigilosos relevantes

4.5 Em relação aos processos sigilosos relevantes em que o emissor ou suas controladas sejam parte e que não tenham sido divulgados nos itens 4.3 e 4.4 acima, analisar o impacto em caso de perda e informar os valores envolvidos.

Todos os processos relevantes foram divulgados nos itens anteriores.

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

4.6 Descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, baseados em fatos e causas jurídicas semelhantes, que não estejam sob sigilo e que em conjunto sejam relevantes, em que o emissor ou suas controladas sejam parte, discriminando entre trabalhistas, tributários, cíveis e outros, e indicando:

Trabalhistas	
Valores envolvidos	
Consolidado	R\$ 383.869
CPFL Paulista	R\$ 149.575
CPFL Piratininga	R\$ 102.944
RGE	R\$ 82.800
CPFL Santa Cruz	R\$ 34.384
CPFL Geração	R\$ 1.499
CPFL Leste Paulista	R\$ 2.634
CPFL Jaguari	R\$ 895
CPFL Mococa	R\$ 641
CPFL Sul Paulista	R\$ 4.296
CPFL Serviços	R\$ 3.517
CPFL Brasil	R\$ 275
CPFL Energia	R\$ 247
CPFL Atende	R\$ 157
Valores provisionados	
Consolidado	R\$ 43.850
CPFL Paulista	R\$ 22.199
CPFL Piratininga	R\$ 7.582
RGE	R\$ 11.378
CPFL Santa Cruz	R\$ 327
CPFL Leste Paulista	R\$ 1.534
CPFL Mococa	R\$ 148
CPFL Sul Paulista	R\$ 153
CPFL Serviços	R\$ 49
CPFL Geração	R\$ 33
Foz do Chapecó	R\$ 80
Baesa	R\$ 4
Renováveis	R\$ 360
Práticas do emissor ou de controlada que causaram	

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

respectiva contingência:	
Periculosidade	Alegações dos empregados de suposto não pagamento do adicional de periculosidade e os reflexos.
Expurgo inflacionário	Entende-se por expurgo inflacionário as diferenças dos Planos Econômicos Collor, posto que houve atualização.
Equiparação salarial	Trata-se de ação em que o reclamante pleiteia a igualdade salarial com outro colaborador em cargo superior, por supostamente exercerem a mesma atividade. Requer-se, neste caso, diferença salarial e reflexos.
Horas extras	Trata-se de reclamação trabalhistas na qual o reclamante pleiteia o pagamento das horas excedentes a jornada normal de trabalho, supostamente, praticadas no curso do contrato de trabalho
Terceirização	Trata-se de ações de ex-empregados das empresas prestadoras de serviço, pleiteando a responsabilidade subsidiária ou solidária da empresa contratante/CPFL, pelas verbas supostamente não pagas pela empresa terceirizada.

Cível – (Acidentes / Eletroplessão)

Valores envolvidos

Consolidado	R\$ 46.390
CPFL Paulista	R\$ 11.415
CPFL Piratininga	R\$ 1.780
RGE	R\$ 32.470
CPFL Santa Cruz	R\$ 425
CPFL Leste Paulista	R\$ 300

Valores provisionados

Consolidado	R\$ 6.156
CPFL Paulista	R\$ 1.113
CPFL Piratininga	R\$ 890
RGE	R\$ 3.433
CPFL Leste Paulista	R\$ 300
CPFL Santa Cruz	R\$ 420

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

Práticas do emissor ou de controlada que causaram respectiva contingência:	
Acidentes com lesão / acidentes com mortes e eletroplessão	Pleiteiam os autores o recebimento de indenização por danos materiais e morais em razão de acidentes com energia elétrica

Cível: Majoração Tarifária

Valores envolvidos

Consolidado	R\$ 109.055
CPFL Paulista	R\$ 51.847
CPFL Piratininga	R\$ 51.945
RGE	R\$ 1.480
CPFL Santa Cruz	R\$ 1.979
CPFL Jaguari	R\$ 1.654
CPFL Leste Paulista	R\$ 150

Valor provisionado

Consolidado	R\$ 9.212
CPFL Paulista	R\$ 4.325
CPFL Piratininga	R\$ 3.113
RGE	R\$ 1.197
CPFL Santa Cruz	R\$ 25
CPFL Leste Paulista	R\$ 150
CPFL Jaguari	R\$ 403

Prática do emissor ou de controlada que causou tal contingência.	Trata-se de pedidos de restituição dos valores pagos a título de majoração tarifária em decorrência da aplicação das Portarias DNAEE nº 38 e 45, de 1986.
------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

4.7 - Outras contingências relevantes

4.7 Descrever outras contingências relevantes não abrangidas pelos itens anteriores.

Todas as contingências relevantes foram abrangidas pelos itens anteriores.

4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados

4.8 Em relação às regras do país de origem do emissor estrangeiro e às regras do país no qual os valores mobiliários do emissor estrangeiro estão custodiados, se diferente do país de origem, identificar:

- a. restrições impostas ao exercício de direitos políticos e econômicos;**
- b. restrições à circulação e transferência dos valores mobiliários;**
- c. hipóteses de cancelamento de registro;**
- d. outras questões do interesse dos investidores.**

Considerando que a Companhia é um emissor nacional, este item não é aplicável.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

5. Riscos de mercado

5.1 Descrever, quantitativa e qualitativamente, os principais riscos de mercado a que o emissor está exposto, inclusive em relação a riscos cambiais e a taxas de juros.

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 a priorização dos riscos a serem monitorados pela Companhia, validando os níveis de tolerância aprovados pela Diretoria Executiva, bem como conhecer o modelo de gerenciamento corporativo de riscos adotado pela Companhia. Cabe à Diretoria Executiva, o desenvolvimento e implantação de planos de ação e monitoramento dos riscos. Para auxiliá-la neste processo, foi criada a Diretoria de Gestão de Riscos e Controles Internos, bem como o Comitê de Gerenciamento Corporativo de Riscos. Desde sua criação, a Diretoria de Gestão de Riscos e Controles Internos, elaborou a Política Corporativa de Gestão de Riscos, aprovada pela Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração, constituiu o Comitê Corporativo de Gestão de Riscos, composto por diretores indicados para representar cada Unidade de Gestão e seu regimento interno, e vem implantando o modelo de Gestão Corporativa de Riscos para o Grupo no que tange à Estratégia (direcionamento, mapa de riscos e tratamento), Processos (planejamento, execução, monitoramento e reporte), Sistemas, Organização e Governança.

As políticas de gerenciamento de risco são estabelecidas para identificar, analisar e tratar os riscos enfrentados pela Companhia e suas controladas, o 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 é assistido no seu papel de supervisão pela Auditoria Interna. A Auditoria Interna realiza tanto as revisões regulares como as revisões *ad hoc* de controles e procedimentos de gerenciamento de risco, cujos resultados são reportados ao Conselho de Administração e ao Conselho Fiscal.

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. 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. A quantificação deste risco está mensurada na nota 34 de nossas demonstrações financeiras.

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 mensurada na nota 34 de nossas demonstrações financeiras.

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,

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

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, de 2011, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, os riscos de qualquer déficit de energia para o ano de 2012 são baixos, tornando remota a possibilidade de um novo programa de racionamento de energia.

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.

Para mais informações sobre os controles de gerenciamento dos riscos, refira-se ao item 5.2 (a), (c) e (d).

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:

Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial existente em 31 de dezembro de 2011 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para três cenários distintos seriam:

Instrumentos	Exposição (R\$ mil)	Risco	Consolidado		
			Depreciação cambial de 8% *	Depreciação cambial de 25%**	Depreciação cambial de 50%**
Instrumentos financeiros ativos	29.774	alta dólar	2.387	7.443	14.887
Instrumentos financeiros passivos	(1.845.277)	alta dólar	(147.953)	(461.319)	(922.639)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	1.788.567	alta dólar	143.406	447.142	894.283
	<u>(26.937)</u>		<u>(2.160)</u>	<u>(6.734)</u>	<u>(13.469)</u>

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

(**) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/08

Variação das taxas de juros

Supondo: (i) que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2011 seja mantido, e (ii) que os respectivos indexadores anuais acumulados para esta data base permaneçam estáveis (CDI 11,59% a.a.; IGP-M 5,1% a.a.; TJLP 6,0% a.a.), os efeitos que seriam registrados nas demonstrações financeiras consolidadas para o próximo exercício social seria uma despesa financeira líquida de R\$ 847.331. Caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o valor da despesa financeira líquida seria impactado em:

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

Instrumentos	Consolidado				
	Exposição (R\$ mil)	Risco	Cenário I*	Elevação de índice em 25%**	Elevação de índice em 50%**
Instrumentos financeiros ativos	3.243.396	variação CDI	(51.246)	93.977	187.956
Instrumentos financeiros passivos	(6.345.113)	variação CDI	100.253	(183.850)	(367.699)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(1.627.092)	variação CDI	25.708	(47.145)	(94.290)
	(4.728.809)		74.715	(137.017)	(274.034)
Instrumentos financeiros ativos	48.522	variação IGP-M	(378)	619	1.237
Instrumentos financeiros passivos	(26.589)	variação IGP-M	207	(339)	(678)
	21.933		(171)	280	559
Instrumentos financeiros passivos	(4.999.714)	variação TJLP	(50.997)	(74.996)	(149.991)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	57.874	variação TJLP	590	868	1.736
	(4.941.840)		(50.407)	(74.128)	(148.255)
Total do Aumento	(9.648.715)		24.137	(210.865)	(421.730)

(*) Os índices de CDI, IGP-M e TJLP considerados de: 10,01%, 4,32%, 7,02%, respectivamente, foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

(**) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/08

Ativo Financeiro da Concessão

A Companhia adota a premissa de que o ativo financeiro da concessão é valorizado pelo seu valor justo através da base de remuneração dos ativos estabelecida pela ANEEL.

Uma vez que União ainda não definiu a metodologia e critério de valorização do ativo financeiro, a Companhia estima que, em um cenário remoto, a indenização pela parcela não depreciada dos ativos poderia ocorrer com base no custo histórico e não pelo valor baseado no respectivo valor justo.

Desta forma, caso este cenário remoto aconteça, haveria um desconhecimento de parcela do ativo financeiro da concessão (parcela referente ao valor justo reconhecido), lançado contra Reserva de avaliação patrimonial (no Patrimônio Líquido) no valor de R\$ 227.118 (líquido de efeitos tributários).

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

5.2 Descrever a política de gerenciamento de riscos de mercado adotada pelo emissor, seus objetivos, estratégias

a. riscos para os quais se busca proteção;

A Companhia e suas controladas têm a prática de monitorar os riscos de variação cambial, flutuação de taxas de juros e índices de preços, e de contratar instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, quando a administração considerar como risco uma exposição. Além disso, a Companhia e suas controladas atendem 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.

Para os riscos relacionados aos processos de revisões e reajustes tarifários inerentes ao mercado regulado em que atua, o monitoramento é efetuado por todas as áreas diretamente envolvidas, em especial pela Diretoria de Assuntos Regulatórios da Companhia, responsável pelas negociações junto à Agência Reguladora. Já para os riscos de escassez de energia, que poderiam impactar o fornecimento nas áreas de concessão, existem mecanismos de monitoramento já mencionados no item 5.1.

b. estratégia de proteção patrimonial (*hedge*);

Conforme comentado anteriormente, a Companhia e suas controladas possuem por prática 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.

c. instrumentos utilizados para proteção patrimonial (*hedge*);

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 chamada de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. Adicionalmente, a Companhia e suas controladas não realizam transações envolvendo derivativos exóticos ou especulativos.

d. parâmetros utilizados para o gerenciamento desses 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 controladas suportados por estas ferramentas, tem apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia e suas controladas têm política formalizada para contratação de instrumentos derivativos apenas para fins de *hedge*, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a administração considera como risco.

e. se o emissor opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (*hedge*) e quais são esses objetivos;

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.

f. estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos; / g. adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada.

A CPFL Energia tem estruturado, desde 2008, sua gestão corporativa de riscos. Os esforços iniciaram-se através da criação da Diretoria de Gestão de Riscos e Controles Internos, que tem como missão promover, de forma integrada, o monitoramento e a articulação da Gestão de Riscos desenvolvida nas áreas corporativas e unidades de negócios, garantindo a certificação dos processos e controles internos às normas nacionais e internacionais, agregando valor aos negócios através da consolidação de políticas e estratégias alinhadas ao Planejamento Empresarial do Grupo.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

Desde sua criação, a Diretoria de Gestão de Riscos e Controles Internos tem promovido o desenvolvimento do modelo baseado nas melhores práticas reconhecidas, no que abrange (i) composição e estruturação do Comitê Corporativo de Gestão de Riscos; (ii) desenvolvimento do melhor conjunto de indicadores-chave de risco a partir do dicionário de riscos adotado pela Companhia; (iii) sustentação ao Plano Estratégico Empresarial sob a ótica de riscos corporativos; (iv) definição de sua política corporativa de gestão de riscos; (iv) normatização do processo de avaliação dos controles internos.

Além do papel na melhoria da gestão de riscos do Grupo, esta Diretoria também coordena os esforços de avaliação do ambiente de controles internos sobre a elaboração das demonstrações financeiras, dando subsídio ao presidente (CEO) e ao vice-presidente financeiro e de relações com o mercado investidor (CFO) para atestarem seu estado de responsabilidade sobre a efetividade do ambiente de controles internos, conforme requerido pelas seções 302 e 404 da lei Sarbanes-Oxley, ao qual o emissor (CPFL Energia) está sujeito por ser uma empresa listada na NYSE (New York Stock Exchange), e pelo item 10.6 deste relatório.

O Grupo conta ainda com a atuação da Assessoria de Auditoria Interna, subordinada hierarquicamente ao Conselho de Administração, que através da execução do seu Plano Anual de Auditoria, acompanha e monitora a execução das práticas, políticas e procedimentos vigentes na Companhia.

5.3 - Alterações significativas nos principais riscos de mercado

5.3 Informar se, em relação ao último exercício social, houve alterações significativas nos principais riscos de mercado a que o emissor está exposto ou na política de gerenciamento de riscos adotada.

Não houve alterações significativas nos principais riscos de mercado a que o emissor está exposto.

5.4 - Outras informações relevantes

5.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Todas as informações pertinentes foram divulgadas nos itens 5.1 e 5.2.

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM

Data de Constituição do Emissor	20/03/1998
Forma de Constituição do Emissor	Sociedade por ações.
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	18/05/2000

6.3 - Breve histórico

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

6.3 Breve histórico do emissor

A constituição do grupo CPFL Energia remonta à fundação da Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista") em 1912, como resultado da fusão de quatro pequenas empresas de energia sob controle privado nacional. Em 1964, passou ao controle da Eletrobrás, do governo federal, permanecendo até 1975, quando foi transferida ao controle da Companhia Energética de São Paulo ("Cesp"), do Governo do Estado de São Paulo.

Em novembro de 1997, foi realizado na BOVESPA o leilão de desestatização da CPFL Paulista, por meio da alienação de 57,60% das suas ações ordinárias, representativas de 41,06% do capital social total. Seu controle acionário foi adquirido pela DOC 4 Participações S.A. ("DOC 4"), empresa controlada pelos acionistas VBC Energia S.A. ("VBC"), 521 Participações S.A. ("521 Participações") e Bonaire Participações S.A. ("Bonaire"), que passaram a deter 45,32%, 38,00% e 16,68% da participação no capital votante respectivamente.

Em março de 1998, houve a constituição da CPFL Energia (anteriormente denominada "Draft II") pela VBC, 521 Participações e Bonaire, que foi criada com a finalidade de obter financiamento para a CPFL Paulista, visando consolidar os interesses dos investidores em companhias de geração e distribuição de energia elétrica.

Em setembro de 1998, o Governo do Estado de São Paulo, através de leilão público de privatização, transferiu o controle acionário da Empresa Bandeirante de Energia – EBE ("Bandeirante") para os grupos Energia Paulista Ltda – ENERPAULO e Draft I Participações S/A – ("Draft I Participações"), controlada integral da CPFL Paulista. O Consórcio adquiriu 74,9% das ações ordinárias da Bandeirante, representativas de 29,8% de seu capital social. Com a participação de 44% no consórcio, a CPFL Paulista, através de sua controlada Draft I Participações, obteve 13,1% do capital total e 32,9% do capital votante da Bandeirante.

Em novembro de 1999, a CPFL Energia adquiriu 22,63% da DOC 4. Esta transação não resultou em nenhuma mudança dos interesses diretos e indiretos relativos ao capital votante da DOC 4 por VBC Energia, 521 Participações, e Bonaire, que passaram a deter 35,06%, 29,40% e 12,91% da participação, respectivamente.

Em novembro de 1999, em leilão de oferta pública realizado pela Cesp, a DOC 4 adquiriu, de acionistas minoritários, 25,28% das ações ordinárias e 79,82% das ações preferenciais da CPFL Paulista, nas mesmas condições de oferta pública. Desta forma, a DOC 4 passou a deter 91,89% do capital votante e 90,38% do capital total da CPFL Paulista.

Em dezembro de 1999, a ANEEL aprovou a incorporação da DOC 4 pela CPFL Energia. Desta forma, a DOC4 foi extinta e seus acionistas passaram a participar diretamente do capital social da CPFL Paulista.

Em setembro de 2000, os acionistas da CPFL Paulista deliberaram a separação de suas atividades de geração e distribuição de energia elétrica, que passaram a ser desenvolvidas por sociedades distintas. Assim, o objeto social da CPFL Paulista passou a ser primordialmente a prestação de serviços públicos de distribuição e comercialização de energia elétrica.

A parcela cindida, correspondente à atividade de geração de energia elétrica, foi incorporada pela CPFL Geração de Energia S/A – ("CPFL Geração"), cujas ações foram distribuídas aos acionistas da CPFL Paulista, na proporção de suas participações na mesma.

Em novembro de 2000, a CPFL Geração adquiriu 65% do capital social da CERAN – Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN"), e posteriormente, obteve o direito de construção e exploração das usinas hidrelétricas de Monte Claro, Castro Alves e 14 de Julho, localizadas no interior do Rio Grande do Sul.

Ainda em novembro de 2000, a CPFL Paulista, por meio de sua controlada Draft I Participações, elevou sua participação indireta na Bandeirante para 43,01% das ações ordinárias e 42,44% do capital social.

Em julho de 2001, a CPFL Paulista adquiriu da VBC e 521 Participações o controle acionário da Rio Grande Energia S.A. ("RGE"), detendo 66,92% do seu capital total, ao final daquele ano.

6.3 - Breve histórico

Em 1º de outubro de 2001 foi aprovada a cisão parcial da Bandeirante Energia S/A, da qual a CPFL Paulista detinha 42,44% do capital social. A parcela cindida da Bandeirante foi incorporada pela CPFL Piratininga, e, adicionalmente, a Draft I trocou sua participação no capital votante de 43,01% na Bandeirante pela participação da Enerpaulo de 54,74% no capital votante da Piratininga. Subsequentemente, Draft I passou a deter 97,75% da CPFL Piratininga.

Em dezembro de 2001, iniciou-se o processo de reestruturação societária da CPFL Geração, que deixou de ser concessionária de serviço público para atuar como holding de empresas de geração de energia elétrica. Para tanto, a VBC capitalizou a participação por ela detida na Semesa S.A. – (“Semesa”) na CPFL Geração, que passou a deter o controle societário da Semesa. Os demais acionistas, 521 Participações e Bonaire realizaram aporte de capital na CPFL Geração.

Em março de 2002, a CPFL Geração adquiriu da VBC, 66,67% do capital social da Foz do Chapecó Energia S/A – (“Foz do Chapecó”) e 74,72% do capital social da Campos Novos Energia S/A – (“ENERCAN”). Da VBC Participações S.A, adquiriu ainda a totalidade da participação no capital social de Barra Grande Energia S/A. – (“BEGESA”), que detinha 50,01% do capital social total da Energética Barra Grande S/A – (“BAESA”).

Em agosto de 2002, os acionistas controladores da CPFL Energia, com o objetivo de reestruturar seus investimentos nos setores de distribuição e geração de energia elétrica, decidiram transferir suas participações diretas nas empresas CPFL Paulista e CPFL Geração, para a CPFL Energia. Essa capitalização visou à consolidação dos ativos de geração e distribuição de energia elétrica e simplificação de sua organização operacional e societária. Após este evento, a Companhia passa a deter (1) 95,09% de participação no capital total da CPFL Paulista e (2) 95,62% no capital total da CPFL Geração. Esta reestruturação visou propiciar, principalmente, (a) maior integração operacional das empresas do grupo; (b) racionalização do uso dos recursos financeiros; e (c) viabilização de novos projetos de geração de energia elétrica. Com a reestruturação, a CPFL Energia se transformou numa *holding* de controle com a finalidade de promover sinergia entre as empresas do grupo.

Ainda em agosto de 2002, foi criada a CPFL Comercialização Brasil – (“CPFL Brasil”), com a finalidade de fornecer energia elétrica às distribuidoras controladas da CPFL Energia, e comercializar e gerir energia no ambiente de contratação livre.

Em janeiro de 2003, a CPFL Geração, transferiu 19 pequenas centrais hidrelétricas (“PCHs”), a Usina Termoelétrica Carioba e todos os seus ativos e passivos relacionados à atividade de geração de energia elétrica, para a sua controlada CPFL Centrais Elétricas S/A, operação que foi devidamente aprovada pela ANEEL, e teve a finalidade de consolidar a atuação da CPFL Geração como *holding*.

Em março de 2003, a BEGESA alienou 50% de sua participação na BAESA. Após a venda, a BEGESA passou a deter 25,01% do capital social total da BAESA.

Em outubro de 2003, os acionistas controladores da CPFL Energia, com o objetivo de alavancar recursos e dar continuidade à reestruturação dos investimentos, decidiram alienar para o BNDES Participações S.A., 3,42% do capital total da Companhia, reduzindo suas participações, proporcionalmente, às participações detidas naquela data.

Em setembro de 2003, a CPFL Geração vendeu 66.300.000 ações ordinárias da ENERCAN, representando 26% do capital total da empresa, responsável pela construção e operação da usina hidrelétrica de Campos Novos. Após a venda, a CPFL Geração passou a deter 48,72% do capital da ENERCAN, mantendo-se como sócia majoritária do empreendimento.

Em abril de 2004, foi aprovada a incorporação da BEGESA, que detinha 25,01% da BAESA, pela CPFL Geração. Após esta incorporação, a BEGESA foi extinta, e a CPFL Geração passou a deter diretamente 25,01% da BAESA.

Em outubro de 2004, a Companhia efetivou a Oferta Pública de Ações, ocorrida mediante a distribuição pública de aproximadamente 8,8% do capital social, através da emissão de novas ações e simultaneamente a distribuição de 1,7% do seu capital total através da venda de ações dos acionistas controladores, ambas totalizando 10,5% do capital total. Esta oferta ocorreu tanto no âmbito nacional como internacional, sendo que as ações da Oferta Brasileira foram listadas na Bovespa, enquanto que a Oferta Internacional, na forma de ADS (*American Depositary Share*), foi listada na NYSE (“*New York Stock Exchange*”).

6.3 - Breve histórico

Em novembro de 2004, a Companhia emitiu lote complementar de 179.244 ações ao Coordenador Global da Oferta, conforme previa o Contrato de Distribuição (*International Purchase Agreement*).

Em agosto de 2004, foi aprovada a incorporação da controladora Draft I Participações na CPFL Piratininga. Após esta incorporação, a Draft I Participações foi extinta e o controle societário desta foi transferido para a CPFL Paulista que passou a deter diretamente 97,41% do capital social total da CPFL Piratininga.

Em maio de 2005, a Companhia ratificou o aumento de capital, em virtude do exercício parcial do direito de subscrição previsto no Bônus de Subscrição emitido em 05 de dezembro de 2003 em favor do *International Finance Corporation – IFC*. Foram emitidas 1.440.409 ações ordinárias, o que representou uma participação de 0,32% no capital total da Companhia, naquela época.

Em junho de 2005, foi aprovada a incorporação da totalidade das ações ordinárias e preferenciais dos acionistas não controladores da CPFL Geração ao patrimônio da CPFL Energia, com sua consequente conversão em subsidiária integral da CPFL Energia. Esta incorporação resultou em um aumento no capital social da Companhia no montante de R\$ 85.577, mediante a emissão de 3.665.488 ações ordinárias.

Em julho de 2005, a Companhia ratificou o aumento de capital em virtude do exercício da totalidade do Bônus de Subscrição emitido em dezembro de 2003, em favor do *International Finance Corporation – IFC*, decorrente da conversão de empréstimo no montante de R\$ 73.668. Foram emitidas 4.159.647 ações ordinárias, o que representou uma participação de 0,90% no capital total da Companhia.

Em novembro de 2005, foi aprovada a incorporação da totalidade das ações ordinárias e preferenciais dos acionistas não controladores da CPFL Piratininga ao patrimônio da CPFL Paulista, e em novembro de 2005 foi aprovada a incorporação da totalidade das ações ordinárias e preferenciais das classes "A", "B" ou "C" dos acionistas não controladores da CPFL Paulista ao patrimônio da CPFL Energia, com o consequente aumento de capital em R\$ 468.201, mediante a emissão de 18.862.417 ações ordinárias, passando o capital social de R\$ 4.266.589 para R\$ 4.734.790, dividido em 479.756.730 ações ordinárias.

Em abril de 2006, foi aprovada a primeira etapa do processo de reorganização visando à segregação das participações societárias mantidas pela CPFL Paulista, em atendimento ao disposto na Lei nº 10.848/04, que trata da desverticalização das atividades das concessionárias do serviço público. Esta etapa da Reorganização Societária consistiu em redução de capital da CPFL Paulista, sem o cancelamento de ações de referida companhia, mediante a restituição à CPFL Energia, único acionista da CPFL Paulista, de ativos no valor total de R\$ 413.288.

Em maio de 2006, a Companhia assinou com o Grupo PSEG, um contrato de compra de 100% das ações das empresas Ipê Energia Ltda, PSEG Brasil Ltda e PSEG Trader S.A., posteriormente denominadas, respectivamente, CPFL Serra Ltda. ("CPFL Serra"), CPFL Missões Ltda. ("CPFL Missões") e CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul").

O principal ativo detido pela CPFL Serra era representado pela participação de 32,67% na controlada indireta RGE, além de 32,75% na controlada indireta Sul Geradora Participações Ltda. ("Sul Geradora). Com a aquisição dessas empresas, a CPFL Energia passou a deter 99,70% do capital total da RGE, (67,03% através da CPFL Paulista e 32,67% através da CPFL Serra), e de 99,95% da Sul Geradora (67,20% através da CPFL Brasil e 32,75% através da CPFL Serra).

Em outubro de 2006, a Nova 4 Participações Ltda ("Nova 4"), empresa controlada pela CPFL Energia, celebrou com a Companhia Brasileira de Alumínio ("CBA") um contrato de compra e venda de ações, a partir do qual adquiriu 99,99% do capital social Companhia Luz e Força Santa Cruz ("Santa Cruz"), representado por 344.040.211 ações ordinárias e 27.703.472 ações preferenciais.

Em dezembro de 2006, a CPFL Geração adquiriu 55% da participação detida pela Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE na Foz do Chapecó, passando a deter 85% de participação no capital social da Foz do Chapecó, que equivale a 51% da participação indireta no Consórcio Energético Foz do Chapecó.

6.3 - Breve histórico

Durante 2006, a controladora VBC Energia S.A. ("VBC Energia") efetuou uma reestruturação societária, que culminou na retirada da acionista Bradespar S.A. de seu quadro acionário. A parcela de capital social da CPFL Energia relativa à VBC Energia permaneceu inalterada.

Em março de 2007, a participação societária da controlada CPFL Paulista na RGE foi transferida para a CPFL Energia. O capital social da CPFL Paulista foi reduzido mediante a restituição a CPFL Energia, de ativos no valor total de R\$ 1.050.411, correspondente a 440.614.769 ações ordinárias e 100.443.908 ações preferenciais de emissão da RGE, além do montante de ágio líquido da amortização relativo à aquisição de participação na RGE.

Na mesma data, a Companhia realizou um aumento de capital na CPFL Serra (que já detinha 32,67% do capital social total da RGE), através desses mesmos ativos no valor total de R\$ 1.050.411. Desta forma, a CPFL Energia passou a deter o total de sua participação na RGE (99,70%), através de sua controlada direta CPFL Serra.

Em março de 2007, foi aprovada a incorporação da CPFL Centrais Elétricas e da Semesa pela CPFL Geração. Após a incorporação, a CPFL Centrais Elétricas e a Semesa foram extintas, e a CPFL Geração deixou de atuar como *holding*, passando a atuar como concessionária do serviço público de geração de energia elétrica.

Em abril de 2007, a Perácio Participações S.A. ("Perácio"), empresa controlada pela CPFL Energia, celebrou com a CMS Eletric & Gás, L.L.C. um contrato de compra e venda de ações, no qual adquiriu 94.810.080 ações ordinárias e 94.810.080 ações preferenciais de emissão da CMS Energy Brasil S/A. – ("CMS"), cuja razão social foi alterada para CPFL Jaguariúna S.A. A CPFL Jaguariúna era uma holding que atuava através de suas controladas: CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguarí, CPFL Mococa, Paulista Lajeado Energia S/A, CPFL Planalto, CPFL Serviços e Jaguarí Geração nos segmentos de distribuição, geração, comercialização e prestação de serviços especializados de energia elétrica.

Em maio de 2007, a Companhia, através de um aumento de capital na CPFL Brasil, no valor de R\$ 2.543, transferiu seu investimento na CPFL Cone Sul, que passou a ser 100% controlada pela CPFL Brasil.

Em julho de 2007 foi efetuada uma reorganização societária que consistiu na extinção do Consórcio Foz do Chapecó ("CEFC") e no ingresso da Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense") como acionista da Foz do Chapecó. A reestruturação manteve a participação de 51% da CPFL Geração diretamente na Foz do Chapecó.

Em outubro de 2007, é aprovada pela ANEEL a incorporação da Nova 4 pela controlada CPFL Santa Cruz.

Em dezembro de 2007, foi aprovada a incorporação da controladora CPFL Serra na RGE. Após esta incorporação, a CPFL Serra foi extinta e a CPFL Energia passou a deter diretamente 99,76% do capital social total da RGE, com o consequente aumento de capital em R\$ 6.385, mediante a emissão de 154.208 ações ordinárias, passando o capital social de R\$ 4.734.790 para R\$ 4.741.175, dividido em 479.910.938 ações ordinárias.

Em 2008, a CPFL Energia constituiu a CPFL Bioenergia, para diversificar seus investimentos e aumentar a eficiência das operações. A CPFL Bioenergia tem como objetivo social primordial a geração de energia elétrica de origem térmica e vapor d'água através de usinas de co-geração movidas a bagaço de cana-de-açúcar e palha.

Em agosto de 2008, a CPFL Bioenergia assinou um contrato de parceria com a Baldin Bioenergia que prevê a construção de uma Usina Termoelétrica de 45 MW movida a bagaço de cana localizada em Pirassununga, no estado de São Paulo. Esta usina entrou em operação em 27 de agosto de 2010. A CPFL Geração detém 100% do capital social da CPFL Bioenergia.

Em agosto de 2008, foi integralizado o capital social da empresa CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda ("CPFL Atende"), controlada integral da CPFL Energia, que tem como objeto a prestação de serviços de teleatendimento em geral, especialmente de atendimento ao consumidor devendo ser realizadas atividades próprias de centros de recepção de chamadas e respostas a chamadas de clientes para atendimento com operadores humanos e atendimento eletrônico – URA. O objetivo inicial é a prestação de serviços para as empresas do grupo e no futuro para demais empresas.

Em janeiro de 2009, foi aprovado o aumento do capital social da controlada Perácio, no montante total de R\$ 413.543, com a emissão de novas ações ordinárias, sem valor nominal, com a consequente alteração do Artigo 3º do Estatuto

6.3 - Breve histórico

Social.

Em fevereiro de 2009, foi aprovada a incorporação da Perácio pela CPFL Jaguariúna. Após esta incorporação, a Perácio foi extinta e a CPFL Energia passou a deter diretamente 100% do capital social total da CPFL Jaguariúna.

Em janeiro de 2009, através do Instrumento Particular de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças celebrado entre Votorantim Participações S.A. ("VPAR"), e Camargo Corrêa S.A. ("CCSA"), a CCSA passa a deter, indiretamente, a totalidade das ações da VBC.

Em março de 2009, foi aprovada uma reestruturação societária através da cisão parcial da CPFL Jaguariúna com versão dos ágios de aquisição para as controladas CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa, CPFL Jaguari de Geração e CPFL Serviços e transferência dos investimentos e outros ativos e passivos relacionados para a CPFL Energia. Após a reestruturação, a CPFL Energia passou a deter diretamente todos os investimentos anteriormente detidos pela CPFL Jaguariúna.

A Brumado Holdings Ltda. ("Brumado"), através de sua controlada Bradespar S.A., comunicou à CPFL Energia S.A. que, em 19 de maio de 2009 efetuou a venda de 11.169.004 ações ordinárias, de emissão da CPFL Energia S.A., correspondentes a 2,33% do capital social da Companhia, reduzindo, portanto, sua participação de 5,92% para 3,59%.

Em setembro de 2009, a CPFL Geração adquiriu as empresas Santa Clara I – Energias Renováveis Ltda. ("Santa Clara I"), Santa Clara II Energias Renováveis Ltda. ("Santa Clara II"), Santa Clara III Energias Renováveis Ltda. ("Santa Clara III"), Santa Clara IV Energias Renováveis Ltda. ("Santa Clara IV"), Santa Clara V Energias Renováveis Ltda. ("Santa Clara V"), Santa Clara VI Energias Renováveis Ltda. ("Santa Clara VI"), e Eurus VI Energias Renováveis Ltda. ("Eurus VI"), todas sociedades de quotas de responsabilidade limitada, com o objetivo de investirem e atuarem como produtores independentes de energia elétrica a partir de fontes alternativas, predominantemente a eólica, com um potencial previsto de 188 MW, a ser instalado no Estado do Rio Grande do Norte. A controlada CPFL Geração detém 100% do capital social destas eólicas.

Em setembro de 2009, a CPFL Geração adquiriu a Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA"), uma sociedade por ações de capital fechado, que tem como objetivo desenvolver, implementar, operar e explorar 2 (duas) usinas termoeletricas, denominadas "UTE Termoparaíba" e "UTE Termonordeste", ambas movidas a óleo combustível, cuja potência instalada prevista é de 170,8 MW cada totalizando 341,6 MW (sendo nossa parte de 174,2 MW). A controlada CPFL Geração detém 51%¹ do capital social da EPASA. O início das operações ocorreu em 24 de dezembro de 2010 para a UTE Termonordeste e 13 de janeiro de 2011 para a UTE Termoparaíba.

Em outubro de 2009, foi constituída a CPFL Bio Formosa S.A. ("CPFL Bio Formosa"), uma sociedade por ações de capital fechado, com o propósito principal de geração de energia elétrica térmica e vapor d'água através de usinas de co-geração movidas a bagaço de cana-de-açúcar e palha. Em 06 de novembro de 2009, a CPFL Bio Formosa assinou um contrato de parceria com a Usina Baía Formosa, do Grupo Farias, que prevê a construção de uma Usina Termoeletrica de 40 MW movida a bagaço de cana localizada na cidade de Baía Formosa no Estado Rio de Grande do Norte. A entrada em operação está prevista para o terceiro trimestre de 2011. A CPFL Brasil detinha 100% do capital social da CPFL Bio Formosa.

Em outubro de 2009, o Fundo BB Carteira Livre I Fundo de Investimento em Ações ("BB Carteira Livre") passou a ser titular das ações detidas pela 521 Participações. Dessa forma, o BB Carteira Livre passou a ser acionista da CPFL Energia.

Em março de 2010, foi assinado contrato de parceria com o Grupo Pedra Agroindustrial, para construção de três usinas termoeletricas movidas a bagaço de cana, sendo UTE Bio Buriti, UTE Bio Ipê e UTE Bio Pedra, localizadas em Buritizal, Nova Independência e Serrana, respectivamente, no estado de São Paulo. A capacidade instalada total destes três projetos é de 145 MW. O contrato com o Grupo Pedra Agroindustrial foi assinado pelas controladas CPFL Bio Buriti S.A. ("CPFL Bio Buriti"), CPFL Bio Ipê S.A. ("CPFL Bio Ipê") e CPFL Bio Pedra S.A. ("CPFL Bio Pedra"), constituídas em 2010 com o objetivo de desenvolvimento de projetos de geração de energia elétrica de origem térmica a partir de biomassa. A controlada CPFL Brasil detinha 100% do capital social destas controladas.

¹ Em setembro de 2009 adquirimos 51% do capital da EPASA. Este percentual foi aumentado para 52,75% em função de uma diluição dos demais acionistas em dezembro de 2011.

6.3 - Breve histórico

Em abril de 2010 foi aprovada a incorporação da totalidade das ações de titularidade dos acionistas minoritários das seguintes controladas: (i) Companhia Leste Paulista de Energia; (ii) Companhia Jaguari de Energia; (iii) Companhia Sul Paulista de Energia; (iv) Companhia Luz e Força de Mococa; (v) Companhia Jaguari de Geração de Energia; (vi) CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.; e (vii) Companhia Luz e Força Santa Cruz. Em virtude da incorporação das ações também foi aprovado o aumento do capital social da Companhia no valor total de R\$ 52.249, com emissão de 1.226.192 novas ações ordinárias da Companhia integralizadas com as ações de emissão das controladas incorporadas ao patrimônio da Companhia. Com isso, a CPFL Energia passou a deter 100% do capital social destas 7 subsidiárias.

No 3º trimestre de 2010, foi alterado o estatuto social da controlada anteriormente denominada "Chumpitaz Participações S.A.", passando esta a ter a razão social "Chumpitaz Serviços S.A.". O objeto social da controlada passou a ser a prestação de serviços de natureza técnica, administrativa, comercial, dentre outras.

Em 2010, a controlada indireta Foz do Chapecó entrou parcialmente em operação. As três primeiras unidades geradoras começaram suas operações em 14 de outubro, 23 de novembro e 30 de dezembro de 2010. A última unidade geradora entrou em operação em 12 de março de 2011.

As controladas Campo dos Ventos I, II, III, IV, V e Eurus V são sociedades anônimas de capital fechado que foram adquiridas em 16 de julho de 2010 para atuarem como produtores independentes de energia elétrica a partir de fontes alternativas, predominantemente a eólica, com um potencial previsto de 180 MW a ser instalado no Estado do Rio Grande do Norte. Em 26 de agosto de 2010, estas controladas participaram do leilão de energia de reserva para fontes eólicas promovido pelo ANEEL, tendo a Campo dos Ventos II negociado um contrato de suprimento de energia de 14 MW médios a serem entregues a partir de 2013, por um período de 20 anos.

Em 07 de abril de 2011, a CPFL Energia, por meio da sua controlada CPFL Comercialização Brasil S.A., celebrou um contrato de compra e venda para a aquisição de 100% das ações da Jantus SL ("Jantus") por R\$ 823 milhões e/ou a possível aquisição da totalidade do capital social de uma sociedade a ser organizada pelos Vendedores mediante uma reorganização societária na Jantus. Em 21 de setembro de 2011, a CPFL Energia S.A. cedeu o contrato de compra e venda para a CPFL Energias Renováveis. Para concluir a aquisição, nossa subsidiária CPFL Brasil aportou fundos à CPFL Energias Renováveis, dos quais nós agora detemos 63% de participação.

A Jantus controlava SIIF Énergies do Brasil Ltda. e, ainda, SIIF Desenvolvimento de Projetos de Energia Eólica Ltda. (em conjunto "SIIF"). A SIIF detém (i) quatro parques eólicos em operação no Estado do Ceará com capacidade instalada de 210 MW e com contratos de venda de energia de 20 anos com a Eletrobrás incluídos no PROINFA ("Parques Eólicos em Operação"), (ii) um projeto de parque eólico localizado no Estado do Rio de Janeiro com capacidade instalada potencial de 135 MW e também com contrato de venda de energia de longo prazo com a Eletrobrás incluído no PROINFA ("Quintanilha Machado"), e (iii) um portfólio de projetos eólicos com capacidade instalada total de 732 MW nos Estados do Ceará e Piauí, dos quais 412 MW já são certificados e elegíveis para participação nos próximos leilões de energia ("Portfólio de Projetos"). Em 19 de dezembro de 2011, a aquisição foi concluída, sendo que a CPFL Renováveis adquiriu a totalidade do capital da SIIF, compreendendo os itens i e iii supracitados.

Em Assembléia Geral Extraordinária, realizada em 28 de abril de 2011 foi aprovada a operação de grupamento das ações ordinárias da CPFL Energia, na proporção de 10 (dez) para 1 (uma) e, simultaneamente, o desdobramento das ações grupadas, na proporção de 1 (uma) para 20 (vinte) para serem implementadas no exercício social de 2011, conforme descrito no item 15.7 deste formulário.

Ainda, em 19 de abril de 2011, a CPFL Energia, em conjunto com as controladas CPFL Geração e CPFL Brasil, e ERSA – Energias Renováveis S.A. ("ERSA"), celebraram um Acordo de Associação estabelecendo os termos e condições por meio dos quais decidiram unir ativos e projetos de energia renovável detidos por CPFL e ERSA no Brasil, assim considerados Parques Eólicos, Pequenas Centrais Hidrelétricas ("PCHs") e Usinas Termoelétricas a Biomassa.

Em linhas gerais, a associação compreendeu as seguintes etapas:

- (i) A CPFL Geração comprometeu-se a realizar a segregação das PCHs que compunham seu patrimônio e estavam sob sua operação, transferindo tais ativos para sociedades específicas sob o seu controle direto, quais sejam, Mohini

6.3 - Breve histórico

Empreendimentos e Participações Ltda., Chimay Empreendimentos e Participações Ltda. e Jayaditya Empreendimentos e Participações Ltda (as "Sociedades PCH");

- (ii) A CPFL Geração e a CPFL Brasil, como únicas acionistas, passaram a integrar uma nova sociedade holding: Smita Empreendimentos e Participações S.A. (a "SMITA"), para a qual transferiram todos os seus empreendimentos de energia renovável, inclusive as Sociedades PCH;
- (iii) A ERSa incorporará a SMITA, de forma que a CPFL Geração e a CPFL Brasil passarão a integrar o bloco de controle da ERSa, como acionistas majoritárias, a qual foi aprovada em 23 de agosto de 2011 pelo Conselho de Administração da Companhia e ratificada pelos acionistas em Assembléia Geral Extraordinária realizada em 19 de dezembro de 2011; e
- (iv) Concomitantemente à realização da incorporação descrita acima, a ERSa terá sua denominação alterada para CPFL Energias Renováveis S.A. (a "CPFL Renováveis").

Em agosto de 2011, a Bonaire Participações S.A. transferiu parte de suas ações de emissão da Companhia à sua acionista controladora Energia São Paulo Fundo de Investimento em Participações ("Energia SP FIP"). Detalhes desta operação estão disponíveis nos Comunicados ao Mercado divulgados pela Companhia em 15 e 18 de agosto de 2011. Em fevereiro de 2012, a Bonaire novamente transferiu um determinado número de ações de emissão da Companhia à sua acionista controladora Energia SP FIP, aumentando a participação desta última no capital social da Companhia. Detalhes desta operação estão disponíveis no Comunicado ao Mercado divulgado pela Companhia em 30 de janeiro de 2012. Para mais informações, veja o item 15.6 deste formulário.

Em 29 de dezembro de 2011, através da nossa subsidiária CPFL Energias Renováveis, nós adquirimos todas as ações da Santa Luzia Energética S.A. ("Santa Luzia"), representando 100% de seu capital social de R\$132 milhões mediante a assunção de dívidas com o BNDES. Como resultado disso, nós agora detemos a pequena central hidrelétrica Santa Luzia, localizada nas cidades de São Domingos e Iguaçú, no Estado de Santa Catarina, com capacidade instalada de 28,5 MW.

Ainda, conforme informado no item 3.3., em comunicado ao mercado de 13 de janeiro de 2012 a Companhia informou que 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 Atlântica").

O Complexo Atlântica é detentor 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 uma capacidade instalada de 120 MW. Tendo em vista o cumprimento de todas as condições precedentes para a conclusão da operação, incluindo a obtenção da anuência prévia da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), a controlada CPFL Renováveis passou a deter a totalidade das ações do Complexo Atlântica.

Em 24 de fevereiro de 2012, a CPFL Renováveis divulgou em Fato Relevante a celebração do contrato de compra e venda de ações da sociedade BVP S.A., que detém 100% das ações da sociedade Bons Ventos Geradora de Energia S.A.. A Bons Ventos detém autorização outorgada pela ANEEL para explorar os parques eólicos Taíba Albatroz, Bons Ventos, Enacel e Canoa Quebrada, com capacidade total instalada de 157,5 MW. O preço total da aquisição é de R\$ 1.062 milhões, que compreende: (i) R\$ 600 milhões a ser pago aos vendedores (contraprestação transferida); e (ii) a assunção de dívida líquida no valor de R\$ 462 milhões, os quais poderão ser ajustados até a data do fechamento da aquisição, conforme previsto no contrato de compra e venda de ações. 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 20 anos, através do PROINFA. A aquisição está sujeita a certas condições previstas no Contrato de Compra e Venda, incluindo as autorizações das autoridades reguladoras.

Em 12 de março de 2012, a CPFL Renováveis divulgou em Fato Relevante a celebração do contrato de compra e venda de ações da sociedade SPE Lacenas Participações, controlada da usina Ester que detém autorização outorgada pela ANEEL

6.3 - Breve histórico

para explorar energia de biomassa com capacidade instalada de 40 MW. A usina Ester tem contrato de energia comercializado no Leilão LFA 2007 de cerca de 7 MW médios, com duração de 15 anos. A energia restante será comercializada no Mercado Livre. Os ativos de cogeração localizam-se no município de Cosmópolis (SP) e encontram-se em operação comercial plena. O preço total de aquisição dos ativos é de R\$115,5 milhões que compreende: (i) valor de R\$50,9 milhões a ser pago aos vendedores; e (ii) assunção de dívida líquida no valor de R\$60,6 milhões. A aquisição está sujeita a certas condições previstas no Contrato de Compra e Venda, incluindo as autorizações das autoridades reguladoras.

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

6.5 Descrever os principais eventos societários, tais como incorporações, fusões, cisões, incorporações de ações, alienações e aquisições de controle societário, aquisições e alienações de ativos importantes, pelos quais tenham passado o emissor ou qualquer de suas controladas ou coligadas, indicando:

- a. evento;
- b. principais condições do negócio;
- c. sociedades envolvidas;
- d. efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores do emissor;
- e. quadro societário antes e depois da operação.

- **2009**

a) Perácio, CPFL Jaguariúna e subsidiárias:

Em 30 de dezembro de 2008, a ANEEL por meio da Resolução Autorizativa nº 1.737, aprovou uma Reestruturação Societária envolvendo a Perácio, CPFL Jaguariúna e suas subsidiárias. A operação foi concretizada no primeiro trimestre de 2009, e consistiu em:

✓ **Aumento de Capital na Perácio:**

Em AGE realizada em 29 de janeiro de 2009, foi aprovado um aumento de capital pela Companhia na Perácio, no montante de R\$ 413.543, através de capitalização de créditos de AFAC no valor de R\$ 409.310 e outras contas a receber no valor de R\$ 4.233.

✓ **Incorporação da Perácio pela CPFL Jaguariúna:**

Em AGE realizada em 18 de fevereiro de 2009, foi aprovada a incorporação da Perácio pela CPFL Jaguariúna. A incorporada, por consequência foi extinta, passando a CPFL Jaguariúna à condição de sucessora universal dos seus bens, direitos e obrigações.

No momento da incorporação, foram aplicados os conceitos das Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/01, de modo que uma provisão retificadora do ágio fosse registrada, gerando um crédito fiscal no montante de R\$ 40.824. Para recompor seu investimento a Companhia registrou um ágio (intangível de concessão) no montante de R\$ 79.990.

✓ **Cisão Parcial da CPFL Jaguariúna:**

Em AGE realizada em 25 de março de 2009, foi aprovada a reestruturação societária envolvendo a cisão parcial e consequente redução de capital da controlada CPFL Jaguariúna.

Na reestruturação, a controlada CPFL Jaguariúna realizou redução de capital no montante de R\$ 290.248 mediante a transferência dos investimentos totalizando R\$ 201.339, e outros ativos líquidos no montante de R\$ 88.909, incluindo dividendos a receber no montante de R\$ 66.776 e caixa de R\$ 2.000.

Depois de finalizada a reestruturação societária, a Companhia passou a deter diretamente o controle sobre as seguintes subsidiárias: CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa, CPFL Serviços, CPFL Jaguari e Jaguari Geração e CPFL Planalto.

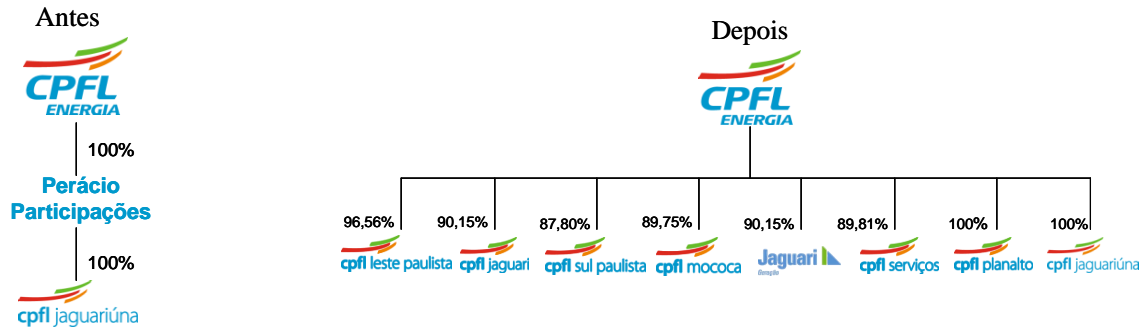
✓ **Redução de Capital Social:**

Na AGE de 25 de março de 2009, houve a aprovação da redução de capital das controladas CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari. Esta redução, que gerou um reembolso financeiro para a Companhia de R\$ 58.236, visou adequar a estrutura de capital das controladas. Esta operação não resultou em cancelamento de ações.

✓ **Transferência de Ações – Ações em Custódia:**

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

Em RCA realizada em 28 de outubro de 2009, foi aprovada a transferência da totalidade das ações em custódia da Companhia, de emissão das controladas CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa, CPFL Serviços, CPFL Jaguari e Jaguari Geração, que estavam contabilizadas como Investimento desde o descruzamento societário das empresas do grupo "CMS Energy Brasil", ocorrido em 2004. Estas ações pertencem a proprietários identificados, porém não localizados. O montante total da transferência de ações foi de R\$ 2.602.



CPFL Jaguariuna S.A.	Antes		Depois	
	Posição em : Junho/2007		Posição em : Janeiro/2009	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Energia S.A	-	-	189.620.156	100,00%
Perácio Participações Ltda	189.620.156	100,00%	-	-
Membros da Diretoria Executiva	4	-	4	-
TOTAL	189.620.160	100,00%	189.620.160	100,00%

Companhia Paulista de Energia Elétrica	Antes		Depois	
	Posição em : Junho/2007		Posição em : Janeiro/2009	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Energia S.A	-	-	864.581.067	96,56%
CPFL Jaguariuna S.A	864.581.067	96,56%	-	-
Membros da Diretoria Executiva	4.000	-	4.000	-
Ações em Tesouraria	359.393	-	359.393	-
Demais Acionistas	30.788.244	3,44%	30.788.244	3,44%
TOTAL	895.732.704	100,0%	895.732.704	100,00%

Companhia Jaguari de Energia	Antes		Depois	
	Posição em : Junho/2007		Posição em : Janeiro/2009	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Energia S.A	-	-	190.968.773	90,15%
CPFL Jaguariuna S.A	190.968.773	90,15%	-	-
Ações em Tesouraria	281.340	-	281.340	-
Demais Acionistas	20.875.514	9,85%	20.875.514	9,85%
TOTAL	212.125.627	100,00%	212.125.627	100,00%

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

CPFL Sul Paulista de Energia	Antes		Depois	
	Posição em : Junho/2007		Posição em : Janeiro/2009	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Energia S.A	-	-	390.997.300	87,80%
CPFL Jaguariuna S.A	390.997.300	87,80%	-	-
Membros da Diretoria Executiva	7.408	-	7.408	-
Ações em Tesouraria	18.165.450	-	18.165.450	-
Demais Acionistas	54.312.162	12,20%	54.312.162	12,20%
TOTAL	463.482.320	100,00%	463.482.320	100,00%

Companhia Luz e Força Mococa	Antes		Depois	
	Posição em : Junho/2007		Posição em : Janeiro/2009	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Energia S.A	-	-	105.001.734	89,75%
CPFL Jaguariuna S.A	105.001.734	89,75%	-	-
Ações em Tesouraria	4.772.208	-	4.772.208	-
Demais Acionistas	11.987.325	10,25%	11.987.325	10,25%
TOTAL	121.761.267	100,00%	121.761.267	100,00%

CPFL Jaguari de Geração de Energia	Antes		Depois	
	Posição em : Junho/2007		Posição em : Janeiro/2009	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Energia S.A	-	-	36.122.873	90,15%
CPFL Jaguariuna S.A	36.122.873	90,15%	-	-
Ações em Tesouraria	36.243	-	36.243	-
Demais Acionistas	3.948.719	9,85%	3.948.719	9,85%
TOTAL	40.107.835	100,00%	40.107.835	100,00%

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	Antes		Depois	
	Posição em : Junho/2007		Posição em : Janeiro/2009	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Energia S.A	-	-	1.296.139.298	89,81%
CPFL Jaguariuna S.A	1.296.139.298	89,81%	-	-
Ações em Tesouraria	39.193.404	-	39.193.404	-
Demais Acionistas	147.001.626	10,19%	147.001.626	10,19%
TOTAL	1.482.334.328	100,00%	1.482.334.328	100,00%

CPFL Planalto Ltda	Antes		Depois	
	Posição em : Junho/2007		Posição em : Janeiro/2009	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Energia S.A	-	-	630.291	100,00%
CPFL Jaguariuna S.A	630.291	100,00%	-	-
Membros da Diretoria Executiva	1	-	1	-
TOTAL	630.292	100,00%	630.292	100,00%

b) Reestruturação de Foz do Chapecó:

Em 12 de maio de 2009, a ANEEL por meio da Resolução Autorizativa nº 1913, anuiu a reestruturação societária da Foz do Chapecó que consiste na transferência da totalidade das ações até então detidas pela CPFL Geração e pela Companhia Estadual de Energia Elétrica ("CEEE-GT") na Foz do Chapecó para a Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense").

Em 20 de agosto de 2009, as controladas indiretas Foz do Chapecó e Chapecoense realizaram assembleias gerais extraordinárias para aprovação de reestruturação societária envolvendo as companhias. A operação consistiu na transferência da totalidade das ações anteriormente detidas pela CPFL Geração e pela Companhia Estadual de Energia Elétrica ("CEEE-GT") na Foz do Chapecó para a Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense"), passando a Chapecoense a ter como sócios a CPFL Geração com 51%, CEEE-GT com 9% e Furnas com 40%. Desta forma, a Chapecoense passará a deter 100% do capital social da Foz do Chapecó. Esta reestruturação não alterou as participações que os sócios anteriormente detinham no empreendimento.



6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

Fóz do Chapecó Energia S.A.	Antes		Depois	
	Posição em : Julho/2009		Posição em : Agosto/2009	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Geração S.A.	207.234.743	51,00%	-	-
Cia Estadual de Energia Elétrica	36.570.836	9,00%	-	-
Chapecoense Geração S.A.	162.537.055	40,00%	540.509.301	100,00%
Membros da Diretoria e Conselheiros	13	-	13	0,00%
TOTAL	406.342.647	100,00%	540.509.314	100,00%

Chapecoense Geração S.A	Antes		Depois	
			Posição em : Agosto/2009	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Geração S.A.	-	-	275.664.850	51,00%
Cia Estadual de Energia Elétrica CEEE	-	-	48.646.738	9,00%
Furnas	-	-	216.207.726	40,00%
TOTAL	-	-	540.519.314	100,0%

c) EPASA

Em 15 de setembro de 2009 a controlada CPFL Geração firmou contrato para aquisição de 51% do capital social da EPASA. A EPASA tem como objetivo desenvolver, implementar, operar e explorar 2 (duas) usinas termoeletricas, denominadas "UTE Termoparaíba" e "UTE Termonordeste", ambas movidas a óleo combustível, cuja potência instalada prevista é de 170,8 MW cada. As obras foram iniciadas em 2009 e a entrada em operação da Termonordeste ocorreu em 24 de dezembro de 2010 e da Termoparaíba em 13 de janeiro de 2011.

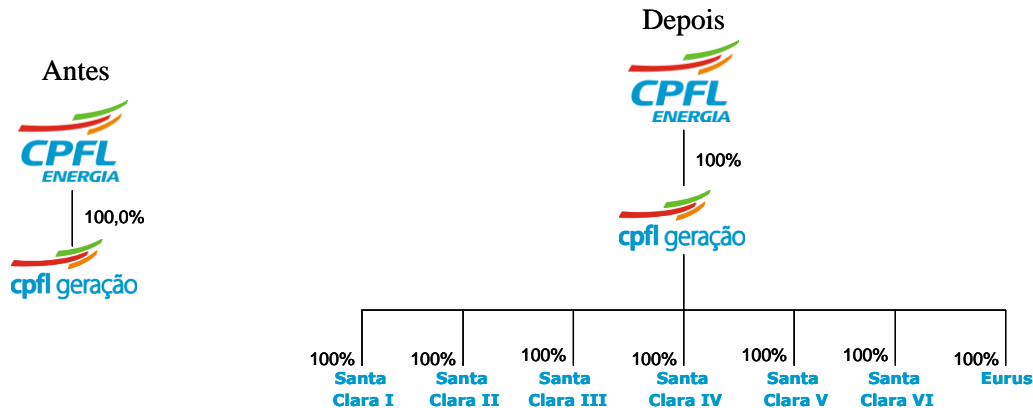


6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

Centrais Elétricas da Paraíba S.A	Antes		Depois	
	Posição em : Agosto/2009		Posição em : Setembro/2009	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Geração S.A.	-	-	25.500	51,00%
DC Energia e Participações S.A.	-	-	20.025	40,05%
Aruaná Energia S.A.	-	-	3.250	6,50%
OZ & M Incorporação, Participação Ltda	-	-	1.225	2,45%
TOTAL	-	-	50.000	100,00%

d) Eólicas

Em 09 de setembro de 2009 a controlada CPFL Geração adquiriu a titularidade de 100% das quotas das eólicas. São sociedades de quotas de responsabilidade limitada, adquiridas para investirem e atuarem como produtores independentes de energia elétrica a partir de fontes alternativas, predominantemente a eólica, com um potencial previsto de 188 MW, a ser instalado no Estado do Rio Grande do Norte. A entrada em operação destes parques eólicos está prevista para julho de 2012.



Santa Clara I Energia Renováveis Ltda	Antes		Depois	
	Posição em : Agosto/2009		Posição em : Setembro/2009	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Geração S.A.	-	-	15.849.899	100,00%
Membros da Diretoria Executiva	-	-	1	-
TOTAL	-	-	15.849.900	100,00%

Santa Clara II Energia Renováveis Ltda	Antes		Depois	
	Posição em : Agosto/2009		Posição em : Setembro/2009	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Geração S.A.	-	-	15.849.899	100,00%
Membros da Diretoria Executiva	-	-	1	-
TOTAL	-	-	15.849.900	100,00%

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

Santa Clara III Energia Renováveis Ltda	Antes		Depois	
	Posição em : Agosto/2009		Posição em : Setembro/2009	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Geração S.A.	-	-	15.849.899	100,00%
Membros da Diretoria Executiva	-	-	1	-
TOTAL	-	-	15.849.900	100,00%

Santa Clara IV Energia Renováveis Ltda	Antes		Depois	
	Posição em : Agosto/2009		Posição em : Setembro/2009	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Geração S.A.	-	-	15.849.899	100,00%
Membros da Diretoria Executiva	-	-	1	-
TOTAL	-	-	15.849.900	100,00%

Santa Clara V Energia Renováveis Ltda	Antes		Depois	
	Posição em : Agosto/2009		Posição em : Setembro/2009	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Geração S.A.	-	-	15.849.899	100,00%
Membros da Diretoria Executiva	-	-	1	-
TOTAL	-	-	15.849.900	100,00%

Santa Clara VI Energia Renováveis Ltda	Antes		Depois	
	Posição em : Agosto/2009		Posição em : Setembro/2009	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Geração S.A.	-	-	15.849.899	100,00%
Membros da Diretoria Executiva	-	-	1	-
TOTAL	-	-	15.849.900	100,00%

Eurus VI Energia Renováveis Ltda	Antes		Depois	
	Posição em : Agosto/2009		Posição em : Setembro/2009	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Geração S.A.	-	-	15.849.899	100,00%
Membros da Diretoria Executiva	-	-	1	-
TOTAL	-	-	15.849.900	100,00%

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

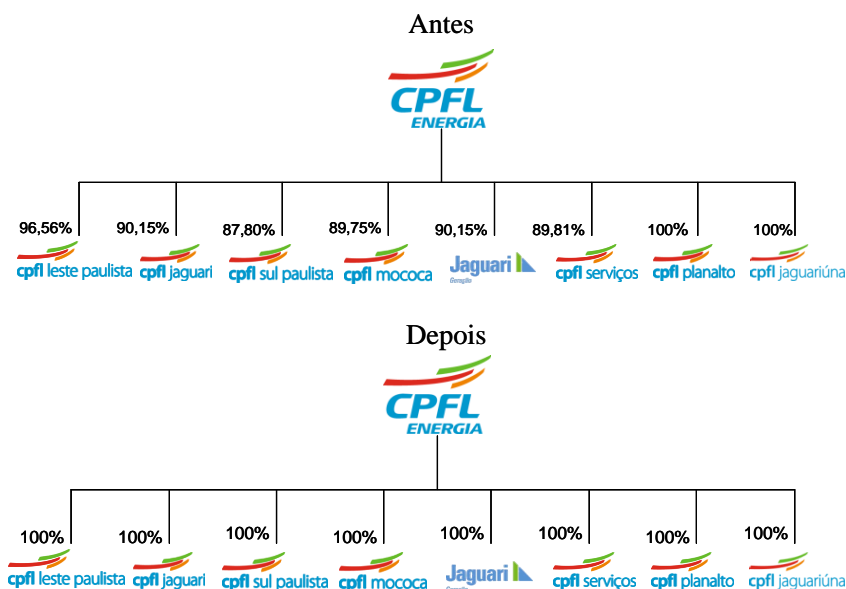
e) CPFL Bio Formosa S.A.

A CPFL Bio Formosa S.A. ("CPFL Bio Formosa") é uma sociedade por ações de capital fechado, constituída em 20 de outubro de 2009 com o propósito principal de geração de energia elétrica térmica e vapor d'água através de usinas de co-geração movidas a bagaço de cana-de-açúcar e palha. Em 06 de novembro de 2009 a CPFL Bio Formosa assinou um contrato de parceria com a Usina Baía Formosa, do Grupo Farias, que prevê a construção de uma Usina Termoelétrica de 40 MW movida a bagaço de cana localizada na cidade de Baía Formosa no Estado Rio de Grande do Norte, com entrada em operação prevista para o terceiro trimestre de 2011.

• 2010

a) CPFL Jaguariúna e subsidiárias - Incorporação de ações

Através da AGO/E da CPFL Energia realizada em 26 de abril de 2010 foi aprovada a incorporação da totalidade das ações de titularidade dos acionistas minoritários das controladas CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa, Jaguari Geração, CPFL Serviços e CPFL Santa Cruz ao patrimônio da CPFL Energia e a conversão destas empresas em suas subsidiárias integrais. Dessa forma, o capital social da CPFL Energia passou de R\$ 4.741.175 para R\$ 4.793.424, um aumento de R\$ 52.249, com emissão de 1.226.192 novas ações ordinárias.



CPFL Jaguariuna S.A.	Antes		Depois	
	Posição em : Janeiro/2009		Posição em : Abril/2010	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Energia S.A.	189.620.156	100,00%	189.620.160	100,00%
Membros da Diretoria Executiva	4	-	-	-
TOTAL	189.620.160	100,00%	189.620.160	100,00%

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

Companhia Paulista de Energia Elétrica	Antes		Depois	
	Posição em : Janeiro/2009		Posição em : Abril/2010	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Energia S.A	864.581.067	96,56%	895.732.704	100,00%
Membros da Diretoria Executiva	4.000	-	-	-
Ações em Tesouraria	359.393	-	-	-
Demais Acionistas	30.788.244	3,44%	-	-
TOTAL	895.732.704	100,0%	895.732.704	100,00%

Companhia Jaguari de Energia	Antes		Depois	
	Posição em : Janeiro/2009		Posição em : Abril/2010	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Energia S.A	190.968.773	90,15%	212.125.627	100,00%
Ações em Tesouraria	281.340	-	-	-
Demais Acionistas	20.875.514	9,85%	-	-
TOTAL	212.125.627	100,00%	212.125.627	100,00%

CPFL Sul Paulista de Energia	Antes		Depois	
	Posição em : Janeiro/2009		Posição em : Abril/2010	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Energia S.A	390.997.300	87,80%	463.482.320	100,00%
Membros da Diretoria Executiva	7.408	-	-	-
Ações em Tesouraria	18.165.450	-	-	-
Demais Acionistas	54.312.162	12,20%	-	-
TOTAL	463.482.320	100,00%	463.482.320	100,00%

Companhia Luz e Força Mococa	Antes		Depois	
	Posição em : Janeiro/2009		Posição em : Abril/2010	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Energia S.A	105.001.734	89,75%	121.761.267	100,00%
Ações em Tesouraria	4.772.208	-	-	-
Demais Acionistas	11.987.325	10,25%	-	-
TOTAL	121.761.267	100,00%	121.761.267	100,00%

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

CPFL Jaguari de Geração de Energia	Antes		Depois	
	Posição em : Janeiro/2009		Posição em : Abril/2010	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Energia S.A	36.122.873	90,15%	40.107.835	100,00%
Ações em Tesouraria	36.243	-	-	-
Demais Acionistas	3.948.719	9,85%	-	-
TOTAL	40.107.835	100,00%	40.107.835	100,00%

CPFL Serviços, Equipamentos, Industria e Comércio S.A.	Antes		Depois	
	Posição em : Janeiro/2009		Posição em : Abril/2010	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Energia S.A	1.296.139.298	89,81%	1.482.334.328	100,00%
Ações em Tesouraria	39.193.404	-	-	-
Demais Acionistas	147.001.626	10,19%	-	-
TOTAL	1.482.334.328	100,00%	1.482.334.328	100,00%

CPFL Planalto Ltda	Antes		Depois	
	Posição em : Janeiro/2009		Posição em : Abril/2010	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Energia S.A	630.291	100,0%	630.291	100,0%
Membros da Diretoria Executiva	1	-	1	-
TOTAL	630.292	100,0%	630.292	100,0%

CPFL Energia S.A	Antes		Depois	
	Posição em : Abril/2010		Posição em : Maio/2010	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
VBC Energia S.A	122.948.720	25,62%	122.948.720	25,55%
BB Carteira Livre I FIA	149.233.727	31,10%	149.233.727	31,02%
Bonaire Participações S.A.	60.713.511	12,65%	60.713.511	12,62%
BNDES Participações S.A.	40.526.739	8,44%	40.526.739	8,42%
Membros do Conselho de Administração	112	-	112	-
Membros da Diretoria Executiva	14.759	-	5.624	-
Demais Acionistas	106.473.370	22,19%	107.708.697	22,39%
TOTAL	479.910.938	100,0%	481.137.130	100,0%

b) Campo dos Ventos

Em 16 de julho de 2010, a controlada CPFL Geração adquiriu a totalidade de ações das empresas Campos dos Ventos I a V e Eurus V, com propósito específico de desenvolvimento de projetos de geração de energia proveniente de fonte eólica. A Campos dos Ventos II negociou um contrato de suprimento de energia de 14 MW médios a ser entregue a partir de 2013, por um período de 20 anos em um leilão promovido pela ANEEL.

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

c) CPFL Bio Buriti S.A., CPFL Bio Ipê S.A. e CPFL Bio Pedra S.A.

As controladas integrais CPFL Bio Buriti, CPFL Bio Ipê e CPFL Bio Pedra, são sociedade por ação de capital fechado que foram constituídas em 27 de janeiro de 2010, tendo por objeto principal a geração de energia elétrica de origem térmica e vapor d'água através de usinas de co-geração movidas a bagaço de cana-de-açúcar e palha. Em 26 de agosto de 2010 a controlada CPFL Bio Pedra participou do leilão de energia de reserva para fontes eólicas promovido pela ANEEL, tendo negociado um contrato de suprimento de energia de 24,3 MW médios a serem entregues a partir de 2013, por um período de 20 anos.

• 2011

ERSA, CPFL Energia, CPFL Geração e CPFL Brasil

Conforme descrito no item 6.3, em 07 de abril de 2011, a CPFL Energia, por meio da sua controlada CPFL Comercialização Brasil S.A. celebrou, um contrato de compra e venda, objetivando a aquisição da totalidade das ações representativas do capital social da Jantus SL ("Jantus") por R\$ 823 milhões, e/ou a possível aquisição da totalidade do capital social de uma sociedade a ser organizada pelos Vendedores mediante uma reorganização societária na Jantus. Em 21 de setembro de 2011, a CPFL Energia S.A. cedeu o contrato de compra e venda para a CPFL Energias Renováveis. Para concluir a aquisição, nossa subsidiária CPFL Brasil aportou fundos à CPFL Energias Renováveis, dos quais nós agora detemos 63% de participação. A operação contemplou a aquisição de: (i) quatro parques eólicos em operação no Estado do Ceará com capacidade instalada de 210 MW e (ii) um conjunto de projetos de parques eólicos com capacidade total instalada de 732 MW nos Estados do Ceará e Piauí, dos quais 412 MW já foram certificados e estão qualificados para participação nos próximos leilões de energia. A aquisição foi concluída em 19 de dezembro de 2011.

Ainda, em 19 de abril de 2011, CPFL Energia, em conjunto com as controladas CPFL Geração e CPFL Brasil, e ERSA – Energias Renováveis S.A. ("ERSA"), celebraram um Acordo de Associação estabelecendo os termos e condições por meio dos quais decidiram unir ativos e projetos de energia renovável detidos por CPFL e ERSA no Brasil, assim considerados Parques Eólicos, Pequenas Centrais Hidrelétricas ("PCHs") e Usinas Termoelétricas a Biomassa.

Em linhas gerais, a associação compreendeu as seguintes etapas:

- 1) A CPFL Geração comprometeu-se a realizar a segregação das PCHs que compunham seu patrimônio e estavam sob sua operação, transferindo tais ativos para sociedades específicas sob o seu controle direto, quais sejam, Mohini Empreendimentos e Participações Ltda., Chimay Empreendimentos e Participações Ltda. e Jayaditya Empreendimentos e Participações Ltda (as "Sociedades PCH") – Etapa 1;
- 2) A CPFL Geração e a CPFL Brasil, como únicas acionistas, passaram a integrar uma nova sociedade holding: Smita Empreendimentos e Participações S.A. (a "SMITA"), para a qual transferiram todos os seus empreendimentos de energia renovável, inclusive as Sociedades PCH – etapa 2;
- 3) A ERSA incorporará a SMITA, de forma que a CPFL Geração e a CPFL Brasil passarão a integrar o bloco de controle da ERSA, como acionistas majoritárias; – etapa 3 e
- 4) Concomitantemente à realização da incorporação descrita acima, a ERSA terá sua denominação alterada para CPFL Energias Renováveis S.A. (a "CPFL Renováveis").

Organograma antes das reestruturações:

CPFL GERAÇÃO

CPFL BRASIL

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas



Quadro acionário etapa 1 da reestruturação:

Jayaditya Empreendimentos e Participações Ltda.	Antes		Depois	
	Posição em : Junho/2011		Posição em : Julho/2011	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Geração	999	99,90%	17.690.903	100,00%
Demais Acionistas	1	0,10%	1	0,00%
TOTAL	1.000	100,0%	17.690.904	100,0%

Mohini Empreendimentos e Participações Ltda.	Antes		Depois	
	Posição em : Junho/2011		Posição em : Julho/2011	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Geração	999	99,90%	59.932.668	100,00%
Demais Acionistas	1	0,10%	1	0,00%
TOTAL	1.000	100,0%	59.932.669	100,0%

Chimay Empreendimentos e Participações Ltda.	Antes		Depois	
	Posição em : Junho/2011		Posição em : Julho/2011	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Geração	999	99,90%	75.853.656	100,00%
Demais Acionistas	1	0,10%	1	0,00%
TOTAL	1.000	100,0%	75.853.657	100,0%

Smita Empreendimentos e Participações S.A.	Antes		Depois	
	Posição em : Junho/2011		Posição em : Julho/2011	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Geração	500	50,00%	508.730.545	86,02%
CPFL Brasil	500	50,00%	82.679.063	13,98%
TOTAL	1.000	100,0%	591.409.608	100,0%

Quadro acionário etapa 2 reestruturações:

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

Jayaditya Empreendimentos e Participações Ltda.	Antes		Depois	
	Posição em : Julho/2011		Posição em : Julho/2011	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Geração	17.690.903	100,00%	-	0,00%
Smita Empreendimentos e Participações S.A.	-	0,00%	17.690.903	100,00%
Demais Acionistas	1	0,00%	1	0,00%
TOTAL	17.690.904	100,0%	17.690.904	100,0%

Mohini Empreendimentos e Participações Ltda.	Antes		Depois	
	Posição em : Junho/2011		Posição em : Julho/2011	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Geração	59.932.668	100,00%	-	0,00%
Smita Empreendimentos e Participações S.A.	-	0,00%	59.932.668	100,00%
Demais Acionistas	1	0,00%	1	0,00%
TOTAL	59.932.669	100,0%	59.932.669	100,0%

Chimay Empreendimentos e Participações Ltda.	Antes		Depois	
	Posição em : Junho/2011		Posição em : Julho/2011	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Geração	75.853.656	100,00%	-	0,00%
Smita Empreendimentos e Participações S.A.	-	0,00%	75.853.656	100,00%
Demais Acionistas	1	0,00%	1	0,00%
TOTAL	75.853.657	100,0%	75.853.657	100,0%

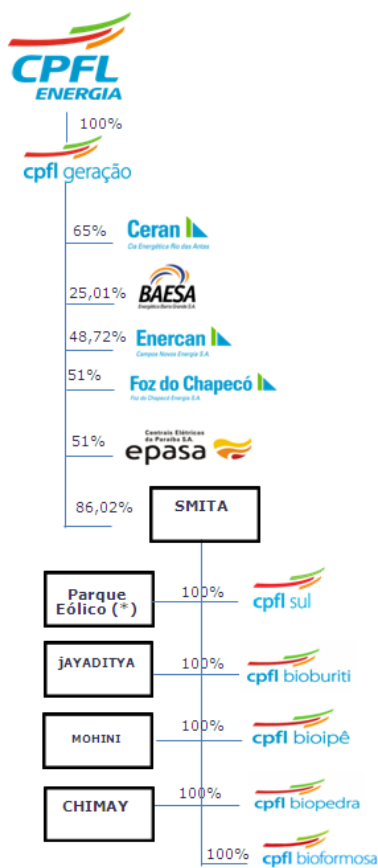
Smita Empreendimentos e Participações S.A.	Antes		Depois	
	Posição em : Julho/2011		Posição em : Julho/2011	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Geração	508.730.545	86,02%	839.216.503	86,02%
CPFL Brasil	82.679.063	13,98%	136.389.755	13,98%
TOTAL	591.409.608	100,0%	975.606.258	100,0%

Organograma após reestruturações (refletindo as etapas I e II da operação):

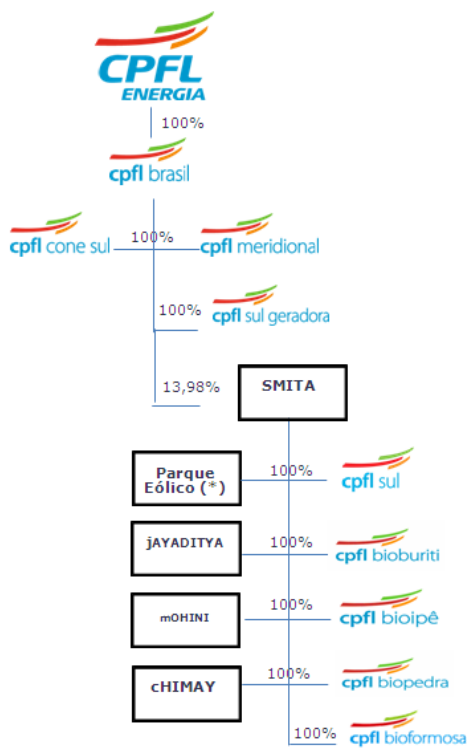
CPFL GERAÇÃO

CPFL BRASIL

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

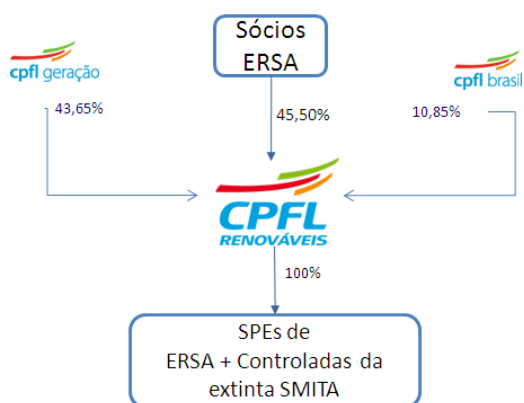


(*) Santa Clara I a VI , Campo dos Ventos I a V, Eurus V e VI



(*) Santa Clara I a VI , Campo dos Ventos I a V, Eurus V e VI

A etapa 3 destas reestruturações, que foi a incorporação da Smita pela Ersa, alterando sua denominação social para CPFL Renováveis, resultou no seguinte organograma:



6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

ERSA ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A.	Antes		Depois	
	Posição em: Julho/2011		Posição em: Agosto/2011	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Geração S.A.	-	0,00%	-	0,00%
CPFL Brasil	-	0,00%	-	0,00%
Secor LLC	190.413.272	24,97%	-	0,00%
Pátria Energia - Fundo de investimento em participações	165.362.205	21,68%	-	0,00%
FIP Pátria	29.042.714	3,81%	-	0,00%
FIP Brasil Energia	157.196.439	20,61%	-	0,00%
Bradesco FIP	102.872.952	13,49%	-	0,00%
DEG - Deutsche Investitions	51.025.261	6,69%	-	0,00%
GMR Energia S.A.	46.051.800	6,04%	-	0,00%
Demais acionistas	20.663.136	2,71%	-	0,00%
TOTAL	762.627.779	100,00%	-	0,00%

Smita Empreendimentos e Participações S.A.	Antes		Depois	
	Posição em: Julho/2011		Posição em: Agosto/2011	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Geração	839.216.503	86,02%	-	0,00%
CPFL Brasil	136.389.755	13,98%	-	0,00%
TOTAL	975.606.258	100,0%	-	0,0%

CPFL Energias Renováveis S.A.	Antes		Depois	
	Posição em: Julho/2011		Posição em: Agosto/2011	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Geração	-	0,00%	731.588.122	43,65%
CPFL Brasil	-	0,00%	181.887.177	10,85%
Secor	-	0,00%	190.413.272	11,36%
Pátria Energia	-	0,00%	165.362.205	9,87%
FIP Pátria	-	0,00%	29.042.714	1,73%
FIP Brasil Energia	-	0,00%	157.196.439	9,38%
Bradesco FIP	-	0,00%	102.872.952	6,14%
DEG	-	0,00%	51.025.261	3,04%
GMR	-	0,00%	46.051.800	2,75%
Demais acionistas	-	0,00%	20.663.136	1,23%
TOTAL	-	0,0%	1.676.103.078	100,00%

Em 19 de dezembro de 2011, conforme acima mencionado, a CPFL Renováveis adquiriu, indiretamente, a totalidade do capital da SIIF Énergies do Brasil Ltda. e da SIIF Desenvolvimento de Projeto de Energia Eólica Ltda., com um total de 4 parques eólicos em operação no Estado do Ceará, totalizando capacidade instalada de 210 MW, além de um portfólio de 412 MW em projetos certificados e elegíveis para participação nos próximos leilões de energia e 320 MW em projetos não certificados. Com esta aquisição, passamos a deter 63,00% do capital da CPFL Renováveis.

CPFL Energias Renováveis S.A.	Antes		Depois	
	Posição em: Novembro/2011		Posição em: Dezembro/2011	
Acionistas	Quantidade de Ações	% Participação	Quantidade de Ações	% Participação
CPFL Geração	731.588.122	43,65%	731.588.122	35,49%
CPFL Brasil	181.887.177	10,85%	567.155.850	27,51%
Secor	190.413.272	11,36%	190.413.272	9,24%
Pátria Energia	165.362.205	9,87%	165.362.205	8,02%
FIP Pátria	29.042.714	1,73%	29.042.714	1,41%
FIP Brasil Energia	157.196.439	9,38%	157.196.439	7,63%
Bradesco FIP	102.872.952	6,14%	102.872.952	4,99%
DEG	51.025.261	3,04%	51.025.261	2,48%
GMR	46.051.800	2,75%	46.051.800	2,23%
Demais acionistas	20.663.136	1,23%	20.663.136	1,00%
TOTAL	1.676.103.078	100,00%	2.061.371.751	100,00%

O quadro societário ao final de cada exercício está apresentado no item 8.1.

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

6.6 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial

6.6 Indicar se houve pedido de falência, desde que fundado em valor relevante, ou de recuperação judicial ou extrajudicial do emissor, e o estado atual de tais pedidos.

Não houve pedido de falência, nem de recuperação judicial ou extrajudicial.

6.7 - Outras informações relevantes

6.7 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Todas as informações a respeito do histórico do emissor já foram divulgadas nos itens anteriores.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

7. Atividades do emissor

7.1 Descrever sumariamente as atividades desenvolvidas pelo emissor e suas controladas

Somos uma *holding* que, através de nossas subsidiárias, (i) distribui energia elétrica para consumidores em nossas áreas de concessão, (ii) gera energia elétrica e está desenvolvendo projetos de geração e (iii) comercializa energia elétrica e fornece serviços de valor agregado relacionados ao setor elétrico.

Somos uma das maiores distribuidoras de energia elétrica no Brasil, com base nos 39.917 GWh de energia elétrica que distribuimos a aproximadamente 7,0 milhões de consumidores em 2011. Em 2011, nossa capacidade instalada de geração era de 2.644 MW. Também estamos envolvidos na construção de quatro projetos de geração de energia de biomassa, uma pequena central hidroelétrica e 25 parques eólicos, por meio das quais esperamos aumentar nossa capacidade instalada de geração para 3.301 MW (incluindo o Complexo Bons Ventos, adquirido em fev/12, cuja aquisição está sujeita a aprovação da ANEEL e outras condições contratuais), na medida em que elas sejam concluídas nos próximos três anos.

Também nos dedicamos à comercialização de energia elétrica e prestamos serviços relacionados à energia elétrica para empresas do grupo, assim como partes não relacionadas. Em 2011, o total da energia elétrica vendida por nossas comercializadoras foi de 5.037 GWh e 8.655 GWh a partes relacionadas e não relacionadas, respectivamente.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

7.2 Em relação a cada segmento operacional que tenha sido divulgado nas últimas demonstrações financeiras de encerramento de exercício social ou, quando houver, nas demonstrações financeiras consolidadas, indicar as seguintes informações:

a. produtos e serviços comercializados;

Nossas atividades essenciais são:

- **Distribuição.** Em 2011, nossas oito subsidiárias de distribuição integralmente consolidadas entregaram 39.917 GWh de energia elétrica para aproximadamente 7,0 milhões de consumidores, principalmente nos Estados de São Paulo e Rio Grande do Sul.
- **Geração de energia convencional.** Em 31 de dezembro de 2011, tínhamos uma capacidade instalada de geração de 2.233 MW. Ao longo de 2011, geramos um total de 8.903 GWh de energia elétrica e tivemos 9.949 GWh de energia assegurada (valor de energia representativo de nossa produção média de energia elétrica de longo prazo, conforme estabelecido pela ANEEL, a qual é a fonte primária de nossas receitas relativas às atividades de geração). Detemos participação em oito usinas hidrelétricas (Serra da Mesa, Monte Claro, Barra Grande, Campos Novos, Luiz Eduardo Magalhães - Lajeado, Castro Alves, 14 de Julho e Foz do Chapecó). Ainda que a concessão da usina hidrelétrica de Serra da Mesa seja de propriedade de Furnas, temos direito a 51,54% de sua energia assegurada. Em outubro de 2010, Foz do Chapecó iniciou suas operações, representando atualmente a capacidade de 855 MW, dos quais nossa participação é de 51%, ou 436,1 MW. Também detemos três usinas termoeletricas, duas das quais foram adquiridas em 2009 (Termonodeste e Termoparaíba) por meio da EPASA. Em dezembro de 2010 e janeiro de 2011, a UTE Termordeste e a UTE Termoparaíba começaram suas operações com a capacidade instalada de 170,8 MW cada uma. Apesar de termos adquirido 51% das ações da EPASA em setembro de 2009, como resultado de uma diluição do capital social da EPASA em dezembro de 2011, nós agora detemos uma participação de 52,75%, ou 180,2 MW.
- **Geração de Energias Renováveis:** Em 2011, constituímos a CPFL Energias Renováveis, da qual possuímos participação de 63%, para concentrar as nossas atividades de geração de energia através de fontes renováveis. Atualmente, todos os nossos parques eólicos e usinas termoeletricas a biomassa, assim como 35 das nossas 47 pequenas centrais hidrelétricas, são administradas pela CPFL Energias Renováveis. Essas 35 pequenas centrais hidrelétricas são responsáveis por 92,1% da capacidade total de nossas pequenas centrais hidrelétricas como um todo, das quais: (i) 34 encontram-se em operação, com capacidade instalada total de 307 MW, localizadas nos Estados de São Paulo, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Minas Gerais e Mato Grosso, e (ii) uma encontra-se em construção no Estado de Santa Catarina, com uma capacidade instalada estimada de 20 MW, com operações programadas para começar em 2013. Além disso, possuímos 33 parques eólicos, dos quais (i) oito (incluindo os quatro parque eólicos do complexo Bons Ventos) encontram-se em operação, com capacidade instalada total de 367,5 MW, localizadas no Estado do Ceará, e (ii) 25 encontram-se em construção, com uma capacidade instalada estimada de 670 MW, com operações programadas para começar entre 2012 e 2014. Também possuímos nove usinas termoeletricas a biomassa, das quais: (i) três encontram-se em operação, com uma capacidade instalada total de 135 MW, localizadas nos Estados de São Paulo e Rio Grande do Norte, e (ii) quatro encontram-se em construção, com uma capacidade estimada de 195 MW, com operações programadas para começar entre 2012 e 2014. Fechamos 2011 com uma capacidade instalada total (*i.e.*, incluindo nosso segmento convencional de geração de fontes) de 2.644 MW. Usaremos parte de nossa capacidade instalada aumentada para nossas próprias atividades de distribuição e comercialização.
- **Comercialização e Serviços Referentes à Energia Elétrica.** Nossa subsidiária CPFL Brasil gerencia nossas operações de comercialização e fornece serviços de agenciamento para Consumidores Livres perante a CCEE e outros agentes, incluindo orientação sobre as exigências operacionais. A CPFL Brasil obtém energia elétrica para nossas operações de distribuição, vende energia elétrica a Consumidores Livres, outras empresas de comercialização e distribuidoras. Nossa subsidiária CPFL Serviços presta serviços relacionados à energia elétrica, como projetos de desenho e construção, para nossas partes afiliadas e não afiliadas. Em 2011, vendemos 13.702 GWh de energia elétrica, dos quais 8.665 GWh foram vendidos para partes não relacionadas.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

b. receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida do emissor;

2011	Distribuição	Geração¹	Comercialização	Outros(*)	Eliminações	TOTAL
Receita líquida	11.048.924	706.133	1.007.780	1.191	-	12.764.028
Vendas entre sociedades parceiras	16.831	914.542	698.128	-	(1.629.501)	-
Venda total	11.065.756	1.620.675	1.705.908	1.191	(1.629.501)	12.764.028
% em relação Receita líquida	86,7%	12,7%	13,4%	0,0%	-12,8%	100,0%
2010	Distribuição	Geração³	Comercialização	Outros(*)	Eliminações	TOTAL
Receita líquida	10.471.192	538.217	1.012.525	1.795	-	12.023.729
Vendas entre sociedades parceiras	13.904	650.571	766.922	-	(1.431.397)	-
Venda total	10.485.096	1.188.788	1.779.447	1.795	(1.431.397)	12.023.729
% em relação Receita líquida	87,2%	9,9%	14,8%	0,0%	-11,9%	100,0%

2009	Distribuição	Geração³	Comercialização	Outros(*)	Eliminações	TOTAL
Receita líquida	9.764.670	453.711	1.139.621	4	-	11.358.006
Vendas entre sociedades parceiras	14.127	611.335	644.620	-	(1.270.082)	-
Venda total	9.778.797	1.065.046	1.784.241	4	(1.270.082)	11.358.006
% em relação Receita líquida	86,1%	9,4%	15,7%	0,0%	-11,2%	100,0%

(*) Outros - Refere-se basicamente a CPFL Energia após as devidas eliminações dos saldos com partes relacionadas.

c. lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido do emissor.

2011	Distribuição(*)	Geraçã o	Comercialização	Outros(**)	Eliminações	TOTAL
Lucro líquido	1.110.543	367.952	159.832	(55.943)	-	1.582.384
% em relação ao lucro líquido do emissor	70,2%	23,3%	10,1%	-3,6%	-	100,0%
2010	Distribuição(*)	Geraçã o	Comercialização	Outros(**)	Eliminações	TOTAL
Lucro líquido	1.168.884	257.183	206.184	(72.213)	-	1.560.040
% em relação ao lucro líquido do emissor	74,9%	16,5%	13,2%	-4,6%	0,0%	100,0%
2009	Distribuição(*)	Geraçã o	Comercialização	Outros(**)	Eliminações	TOTAL
Lucro líquido	1.159.102	331.744	209.592	(11.570)	-	1.688.868
% em relação ao lucro líquido do emissor	68,7%	19,6%	12,4%	-0,7%	0,0%	100,0%

(*)Contempla as informações de fontes convencionais e de renováveis de geração de energia.

(**) Outros - Refere-se basicamente a CPFL Energia após as devidas eliminações dos saldos com partes relacionadas.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

7.3 Em relação aos produtos e serviços que correspondam aos segmentos operacionais divulgados no item 7.2, descrever:

a. características do processo de produção;

Nossas empresas distribuidoras não produzem a energia elétrica que entregam a seus consumidores finais. Parte desta energia é comprada de fornecedores externos e parte é proveniente de produção de nossas empresas geradoras.

A energia elétrica fornecida a nossos Consumidores Livres e a outras distribuidoras é comercializada pela nossa subsidiária de comercialização CPFL Brasil.

Segue detalhamento de nossas operações de "Geração". No item 7.3.b a seguir, constam os detalhamentos dos segmentos de "Distribuição" e "Comercialização".

Geração de Energia Elétrica

Estamos expandindo ativamente nossa capacidade de geração. De acordo com as normas brasileiras, as receitas de geração dependem, principalmente, da energia assegurada de cada usina, e não de sua capacidade instalada ou energia efetivamente gerada. A energia assegurada é a quantidade fixa de energia elétrica estabelecida pelo governo brasileiro no respectivo contrato de concessão. Para algumas companhias, a geração é periodicamente determinada pelo ONS, tendo em vista a demanda e as condições hidrológicas. Caso vendam sua energia e participem no Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE"), as geradoras receberão pelo menos o valor relativo à energia assegurada, mesmo que não tenham efetivamente gerado a totalidade da energia. Por outro lado, caso a energia gerada pelas usinas exceda da energia assegurada, sua receita adicional cobrirá apenas os custos correlatos. A maioria das nossas usinas hidrelétricas faz parte do MRE, o que atenua os riscos hidrológicos.

Em 31 de dezembro de 2011, a CPFL Geração possuía participação de 51,54% na energia assegurada da usina de Serra da Mesa. Por meio de nossas subsidiárias CERAN, BAESA, ENERCAN e Chapecoense, a CPFL Geração também possui participação em Monte Claro, Barra Grande, Campos Novos, Castro Alves, 14 de Julho e Foz do Chapecó, que estão operacionais desde dezembro de 2004, novembro de 2005, fevereiro de 2007, março de 2008, dezembro de 2008 e outubro de 2010, respectivamente. Por meio da CPFL Jaguari Geração possuímos participação de 6,93% na usina elétrica de Luiz Eduardo Magalhães. Nós também operamos três usinas termoelétricas, duas destas adquiridas em 2009 (Termonordeste e Termoparaíba) através da aquisição da EPASA (uma subsidiária da CPFL Geração). Termonordeste iniciou suas operações em 24 de dezembro de 2010 e Termoparaíba em 13 de janeiro de 2011.

Em 31 de dezembro de 2011, através das nossas subsidiárias CPFL Geração e CPFL Brasil, possuíamos participação de 63.0% na CPFL Energias Renováveis, uma empresa resultante de uma associação com a ERSA, responsável pelas nossas subsidiárias envolvidas em geração de fontes renováveis. Consolidamos integralmente a CPFL Energias Renováveis em nossas demonstrações financeiras desde 1º de agosto de 2011, mediante a incorporação da SMITA pela ERSA. A CPFL Energias Renováveis, em 30 de março de 2012, consistia de:

- 18 subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica através de 35 pequenas centrais hidrelétricas, das quais: (i) 34 são operacionais, com capacidade total instalada de 307 MW, localizadas nos Estados de São Paulo, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Minas Gerais e Mato Grosso, e (ii) uma encontra-se em construção, com capacidade instalada estimada de 20 MW, programada para iniciar as operações em 2013;
- 33 subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica de fontes eólicas, das quais (i) oito (incluindo os quatro parque eólicos do complexo Bons Ventos) encontram-se em operação, com capacidade instalada total de 367,5 MW, localizada no Estado do Ceará, e (ii) 25 encontram-se em construção, com uma capacidade instalada estimada de 670 MW, com operações programadas para serem iniciadas entre 2012 e 2014;
- Sete subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica de biomassa, das quais (i) três encontram-se em operação, com capacidade total instalada de 135 MW, localizadas nos Estados de São Paulo e Rio Grande do Norte e (ii) quatro encontram-se em construção, com uma capacidade instalada estimada de 195 MW, com operações programadas para iniciar entre 2012 e 2014. Em 27 de agosto de 2010, nossa primeira usina movida a bagaço de cana de açúcar iniciou

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

suas operações, através da CPFL Bioenergia (usina Baldin) com 45 MW de capacidade. A CPFL Bio Formosa iniciou as operações em 2 de setembro de 2011, com capacidade de 40 MW. CPFL Bio Buriti tornou-se operacional em 7 de outubro de 2011 com capacidade de 50 MW.

A tabela a seguir traz informações relativas às nossas instalações em operação em 31 de dezembro de 2011:

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

	Holding	Partic.	Capacidade (MW) (*)		Energia assegurada (GWh) (*)		Entrada em operação	Reforma da usina	Concessão expira em
			Nossa parte	TOTAL	Nossa parte	TOTAL			
Usinas hidrelétricas									
1	Serra da Mesa	CPFL Geração	51,54%	657,1	1.275,0	3.029,5	5.878,0	1998	2028 (1)
2	Monte Claro	CPFL Geração	65%	84,5	130,0	335,9	516,8	2004	2036
3	Barra Grande	CPFL Geração	25,01%	172,6	690,0	833,9	3.334,1	2005	2036
4	Campos Novos	CPFL Geração	48,72%	428,7	880,0	1.612,8	3.310,4	2007	2035
5	Castro Alves	CPFL Geração	65%	84,5	130,0	364,4	560,6	2008	2036
6	14 de Julho	CPFL Geração	65%	65,0	100,0	284,7	438,0	2008	2036
7	Luis Eduardo Magalhães	CPFL Jaguari Geração	6,93%	62,5	902,5	319,7	4.613,0	2001	2032
8	Foz do Chapecó	CPFL Geração	51%	436,1	855,0	1.930,0	3.784,3	2010	2036
8	SUBTOTAL - Hidrelétricas			1.991,0		8.710,9			
Termelétricas									
1	Carioba	CPFL Geração	100%	36,0	36,0	93,7	93,7	1954	2027
	EPASA								
2	Termonordeste	CPFL Geração	52,75%	90,1	170,8	572,1	1.084,5	2010	2042
3	Termoparaba	CPFL Geração	52,75%	90,1	170,8	572,1	1.084,5	2011	2042
3	SUBTOTAL - Termelétricas			216,2		1.237,8			
Fontes renováveis									
Pequenas centrais hidrelétricas									
1	Canobinha	CPFL Geração	100%	1,3	1,3	-	-	1936	(3) 2027
2	Salto do Pinhal	CPFL Geração	100%	0,6	0,6	-	-	1911	(3) 2027
3	Ponte do Silva	CPFL Geração	100%	0,1	0,1	-	-	1956	(4) 2027
4	Lavrinha	CPFL Sul Paulista	100%	0,3	0,3	(5)		1947	(4) 2027
5	Macaco Branco	CPFL Jaguari	100%	2,4	2,4	(5)		1911	2015
6	Pinheirinho	CPFL Mococa	100%	0,6	0,6	(5)		1911	(4) 2027
7	Rio do Peixe I	CPFL Leste Paulista	100%	3,1	3,1	(5)		1925	2015
8	Rio do Peixe II	CPFL Leste Paulista	100%	15,0	15,0	(5)		1998	2015
9	Santa Alice	CPFL Leste Paulista	100%	0,6	0,6	(5)		1907	(4) 2027
10	São José	CPFL Sul Paulista	100%	0,8	0,8	(5)		1934	(4) 2027
11	São Sebastião	CPFL Mococa	100%	0,7	0,7	(5)		1925	(4) 2027
12	Turvinho	CPFL Sul Paulista	100%	0,8	0,8	(5)		1912	(4) 2027
1	Americana	CPFL Renováveis	63,00%	18,9	30,0	49,6	78,8	1949	2002 2027
2	Andorinhas	CPFL Renováveis	63,00%	0,3	0,5	2,5	4,0	1937	(2) 2027
3	Buritis	CPFL Renováveis	63,00%	0,5	0,8	5,0	7,9	1922	2027
4	Capão Preto	CPFL Renováveis	63,00%	2,7	4,3	12,6	20,0	1911	2008 2027
5	Chibarro	CPFL Renováveis	63,00%	1,6	2,6	9,3	14,8	1912	2008 2027
6	Dourados	CPFL Renováveis	63,00%	6,8	10,8	42,8	68,0	1926	2002 2027
7	Eloy Chaves	CPFL Renováveis	63,00%	12,0	19,0	67,3	106,9	1954	1993 2027
8	Esmeril	CPFL Renováveis	63,00%	3,2	5,0	15,9	25,2	1912	2003 2027
9	Gavião Peixoto	CPFL Renováveis	63,00%	3,0	4,8	21,1	33,5	1913	2007 2027
10	Guaporé	CPFL Renováveis	63,00%	0,4	0,7	3,4	5,4	1950	(2) 2027
11	Jaguari	CPFL Renováveis	63,00%	7,4	11,8	49,6	78,8	1917	2002 2027
12	Lençóis	CPFL Renováveis	63,00%	1,1	1,7	9,3	14,7	1917	1988 2027
13	Monjolinho	CPFL Renováveis	63,00%	0,4	0,6	1,7	2,7	1893	2003 2027
14	Pinhal	CPFL Renováveis	63,00%	4,3	6,8	20,4	32,4	1928	1993 2027
15	Pirapó	CPFL Renováveis	63,00%	0,4	0,7	3,5	5,6	1952	(4) 2027
16	Salinho	CPFL Renováveis	63,00%	0,5	0,8	4,0	6,4	1950	(4) 2027
17	Salto Grande	CPFL Renováveis	63,00%	2,9	4,6	15,0	23,8	1912	2003 2027
18	Socorro	CPFL Renováveis	63,00%	0,6	1,0	3,3	5,3	1909	1994 2027
19	Santana	CPFL Renováveis	63,00%	2,7	4,3	16,0	25,4	1951	2002 2027
20	Três Saltos	CPFL Renováveis	63,00%	0,4	0,6	3,3	5,3	1928	2027
21	São Joaquim	CPFL Renováveis	63,00%	5,1	8,1	31,1	49,3	1911	2002 2027
22	Diamante	CPFL Renováveis	63,00%	2,6	4,2	9,8	15,5	2005	2019
23	Santa Luzia	CPFL Renováveis	63,00%	18,0	28,5	99,3	157,7	2007	2037
24	Arvoredo	CPFL Renováveis	63,00%	8,2	13,0	42,5	67,5	2010	
25	Alto Irani	CPFL Renováveis	63,00%	13,2	21,0	75,1	119,1	2008	2032
26	Plano Alto	CPFL Renováveis	63,00%	10,1	16,0	56,3	89,4	2008	2032
27	Barra da Paciência	CPFL Renováveis	63,00%	14,5	23,0	85,5	135,8	2011	2029
28	Cocais Grande	CPFL Renováveis	63,00%	6,3	10,0	28,1	44,7	2009	2029
29	Corrente Grande	CPFL Renováveis	63,00%	8,8	14,0	50,8	80,6	2010	2030
30	Ninho da Águia	CPFL Renováveis	63,00%	6,3	10,0	32,6	51,7	2010	2029
31	Paioí	CPFL Renováveis	63,00%	12,6	20,0	60,2	95,5	2010	2032
32	São Gonçalo	CPFL Renováveis	63,00%	6,9	11,0	35,9	56,9	2010	2030
33	Varginha	CPFL Renováveis	63,00%	5,7	9,0	29,3	46,4	2010	2029
34	Várzea Alegre	CPFL Renováveis	63,00%	4,7	7,5	26,5	42,0	2011	2029
46	SUBTOTAL - PCHs			219,5	333,0	1.018,7			
Usinas de biomassa									
1	Baldin (CPFL Bioenergia)	CPFL Renováveis	63,00%	28,4	45,0	70,8	112,4	2010	2039
2	Bio Buriti	CPFL Renováveis	63,00%	31,5	50,0	115,9	184,0	2011	2040
3	Bio Formosa	CPFL Renováveis	63,00%	25,2	40,0	88,3	140,2	2011	2032
3	SUBTOTAL - Usinas de biomassa			85,1	135,0	275,0	436,5		
Parque eólico									
1	Praia Formosa	CPFL Renováveis	63,00%	66,2	105,0	165,0	261,9	2009	2029
2	Icaraizinho	CPFL Renováveis	63,00%	34,4	54,6	56,8	90,2	2009	2029
3	Choró	CPFL Renováveis	63,00%	15,9	25,2	69,0	109,5	2009	2029
4	Paracuru	CPFL Renováveis	63,00%	15,9	25,2	144,6	229,5	2008	2028
4	SUBTOTAL - Parque eólico			132,3	210,0	435,5	691,2		
TOTAL (nossa parte)				2.644,1		11.677,9			

(*) Não auditados por nossos auditores independentes.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

- (1) Furnas detém a concessão da UHE Serra da Mesa. Temos o direito contratual a 51,54% da energia assegurada desta usina, nos termos do contrato de 30 anos, com vencimento em 2028.
- (2) Usinas que serão repotenciadas até 2013.
- (3) Usinas inativas.
- (4) Projetos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 kW, que são registrados junto ao órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, porém não necessitam de concessão ou autorização para operar.
- (5) Usinas que atualmente não têm energia assegurada aprovada pelo MME. A energia que elas produzem é utilizada por nossas subsidiárias de distribuição, reduzindo a aquisição de energia. Inscrevemo-nos para um total de 78,6 GWh por ano de energia assegurada para essas nove pequenas usinas hidrelétricas e estamos aguardando a aprovação do MME e da ANEEL.

USINAS HIDRELÉTRICAS

Serra da Mesa. Nossa maior usina hidrelétrica em operação é a usina de Serra da Mesa, que adquirimos em 2001 da VBC, um de nossos acionistas controladores. Furnas começou a construção na usina de Serra da Mesa em 1985. Em 1994, a construção foi suspensa em razão de falta de recursos, o que levou a um procedimento de licitação pública a fim de retomar a construção. A usina hidrelétrica de energia ("UHE") de Serra da Mesa possui três unidades geradoras localizadas no rio Tocantins, no Estado de Goiás. A usina de Serra da Mesa iniciou operações em 1998 e tem uma capacidade instalada de 1.275 MW. A concessão para a operação da UHE de Serra da Mesa é detida por Furnas, que também a opera, e parte das instalações pertence à nossa Companhia. Um contrato de arrendamento celebrado por Furnas, conosco, com duração de 30 anos, iniciado em 1998, assegura-nos o recebimento de 51,54% da energia assegurada da usina até o ano de 2028, independente da energia efetivamente gerada pela usina, ainda que, na vigência da concessão, ocorra encampação, caducidade ou vencimento de seu prazo. Vendemos a totalidade da energia elétrica a Furnas nos termos de um contrato de compra e venda de energia elétrica que expira em 2014, cujo preço é reajustado anualmente com base no IGP-M. Após a expiração do contrato de compra e venda de energia elétrica com Furnas, até 2028 manteremos o direito a 51,54% da energia assegurada da Serra da Mesa. Porém teremos autorização para comercializá-la de acordo com os regulamentos aplicáveis à época. Nossa parcela da capacidade instalada e da energia assegurada da usina hidrelétrica da Serra de Mesa é de 657 MW e de 3.030 GWh/ano, respectivamente. Por meio da Portaria 262 de 27 de abril de 2012, o contrato de concessão de Serra da Mesa foi prorrogado em 35 anos, contados a partir de 12 de novembro de 2004.

Complexo CERAN. Detemos uma participação de 65,0% na CERAN, uma subsidiária à qual foi outorgada, em março de 2001, uma concessão de 35 anos para a construção, financiamento e operação do complexo hidrelétrico CERAN. Os demais acionistas são a CEEE (30,0%) e a Desenvix (5,0%). O complexo hidrelétrico CERAN consiste de três usinas hidrelétricas: Monte Claro, Castro Alves e 14 de Julho. O complexo está localizado no Rio das Antas, aproximadamente 120 km ao norte de Porto Alegre, próximo à cidade de Bento Gonçalves, no Estado do Rio Grande do Sul. Todo o Complexo Hidroelétrico CERAN tem capacidade instalada de 360 MW e energia assegurada estimada em 1.515,5 GWh por ano, dos quais nossa participação é de 985,1 GWh/ano. Vendemos nossa participação na energia assegurada deste complexo a afiliadas de nosso grupo. Essas unidades são operadas pela CERAN, sob a supervisão da CPFL Geração.

Monte Claro (Complexo CERAN). Em 2004, a primeira unidade de geração da usina de Monte Claro entrou em operação, com capacidade instalada de 65 MW e energia assegurada de 509,8 GWh por ano, enquanto em 2006, a segunda unidade de geração entrou em operação, com capacidade instalada de 65 MW e energia assegurada de 7,0 GWh por ano. A usina possui uma capacidade instalada de 130 MW e energia assegurada de 516,8 GWh por ano.

Castro Alves (Complexo CERAN). Em março de 2008, a primeira unidade de geração da usina de Castro Alves entrou em operação, com capacidade instalada de 43,4 MW e energia assegurada de 353,0 GWh por ano. Em abril de 2008, a segunda unidade de geração entrou em operação, com capacidade instalada de 43,4 MW e energia assegurada de 207,6 GWh por ano. A usina se tornou completamente operacional em junho de 2008, com uma capacidade total instalada de 130 MW e energia assegurada de 560,6 GWh por ano. A usina Castro Alves adicionou 84,5 MW à nossa capacidade e 364,4 GWh de energia assegurada por ano.

14 de Julho (Complexo CERAN). A primeira unidade de geração da usina de 14 de Julho se tornou operacional em dezembro de 2008 e a segunda unidade de geração tornou-se completamente operacional em março de 2009.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Esta usina tem uma capacidade total instalada de 100 MW e uma energia assegurada de 438,0 GWh. A usina 14 de Julho adicionou 65 MW à nossa capacidade e 284,7 GWh de energia assegurada por ano.

Barra Grande. Essa usina se tornou completamente operacional em 1º de maio de 2006, com uma capacidade instalada de 690 MW e energia assegurada de 3.334,1 GWh por ano. A CPFL Geração detém 25,01% da participação nesta usina. Os outros participantes da *joint-venture* são Alcoa (42,18%), CBA – Companhia Brasileira de Alumínio (15,00%), DME – Departamento Municipal de Energia Elétrica de Poços de Caldas (8,82%) e Camargo Corrêa Cimentos S.A. (9,00%). Vendemos nossa participação na energia assegurada deste complexo para as afiliadas de nosso grupo.

Campos Novos. Detemos participação de 48,72% na ENERCAN, uma *joint-venture* formada por um consórcio de empresas dos setores público e privado ao qual foi outorgada, em maio de 2000, uma concessão de 35 anos para construção, financiamento e operação da Usina Hidrelétrica de Campos Novos. A usina foi construída no Rio Canoas, no Estado de Santa Catarina e se tornou completamente operacional em 1º de maio de 2007, com uma capacidade instalada de 880 MW e energia assegurada estimada de 3.310,4 GWh por ano, da qual nossa participação é de 1.612,9 GWh por ano. Os demais acionistas da ENERCAN são a CBA (24,73%), Votorantim Metais Níqueis S.A. (20,04%) e a CEEE (6,51%). A usina é operada pela ENERCAN, sob a supervisão da CPFL Geração. A usina aumentou a nossa capacidade instalada de geração em 428,8 MW. Vendemos nossa participação na energia assegurada deste complexo para as afiliadas de nosso grupo.

Foz do Chapecó. Detemos participação de 51,0% na Chapecoense, uma *joint-venture* formada por um consórcio de empresas do setor privado e público, para construir, financiar e operar as instalações da Usina Hidrelétrica Foz do Chapecó, cuja concessão foi outorgada em novembro de 2001 por 35 anos. A participação remanescente de 49,0% na *joint-venture* é dividida entre Furnas, que detém uma participação de 40% e a CEEE, que detém uma participação de 9,0%. A Usina Hidrelétrica Foz do Chapecó está localizada no Rio Uruguai, na divisa entre os Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul. A primeira unidade de geração iniciou suas operações comerciais em 14 de outubro de 2010, a segunda em 23 de novembro de 2010, a terceira em 30 de dezembro de 2010 e a quarta em 12 de março de 2011. A Usina Hidrelétrica Foz do Chapecó adicionou 436,1 MW a nossa capacidade instalada. Dos nossos 51% de participação na energia assegurada neste projeto, vendemos 40% para afiliadas de nosso grupo e 11% por meio de CCEARs - Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

Luiz Eduardo Magalhães. Detemos uma participação de 6,93% na usina de Luiz Eduardo Magalhães, também conhecida como UHE Lajeado. A usina está localizada no rio Tocantins, no Estado do Tocantins, e se tornou completamente operacional em novembro de 2002, com uma capacidade total instalada de 902,5 MW e energia assegurada de 4.613 GWh por ano. A usina foi construída pela Investco S.A., um consórcio que compreende a Lajeado Energia, EDP (Energias de Portugal), CEB (Companhia Energética de Brasília) e Paulista Lajeado (que adquirimos em 2007). Vendemos nossa participação na energia assegurada deste complexo para as afiliadas de nosso grupo.

USINAS TERMOELÉTRICAS

Operamos três usinas termoelétricas. A Termonordeste e a Termoparaíba são alimentadas por óleo combustível do complexo EPASA, com capacidade instalada total de 341,6 MW e energia assegurada de 2.169 GWh. Possuímos uma participação total de 52,75% na Termonordeste e Termoparaíba. Estas usinas estão localizadas na cidade de João Pessoa, no Estado da Paraíba. A construção destas usinas teve início em outubro de 2009. A Termonordeste iniciou suas operações comerciais em 24 de dezembro de 2010 e a Termoparaíba em 13 de janeiro de 2011. A energia elétrica destas usinas foi vendida por meio de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado ("CCEAR") e parte desta energia foi adquirida pelas nossas próprias distribuidoras. A Usina Termoelétrica Carioba possui uma capacidade instalada de 36 MW, entretanto está sem operações comerciais desde 19 de fevereiro de 2011. Solicitamos a rescisão da concessão da Carioba, uma vez que a ANEEL reduziu o subsídio associado com a Conta de Consumo de Combustível ("CCC"). A ANEEL ainda está analisando nosso requerimento.

PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

Operamos 46 pequenas centrais hidrelétricas, das quais 34 são de propriedade da CPFL Renováveis, três da CPFL Geração e nove por meio de algumas de nossas distribuidoras. Desde 1988, temos investido em repotenciação e automação, com o objetivo de aumentar a geração. O programa consiste, principalmente, na troca, renovação ou instalação de novas

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

turbinas, equipamentos periféricos e sistemas automatizados, bem como restauração da infra-estrutura. Por meio dessas iniciativas, esperamos aumentar a energia assegurada dessas PCHs, a sua geração de energia elétrica e reduzir os custos operacionais.

Por exemplo, devido aos projetos de modernização realizados na Gavião Peixoto, Chibarro e Capão Preto, o MME aprovou novos níveis de energia assegurada para estas usinas, aumentando de 19,3 GWh por ano para 33,5 GWh por ano para a Gavião Peixoto, de 6,1 GWh por ano para 14,8 GWh por ano para Chibarro e de 8,7 GWh por ano para 19,9 GWh por ano para Capão Preto.

A automação dessas PCHs nos permite realizar seu controle, supervisão e operação remotamente. Também criamos um centro de operação para o gerenciamento e monitoramento de nossas PCHs em Campinas, tornando possível o controle remoto, em tempo real, de todo o ciclo de produção das PCHs.

Ao longo de 2013, esperamos iniciar projetos de repotenciação de duas PCHs: Andorinhas e Guaporé.

USINAS TERMOELÉTRICAS A BIOMASSA (CPFL Renováveis)

CPFL Bioenergia. Em parceria com a Baldin, construímos uma usina de co-geração na cidade de Pirassununga, no Estado de São Paulo. O custo total da usina de energia termoelétrica a biomassa foi de R\$ 104 milhões. A construção iniciou-se em outubro de 2008 e as operações comerciais iniciaram-se em 27 de agosto de 2010. Esta usina de co-geração acrescentou 45,0 MW a nossa capacidade instalada. Toda esta energia elétrica foi vendida para CPFL Brasil.

CPFL Bio Formosa. Em 2009, a CPFL Brasil fundou a usina Baía Formosa (CPFL Bio Formosa), com uma capacidade instalada de 40 MW. A construção da usina CPFL Bio Formosa começou em março de 2010 e a usina começou as operações em 2 de setembro de 2011. O custo total da construção foi de R\$132 milhões. Em 2006, nosso grupo de consultoria ajudou o Grupo Farias a vender aproximadamente 11 MW no leilão A-5 (leilão realizado cinco anos antes da data de entrega inicial), por meio de CCEAR, em vigor até 2025. Foi o sucesso do leilão que ajudou a CPFL Brasil a fundar a Usina Baía Formosa (atualmente CPFL Bio Formosa) em 2009.

CPFL Bio Buriti. Em 23 de março de 2010, a CPFL Bio Buriti (que foi formada para desenvolver projetos de geração de energia elétrica usando bagaço de cana de açúcar) assinou um contrato de parceria com o Grupo Pedra Agroindustrial para desenvolver novos projetos de geração a biomassa. A construção da CPFL Bio Buriti começou em março de 2010 e a usina começou as operações em 7 de outubro de 2011. A capacidade instalada desta usina é de 50 MW e o investimento foi de R\$148 milhões. A CPFL Bio Buriti possui um contrato de compra e venda de energia de longo prazo ("PPA") associado em vigor até 2030.

PARQUES EÓLICOS (CPFL Renováveis):

Praia Formosa: O parque eólico Praia Formosa, no Estado do Ceará, iniciou as operações em 26 de agosto de 2009. Possui uma capacidade instalada de 105 MW e um PPA associado em vigor até 2029.

Icaraizinho: O parque eólico de Icaraizinho, no Estado do Ceará, iniciou as operações em 14 de outubro de 2009. Possui uma capacidade instalada de 54,6 MW e um PPA associado em vigor até 2029.

Foz do Rio Choró: O parque eólico Foz do Rio Choró, no Estado do Ceará, iniciou as operações em 31 de janeiro de 2009. Possui uma capacidade instalada de 25,2 MW e um PPA associado em vigor até 2029.

Paracuru: O parque eólico Paracuru, no Estado do Ceará, iniciou as operações em 29 de novembro de 2008. Possui uma capacidade instalada de 25,2 MW e um PPA associado em vigor até 2028.

Taíba Albatroz: O parque eólico Taíba Albatroz, no Estado do Ceará, possui uma capacidade instalada de 16,8 MW e um acordo de associação com a Eletrobrás, nos termos do Programa Proinfa, para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. A aquisição do parque eólico Taíba Albatroz está sujeita à aprovação da ANEEL.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Bons Ventos: o parque eólico Bons Ventos, no Estado do Ceará, possui uma capacidade instalada de 50,4 MW e um acordo de associação com a Eletrobrás, nos termos do Programa Proinfa, para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. A aquisição do parque eólico Bons Ventos está sujeita à aprovação da ANEEL.

Enacel: o parque eólico Enacel, no Estado do Ceará, possui uma capacidade instalada de 31,5 MW e um acordo de associação com a Eletrobrás, nos termos do Programa Proinfa, para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. A aquisição do parque eólico Enacel está sujeita à aprovação da ANEEL.

Canoa Quebrada: o parque eólico Canoa Quebrada, no Estado do Ceará, possui uma capacidade instalada de 58,8 MW e um acordo de associação com a Eletrobrás, nos termos do Programa Proinfa, para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. A aquisição do parque eólico Canoa Quebrada está sujeita à aprovação da ANEEL.

Expansão da Capacidade de Geração.

A demanda de energia elétrica em nossas áreas de concessão de distribuição continua a crescer. Para atender a esse aumento na demanda e também para melhorar nossas margens, estamos expandindo a nossa capacidade de geração. Por meio de nossa subsidiária CPFL Energias Renováveis, estamos construindo as usinas de co-geração da CPFL Bio Ipê, CPFL Bio Pedra, Alvorada e Coopcana, a pequena central hidrelétrica Salto Góes e os parques eólicos de Santa Clara, Campos dos Ventos, Macacos I, São Benedito e Atlântica, que juntos terão uma capacidade instalada de 885 MW (nossa parte será de 558 MW). Até o fim de 2014, esperamos que todas essas usinas estejam operacionais e em capacidade total de geração.

A tabela a seguir demonstra as informações relacionadas aos nossos projetos em curso de geração até 30 de abril de 2012:

	Capacidade Instalada Estimada (MW)	Energia Assegurada Estimada (GWh/ano)	Custo de Construção Estimado (R\$ milhões)	Início da Construção	Início Espera-do das Operações	Nossa Participação (%)	Capacidade Instalada Disponível Estimada	Nossa Energia Assegurada Disponível Estimada (GWh/ano)
Usinas em desenvolvimento Termoeletricas a biomassa								
CPFL Bio Ipê	25	71,7	29	Dezembro de 2010	2012	63,00	16	45,2
CPFL Bio Pedra	70	213,9	226	Setembro de 2010	2012	63,00	44	134,8
Termoeletrica Alvorada	50	157,7	154	Fevereiro de 2012	2013	63,00	32	99,3
Termoeletrica Coopcana	50	157,7	153	Fevereiro de 2012	2013	63,00	32	99,3
Subtotal	195	601,0	562				123	378,6
Pequena central hidrelétrica								
Salto Góes	20	97,2	135	Novembro de 2010	2013	63,00	13	61,3
Subtotal	20	97,2	135				13	61,3
Parques Eólicos								
Parques Eólicos Santa Clara (7 sociedades) (1)	188	693,3	879	Agosto de 2010	2012	63,00	118	436,8
Parque Eólico Campo dos Ventos II	30	131,8	143	2012	2013	63,00	19	83,0
Parques Eólicos Campo dos Ventos (5 sociedades) (2)	138	600,1	657	Aguardando aprovação da ANEEL	2014	63,00	87	378,0
Parques Eólicos Macacos I (4 sociedades) (3)	78	326,3	372	Novembro de 2010	2013	63,00	49	205,6
Parques Eólicos São Benedito (4 sociedades) (4)	116	530,9	504	2012	2014	63,00	73	334,4

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

	Capacidade Instalada Estimada	Energia Assegurada Estimada	Custo de Construção Estimado	Início da Construção	Início Espera-do das Operações	Nossa Partici-pação	Capacidade Instalada Disponível Estimada	Nossa Energia Assegurada Disponível Estimada
Parques Eólicos Atlântica (4 sociedades) (5)	120	461,7	538	2012	2013	63,00	76	290,9
Subtotal	670	2.744,0	3.093				422	1.728,7
TOTAL	885	3.442,2	3.790				558	2.168,6

(*) Não auditados por nossos auditores independentes.

(1) Santa Clara I, II, III, IV, V e VI e Eurus VI.

(2) Campo dos Ventos I, III, IV, São Domingos e Ventos de São Martinho.

(3) Macacos, Pedra Preta, Costa Branca e Juremas.

(4) Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica e Santa Úrsula.

(5) Atlântica I, II, IV e V.

USINAS TERMOELÉTRICAS A BIOMASSA

Projetos CPFL Bio Ipê. Em 23 de março de 2010, a CPFL Bio Ipê (companhia constituída para desenvolver projetos de geração de energia de bagaço de cana) celebrou um acordo de parceria com o Grupo Pedra Agroindustrial para desenvolver novos projetos de geração de biomassa. A construção da CPFL Bio Ipê começou em dezembro de 2010 e as operações estão previstas para iniciar no primeiro semestre de 2012. A capacidade instalada esperada desta usina é de 25 MW e o investimento é de aproximadamente R\$29 milhões. Este projeto possui um PPA associado em vigor até 2030.

Projeto Bio Pedra. Em 23 de março de 2010, a CPFL Bio Pedra (que criamos para desenvolver projetos de geração de energia elétrica usando bagaço de cana de açúcar) assinou um contrato de parceria com o Grupo Pedra Agroindustrial para desenvolver novos projetos de geração de biomassa. A capacidade instalada esperada deste projeto é 70 MW e o investimento é de aproximadamente R\$226 milhões. As operações estão programadas para começar no primeiro semestre de 2012. A energia da Bio Pedra foi vendida em um leilão em 2010, por meio de CCEAR em vigor até 2027.

Projeto Alvorada. A construção da CPFL Bio Alvorada iniciará em 2012 na cidade de Araporã, no Estado de Minas Gerais e as operações estão programadas para começar no primeiro semestre 2013. A capacidade instalada esperada da CPFL Bio Alvorada é de 50 MW e a energia assegurada é de 157,7 GWh. O investimento é de aproximadamente R\$ 154 milhões. Este projeto possui um PPA associado em vigor até 2032.

Projeto Coopcana. A construção da CPFL Bio Coopcana iniciará em 2012 na cidade de São Carlos do Avaí, no Estado do Paraná, e as operações estão programadas para começar no primeiro semestre de 2013. A capacidade instalada esperada da CPFL Bio Alvorada é de 50 MW e a energia assegurada é de 157,7 GWh. O investimento é de aproximadamente R\$ 153 milhões. Este projeto possui um PPA associado em vigor até 2033.

PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA

Projeto Salto Góes. A construção da pequena hidrelétrica de Salto Góes teve início em novembro de 2010 na cidade de Tangará, no Estado de Santa Catarina, e as operações estão programadas para começar no primeiro semestre de 2013. A capacidade instalada esperada de Salto Góes é de 20 MW e o investimento é de aproximadamente R\$135 milhões. A energia elétrica de Salto de Góes foi vendida em um leilão de fontes alternativas de energia em 2010, por meio de CCEAR em vigor até 2042.

PARQUES EÓLICOS

Projeto Parque Eólico de Santa Clara. Em 2009, a CPFL Geração desenvolveu e planejou projetos de geração de energia eólica e em setembro de 2009 adquiriu um complexo de parques eólicos. Os parques eólicos Santa Clara I, II, III, IV, V, VI e Eurus VI terão capacidade instalada total de 188 MW e energia total assegurada de 693,3 GWh. A construção dos parques eólicos já foi iniciada e as operações estão programadas para começar no segundo semestre de 2012. O custo total estimado da construção é de R\$879 milhões. A energia elétrica deste parque eólico foi vendida através de um leilão em 2009, por meio de CCEAR em vigor até 2032.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Projeto Parque Eólico Campo dos Ventos. Em 2010, a CPFL Geração adquiriu os parques eólicos Campo dos Ventos I, III, V, São Domingos Ventos do São Martinho. Note que os parques eólicos Campos dos Ventos IV e Eurus V foram desativados devido a motivos técnicos e foram substituídos pelos parques eólicos São Domingos e Ventos de São Martinho. O custo total estimado de construção destas cinco empresas é de R\$ 657 milhões. A construção desses parques eólicos aguarda a autorização da ANEEL e as operações estão programadas para iniciar no segundo semestre de 2014. O custo total estimado de construção destas 5 empresas é de R\$657 milhões. Estes possuirão capacidade instalada de 138 MW e energia garantida de 600,1 GWh. Este projeto possui um PPA associado em vigor até 2033.

Projeto Parque Eólico Campo dos Ventos II. Em 2010, a CPFL Geração adquiriu o parque eólico Campo dos Ventos II. A construção de Campo dos Ventos II nas cidades de João Câmara e Parazinho, no Estado do Rio Grande do Norte, encontra-se em andamento. As operações estão programadas para começar no segundo semestre de 2013. O custo total estimado da construção é de R\$143 milhões. Este parque eólico terá uma capacidade instalada de 30 MW e energia assegurada de 131,8 GWh. A energia elétrica de Campo dos Ventos II foi vendida em um leilão em 2010, através de CCEAR em vigor até 2033.

Projeto Parque Eólico Macacos I. O complexo Macacos I consiste dos parques eólicos Macacos, Pedra Preta, Costa Branca e Juremas, que possuem uma capacidade instalada total de 78 MW e energia assegurada total de 326,3 GWh. A construção desses parques eólicos já foi iniciada e as operações estão programadas para começar no segundo semestre de 2013. O custo total estimado da construção é de R\$372 milhões. A energia elétrica desses parques eólicos foi vendida através de um leilão de fontes alternativas realizado em 2010, por meio de CCEAR em vigor até 2032.

Projeto Parque Eólico São Benedito. O complexo São Benedito consiste dos parques eólicos Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica e Santa Úrsula, que possuem uma capacidade total instalada de 116 MW e energia assegurada total de 530,9 GWh. O custo total estimado da construção desses parques eólicos é de R\$504 milhões e as operações estão programadas para iniciar no segundo semestre de 2014. Este projeto possui um PPA associado em vigor até 2034.

Projeto Parque Eólico Atlântica. O complexo Atlântica consiste dos parques eólicos Atlântica I, II, IV e V, que terão uma capacidade instalada total de 120 MW e energia assegurada total de 461,7 GWh. As operações estão programadas para iniciar no segundo semestre de 2013. O custo total estimado da construção desses parques eólicos é de R\$538 milhões. A energia elétrica destes parques eólicos foi vendida por meio de um leilão de fontes alternativas em 2010, por meio de CCEAR em vigor até 2033.

b. características do processo de distribuição;

Distribuição

Nossa empresa é uma das maiores distribuidoras de energia elétrica do Brasil pela quantidade de energia elétrica que distribuímos em 2011. Juntas, nossas oito subsidiárias distribuidoras fornecem energia elétrica para uma região que abrange 175.237¹ quilômetros quadrados predominantemente nos estados de São Paulo e do Rio Grande do Sul. A redução da área comparada a 2010 foi devida ao fato de determinadas cooperativas na área de distribuição de concessão da CPFL Piratininga terem sido classificadas pela ANEEL como permissionárias (e, como tal, elas são agora consideradas distribuidoras). Porém, esta redução não causou impacto nas nossas receitas e resultados de operações. Suas áreas de concessão incluem 559 municípios e uma população de aproximadamente 17,7 milhões de pessoas. Juntas, elas forneciam energia elétrica para aproximadamente 7,0 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2011. Nossas oito subsidiárias distribuíam aproximadamente 13% do total da energia elétrica distribuída no Brasil, baseada nos dados disponibilizados pela EPE (Empresa de Pesquisas Energéticas) e cálculos internos da companhia.

Temos oito subsidiárias de distribuição de energia elétrica:

¹ A redução comparada a 2010 foi devida ao fato de determinadas cooperativas na área de distribuição de concessão da CPFL Piratininga terem sido classificadas pela ANEEL como permissionárias (e, como tal, elas são agora consideradas distribuidoras). Porém, esta redução não causou impacto nas nossas receitas e resultados de operações.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

- **CPFL Paulista.** A Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista") distribui energia elétrica para uma região que abrange 90.440 quilômetros quadrados no estado de São Paulo, com uma população de aproximadamente 9,4 milhões de pessoas. Sua área de concessão cobre 234 municípios, incluindo as cidades de Campinas, Bauru, Ribeirão Preto, São José do Rio Preto, Araraquara e Piracicaba. A CPFL Paulista tinha aproximadamente 3,7 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2011. Em 2011, a CPFL Paulista distribuiu 21.008 GWh de energia elétrica, respondendo por aproximadamente 22,7% do total da energia elétrica distribuída no Estado de São Paulo e por 6,6% do total da energia elétrica distribuída no Brasil, durante esse período.
- **CPFL Piratininga.** A Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga") distribui energia elétrica para uma região que abrange 5.618 quilômetros quadrados na parte sul do estado de São Paulo, com uma população de aproximadamente 3,6 milhões de pessoas. Sua área de concessão abrange 27 municípios, inclusive as cidades de Santos, Sorocaba e Jundiaí. A CPFL Piratininga tinha aproximadamente 1,5 milhão de consumidores em 31 de dezembro de 2011. Em 2011, a CPFL Piratininga distribuiu 9.041 GWh de energia elétrica, respondendo por aproximadamente 9,8% do total da energia elétrica distribuída no Estado de São Paulo e 2,8% do total da energia elétrica distribuída no Brasil, durante esse período.
- **RGE.** A Rio Grande Energia S.A. ("RGE") distribui energia elétrica para uma região que abrange 58.823 quilômetros quadrados no estado do Rio Grande do Sul, com uma população de aproximadamente 3,8 milhões de habitantes. Sua área de concessão abrange 253 municípios, incluindo as cidades de Caxias do Sul, Gravataí, Passo Fundo e Bento Gonçalves. A RGE tinha aproximadamente 1,3 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2011. Em 2011, a RGE distribuiu 7.622 GWh de energia elétrica (6.548 GWh distribuídos a Consumidores Finais e 1,074 GWh distribuídos principalmente a pequenas concessionárias e pequenas cooperativas de eletrificação rural), que respondem por aproximadamente 31,4% do total da energia elétrica distribuída no Estado do Rio Grande do Sul e por 2,4% do total da energia elétrica distribuída no Brasil, durante esse período.
- **CPFL Santa Cruz.** A Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz") distribui energia elétrica para uma área que abrange 11.870 quilômetros quadrados, que inclui 24 municípios da região noroeste do estado de São Paulo e três municípios do estado do Paraná. Em 2011, a CPFL Santa Cruz distribuiu 967 GWh de energia elétrica para aproximadamente 186.000 consumidores, que respondem por aproximadamente 1.0% do total da energia elétrica distribuída no Estado de São Paulo e por 0,3% do total da energia elétrica distribuída no Brasil, durante esse período.
- **CPFL Jaguari.** A Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Jaguari") distribui energia elétrica para uma área que abrange 252 quilômetros quadrados, que inclui dois municípios do estado de São Paulo. Em 2011, a CPFL Jaguari distribuiu 431 GWh de energia elétrica para aproximadamente 34.000 consumidores.
- **CPFL Mococa.** A Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa") distribui energia elétrica para uma área que abrange 1.844 quilômetros quadrados, que inclui um município do estado de São Paulo e três municípios do estado de Minas Gerais. Em 2011, a CPFL Mococa distribuiu 211 GWh de energia elétrica para aproximadamente 42.000 consumidores.
- **CPFL Leste Paulista.** A Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista") distribui energia elétrica para uma área que abrange 2.589 quilômetros quadrados, que inclui sete municípios do estado de São Paulo. Em 2011, a CPFL Leste Paulista distribuiu 263 GWh de energia elétrica para aproximadamente 52.000 consumidores.
- **CPFL Sul Paulista.** A Companhia Sul Paulista de Energia ("CPFL Sul Paulista") distribui energia elétrica para uma área que abrange 3.802 quilômetros quadrados, que inclui cinco municípios do estado de São Paulo. Em 2011, a CPFL Sul Paulista distribuiu 373 GWh de energia elétrica para aproximadamente 75.000 consumidores.

Rede de Distribuição

Nossas oito distribuidoras possuem linhas de distribuição com níveis de tensão que variam de 34,5 kV a 138 kV. Essas linhas distribuem energia elétrica a partir do ponto de conexão com a Rede Básica para nossas subestações de energia em cada uma de nossas áreas de concessão. Todos os consumidores conectados a essas linhas de distribuição, tais como Consumidores Livres ou outras concessionárias, estão obrigados a pagar uma Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição ("TUSD").

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Cada uma de nossas subsidiárias possui uma rede de distribuição composta predominantemente de linhas aéreas e subestações com níveis de tensão sucessivamente menores. Os consumidores são classificados em diferentes níveis de tensão, com base na energia elétrica consumida e em sua demanda por energia elétrica. Grandes consumidores industriais e comerciais recebem energia elétrica em níveis de tensão elevados (até 138 kV), ao passo que consumidores industriais e comerciais menores, assim como os residenciais, recebem energia elétrica em faixas de tensão mais baixas (2,3 kV e abaixo).

Em 31 de dezembro de 2011, nossa rede de distribuição consistia em 210.491 km de linhas de distribuição, incluindo 276.561 transformadores de distribuição. Nossas oito distribuidoras tinham 9.437 km de linhas de distribuição de alta tensão entre 34,5 kV e 138 kV. Naquela data, detínhamos 434 subestações transformadoras de alta tensão para média tensão para subsequente distribuição, com capacidade total de transformação de 13.650 megavolt *amperes*. Entre os consumidores industriais e comerciais em nossa área de concessão, 283 recebiam energia elétrica em 69 KV, 88 KV ou 138 KV, distribuída por meio de conexões diretas às nossas linhas de distribuição em alta tensão.

Performance do Sistema

Perdas de Energia elétrica

Enfrentamos dois tipos de perdas de energia elétrica: perdas técnicas e perdas comerciais. As perdas técnicas são inerentes ao fluxo de energia elétrica através do sistema de distribuição. As perdas comerciais são perdas que resultam de conexões ilegais, fraude ou erros de faturamento ou problemas similares. Os índices de perdas de energia elétrica das nossas três maiores distribuidoras (CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE) são mais favoráveis do que o percentual médio de outras importantes distribuidoras brasileiras (com mais de 500.000 clientes) em 2010, segundo as informações mais recentes disponibilizadas pela Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica ("ABRADEE"), uma associação do setor.

Estamos também nos empenhando ativamente em reduzir as perdas comerciais decorrentes de conexões ilegais, fraude ou erros de faturamento ou problemas semelhantes. Para isso, em cada uma de nossas oito subsidiárias, destacamos equipes técnicas qualificadas, aumentamos as reposições de equipamentos de medição obsoletos e desenvolvemos um programa de computador para descobrir e analisar faturamentos irregulares. Aproximadamente 437.330 inspeções foram realizadas em 2011, o que acreditamos ter conduzido a uma recuperação de recebíveis estimada em mais de R\$163,8 milhões.

Interrupções de Energia

A tabela abaixo determina, para cada uma de nossas subsidiárias, a frequência e duração das interrupções de energia por consumidor nos anos de 2011 e 2010 calculados de acordo com a metodologia prevista pelo PRODIST ("Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional") ANEEL:

		Ano terminado em 31 de dezembro de 2011							
		CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Jaguari	CPFL Mococa	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista
FEC ¹		5,36	4,87	9,44	8,15	5,10	5,24	6,17	5,73
DEC ²		6,77	6,44	15,19	8,43	7,00	5,95	9,66	9,06
		Ano terminado em 31 de dezembro de 2010							
		CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Jaguari	CPFL Mococa	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista
FEC ¹		5,05	5,22	9,66	6,52	7,81	4,52	7,69	7,75
DEC ²		5,65	6,88	14,71	5,49	9,24	4,59	8,28	9,21

(1) Frequência de interrupções por consumidor por ano (número de interrupções)

(2) Duração das interrupções por consumidor por ano (em horas)

Estamos continuamente buscando melhorar a qualidade e confiabilidade de nosso fornecimento de energia, tendo como parâmetro as medições de frequência e duração de nossas interrupções de energia. De acordo os dados de 2010 da

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

ABRADEE, nossa frequência e duração média das interrupções por consumidor durante os últimos anos se comparam favoravelmente com as médias para as demais distribuidoras brasileiras.

Com base nos dados publicados pela ANEEL, a duração e frequência das interrupções da CPFL Paulista e da CPFL Piratininga estão entre as mais baixas do Brasil em comparação com companhias de tamanho similar. A duração das interrupções da RGE são comparativamente mais altas do que aquelas da CPFL Paulista e da CPFL Piratininga, porém permanecem em linha com o índice médio para as empresas de energia no sul do Brasil, principalmente em decorrência da falta de redundância em seu sistema de distribuição, do uso de linhas em média de tensão e de um nível menor de automação na rede.

A ANEEL estabelece indicadores de desempenho por consumidor para serem seguidos pelas empresas de energia. Caso estes indicadores não sejam alcançados, somos obrigados a reembolsar nossos consumidores, e nossas receitas são negativamente afetadas. Em 2010, de acordo com informações da ANEEL, o valor que reembolsamos aos nossos consumidores foi menor que o valor médio reembolsado por outras empresas de energia de porte similar.

Nossas subsidiárias de distribuição têm tecnologia de construção e manutenção que permite reparos em redes energizadas sem interrupção do serviço, resultando em níveis baixos de interrupção programada, da ordem de até 14% do total de interrupções. As interrupções não programadas em razão de acidentes ou causas naturais, inclusive descargas atmosféricas, incêndio e ventos representaram o total remanescente de nossas interrupções. Em 2011, investimos um total de R\$1.081 milhões em expansão, melhorias e preservação em (i) logística de nossas operações; (ii) nossos sistemas; e (iii) nossa infra-estrutura para apoiar as operações, através de nossos diferentes segmentos de negócio. Esperamos investir um adicional de R\$ 1.108 milhões para tais finalidades em 2012.

Estamos empenhados em melhorar nossos tempos de atendimento para serviços de reparos. Os indicadores de qualidade para o abastecimento de energia pela CPFL Paulista e pela CPFL Piratininga mantiveram níveis de excelência ao mesmo tempo em que cumpriram os padrões regulatórios. Isto também resultou de nossa logística operacional eficiente, inclusive do posicionamento estratégico de nossas equipes, da tecnologia e automação de nossa rede e centros de operação, junto a um plano de manutenção e conservação preventivo.

Tarifas

Tarifas de Distribuição no Varejo. Classificamos nossos consumidores em dois grupos diferentes: consumidores do Grupo A e consumidores do Grupo B, com base no nível de tensão em que a energia elétrica lhes é fornecida. Cada consumidor se enquadra em certo nível tarifário definido por lei e com base em sua respectiva classificação, embora haja descontos com base em quantidades. Os consumidores do Grupo B pagam tarifas maiores. As tarifas no Grupo B variam por tipos de consumidor (residencial, comercial, rural e industrial). Os Consumidores no Grupo A pagam tarifas menores, decrescendo de A4 para A1, pois seu fornecimento é feito em voltagens mais elevadas, que demandam menor utilização do sistema de distribuição de energia elétrica. As tarifas que cobramos pelas vendas de energia elétrica aos Consumidores Finais são determinadas segundo nossos contratos de concessão e regras estabelecidas pela ANEEL. Esses contratos de concessão e a regulamentação correlata estabelecem um preço máximo com reajustes anuais, periódicos e extraordinários. Para maiores informações sobre o regime regulatório aplicável a nossas tarifas e respectivos reajustes, consulte "O Setor Elétrico Brasileiro" no item 7.9 deste Formulário.

Os consumidores do Grupo A recebem energia elétrica em tensões iguais ou superiores a 2,3 kV. As tarifas para os consumidores do Grupo A têm por base os níveis de tensão de fornecimento de energia elétrica e época do ano e o horário do dia em que a energia elétrica é fornecida, embora os consumidores possam optar por uma tarifa diferenciada nos períodos de pico a fim de otimizar o uso da rede elétrica. As tarifas aplicáveis aos consumidores do Grupo A contêm dois componentes: uma cobrança pela demanda de potência e cobrança pelo consumo de energia. A cobrança pela demanda de potência, expressa em Reais por kW, tem por base (i) a potência firme contratada ou (ii) a potência efetivamente utilizada, a que for mais alta. A cobrança pelo consumo de energia, expressa em Reais por MWh, tem por base o valor da energia elétrica efetivamente consumida. Os consumidores do Grupo A são aqueles que com maior probabilidade qualificar-se-ão como Consumidores Livres nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Os consumidores do Grupo B recebem energia elétrica em tensão inferior a 2,3 kV (220 V e 127 V). As tarifas para os consumidores do Grupo B consistem exclusivamente numa cobrança pelo consumo de energia e têm por base a classificação do consumidor.

A tabela a seguir contém informações relativas à média de nossos preços de fornecimento para cada categoria de consumidor em 2011 e 2010. Estes preços incluem tributos (ICMS, PIS e COFINS) e são calculados com base em nossas vendas e na quantidade de energia elétrica vendida em 2011 e 2010.

Ano findo em 31 de dezembro de 2011								
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Mococa
	(R\$/MWh)							
Residencial.....	416,68	418,90	541,53	483,21	511,15	481,14	404,51	551,81
Industrial	322,85	313,27	365,08	373,34	416,55	325,14	292,58	355,70
Comercial.....	349,56	366,33	516,05	437,55	476,79	457,17	363,79	461,81
Rural	192,31	226,27	278,91	235,28	257,46	252,16	211,65	264,64
Outros	263,01	278,88	375,98	312,84	340,36	308,73	262,51	317,38
Total	348,63	359,99	440,20	399,14	400,59	384,20	314,96	409,66
Vendas/ quantidade Vendida.....								
Ano findo em 31 de dezembro de 2010								
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Mococa
	(R\$/MWh)							
Residencial.....	400,76	394,42	509,89	432,07	458,09	452,57	379,55	507,27
Industrial	311,90	295,54	346,97	323,89	342,95	287,54	275,80	330,85
Comercial.....	339,05	347,41	491,23	395,70	428,93	432,77	344,44	428,78
Rural	181,49	213,16	235,64	212,40	232,12	243,18	198,59	243,94
Outros	250,07	246,31	231,00	184,17	303,61	295,12	246,49	294,39
Total	334,34	335,74	380,34	323,59	352,11	353,03	296,27	376,04
Vendas/ quantidade Vendida								

De acordo com as regras em vigor, consumidores residenciais podem ser elegíveis para pagar tarifas reduzidas se: (i) seus rendimentos mensais forem iguais ou inferiores à metade do salário mínimo, (ii) seus rendimentos mensais forem inferiores a três salários mínimos, e um (ou mais) dos membros da família possuir uma doença que exija uso contínuo de um equipamento elétrico, ou (iii) eles recebem determinados benefícios sob programas sociais do Governo Federal. Para se beneficiar desses regulamentos, esses consumidores devem se registrar com o respectivo cadastro do Governo Federal. Os descontos aplicados às tarifas dependem da quantidade de energia consumida. Os descontos variam de 10% a 65% para consumo de energia variando de menos de 30 KW até 220 KW por mês. Um outro benefício concedido a esses consumidores residenciais é o de que eles não necessitam pagar o encargo de capacidade emergencial, o encargo de aquisição de energia elétrica emergencial ou qualquer tarifa extraordinária aprovada pela ANEEL.

TUSD. De acordo com as leis e regulações aplicáveis, nossas distribuidoras são obrigadas a permitir o uso de nossas linhas de distribuição de alta tensão por outros consumidores, inclusive pelos Consumidores Livres em nossas áreas de concessão de distribuição que são abastecidos por outras distribuidoras. Todos os nossos consumidores devem pagar uma tarifa pelo uso de nossa rede. Em 2011, as receitas de tarifas pelo uso de nossa rede por Consumidores Livres totalizaram R\$1.314 milhões. A tarifa média pelo uso de nossa rede foi de R\$90,03/MWh, R\$88,15/MWh e R\$73,45/MWh em 2011, 2010 e 2009, respectivamente, incluindo a TUSD que cobramos de outras distribuidoras conectadas à nossa rede de distribuição.

Procedimentos de Faturamento

O procedimento que utilizamos para faturamento e pagamento da energia elétrica fornecida aos nossos consumidores é determinado pela categoria de consumidor. As leituras de medidores e o faturamento são realizados mensalmente para os consumidores de baixa tensão, com exceção dos consumidores rurais, cuja leitura é realizada em uma periodicidade que

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

varia de um a três meses, de acordo com a legislação em vigor. As faturas são preparadas com base nas leituras dos medidores ou no uso estimado. Os consumidores de baixas tensões são faturados no prazo de três dias úteis após a leitura, sendo o respectivo vencimento no prazo de cinco dias úteis a contar da data da fatura. Na hipótese de inadimplência, enviamos uma notificação acompanhada da fatura do mês seguinte ao consumidor inadimplente, conforme a qual um prazo de 15 dias é concedido para que o saldo devedor seja quitado pelo consumidor inadimplente. Caso o pagamento não seja recebido em até três dias contados do término do prazo de 15 dias, o fornecimento de energia elétrica do consumidor inadimplente está sujeito à suspensão. Também podemos tomar outras medidas, tais como a inclusão dos consumidores na lista de devedores das agências de informação de crédito, ou cobrança extrajudicial ou judicial através de agências de cobrança.

Os consumidores de alta tensão são faturados mensalmente, sendo o pagamento devido no prazo de cinco dias úteis após a data da fatura. Na hipótese de inadimplência, enviamos uma notificação ao consumidor inadimplente quatro dias úteis após a data de vencimento, conforme a qual um prazo de 15 dias é concedido para o pagamento. Não ocorrendo o pagamento, em até três dias contados do término do prazo de 15 dias, o fornecimento do consumidor é interrompido.

De acordo com os dados de 2010 disponibilizados pela ABRADÉE, o percentual de consumidores inadimplentes das nossas três maiores distribuidoras é menor do que a média das outras principais distribuidoras de energia elétrica do Brasil. Nesta análise, a ABRADÉE considera consumidores inadimplentes cujas contas estão vencidas entre um e 89 dias. Faturas em atraso por mais de 89 dias são consideradas incobráveis.

Atendimento ao Consumidor

Empenhamo-nos em prestar aos nossos consumidores do segmento de distribuição serviços de atendimento de alta qualidade. Operamos centrais de atendimento em cada uma de nossas subsidiárias de distribuição, que prestam serviço ao consumidor 24 horas por dia, sete dias por semana. Em 2011, nossas centrais de atendimento atenderam aproximadamente 10,6 milhões de chamadas. Também prestamos serviço de atendimento ao consumidor por meio de nosso *website* na Internet, que processou aproximadamente 12,2 milhões de solicitações de consumidores em 2011, e através de nossas filiais as quais atenderam aproximadamente 4,0 milhões de solicitações de consumidores em 2011. O crescimento em solicitações eletrônicas nos permitiu reduzir os custos de atendimento ao consumidor, e fornecer assistência através de nosso call center para um grande número de consumidores sem acesso a Internet. Após o recebimento de uma solicitação de serviço de consumidor, enviamos nossos técnicos para efetuar os reparos necessários.

Comercialização de Energia Elétrica e Serviços

Operações de Comercialização

Nossa subsidiária CPFL Brasil realiza as nossas operações de comercialização de energia elétrica. Suas principais funções são:

- aquisição de energia para atividades de comercialização, por meio da celebração de contratos bilaterais com empresas de energia (inclusive nossas subsidiárias de geração e terceiros) e compra de energia em leilões públicos;
- revenda de energia elétrica para Consumidores Livres; e
- revenda de energia elétrica a empresas de distribuição (inclusive a CPFL Paulista, a CPFL Piratininga e a RGE), além de outros agentes no mercado de energia elétrica, por meio de contratos bilaterais.

Os preços pelos quais a CPFL Brasil compra e vende energia elétrica no mercado livre são determinados por negociações bilaterais com seus fornecedores e clientes. Os contratos com companhias de distribuição são regulados pela ANEEL. Além de vender energia elétrica a partes não relacionadas, a CPFL Brasil revende energia elétrica à CPFL Paulista, à CPFL Piratininga e à RGE. Contudo, as margens de lucro derivadas de vendas a partes relacionadas foram limitadas pela regulamentação da ANEEL. Anteriormente à Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as empresas de distribuição estavam autorizadas a comprar até 30,0% de suas necessidades de energia elétrica de partes relacionadas. A possibilidade de vender energia elétrica a partes relacionadas foi eliminada nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, com

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

exceção dos contratos aprovados pela ANEEL anteriormente a março de 2004. Entretanto, estamos autorizados para vender energia elétrica a distribuidores por meio de processos licitatórios realizados no ambiente de contratação regulado.

Serviços de Valor Agregado Relacionados à Energia Elétrica

Por intermédio da CPFL Brasil, prestamos serviços de agenciamento aos Consumidores Livres perante a CCEE e outras agências, como orientação de suas exigências operacionais. Também oferecemos aos nossos consumidores uma ampla gama de serviços relacionados à energia elétrica, por intermédio da CPFL Brasil e a CPFL Serviços. Esses serviços são concebidos para auxiliar nossos clientes a obterem melhora da eficiência, do custo e da confiabilidade dos equipamentos elétricos por eles utilizados. Nossos principais serviços de valor agregado relacionados à energia elétrica incluem:

- **Manutenções Elétricas:** serviços de manutenção em instalações de média e alta tensão em regime pontual ou com programação periódica, sempre com diagnóstico rápido e atendimento preciso. Oferecemos também serviços de reformas de subestações, manutenção de geradores e manobras em regime de linha viva.
- **Sistemas de Distribuição:** projetos e construção de toda a infraestrutura necessária para sistemas de distribuição de energia elétrica, sejam redes aéreas ou subterrâneas, subestações de média tensão e postos de transformação, além de instalações industriais e soluções em iluminação. Com experiência no mercado e conhecimento das normas vigentes nas diferentes regiões brasileiras, atendemos aos padrões exigidos em todo o território nacional, levando energia com qualidade e alta tecnologia até os pontos de consumo.
- **Sistemas de Transmissão:** A CPFL Serviços planeja, constrói, executa e fornece energia elétrica a subestações e linhas de transmissão, sempre alinhada com as necessidades de cada consumidor e expectativas de crescimento, de acordo com os mais rigorosos padrões de segurança, visando a otimização do uso de recursos.
- **Sistemas de Auto-produção:** Oferecido pela CPFL Brasil através da produção alternativa de energia elétrica. Os sistemas de auto-produção consistem em alternativas para produção de energia elétrica, proporcionando maior segurança no suprimento energético, diversificação de insumos e redução de custos. A solução geração na ponta (Diesel e Gás Natural) consiste em grupos geradores que atuam no horário de pico. Com a co-geração (Gás Natural) temos a produção simultânea e sequenciada de energia elétrica e térmica, a partir de um único combustível. Oferecemos também soluções em climatização e projetos de eficiência energética e de geração distribuída fotovoltaica.
- **Recuperação de Equipamentos:** A CPFL Serviços tem conhecimento para restabelecer a eficiência de ativos elétricos em qualquer estado de conservação. Nossa experiência na recuperação de equipamentos nos habilita também a fabricar transformadores de distribuição e transformadores de potência. Entre as soluções CPFL, há ainda automação e fabricação de painéis para sistemas de medição, proteção e comando.

c. características dos mercados de atuação, em especial:

i. participação em cada um dos mercados;

Consumidores

Classificamos nossos consumidores em cinco categorias principais. Consulte a Nota 27 de nossas demonstrações financeiras auditadas e consolidadas para um detalhamento de nossas vendas por classe de consumo.

- *Consumidores industriais.* As vendas para consumidores industriais finais correspondem a 27,7% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2011.
- *Consumidores residenciais.* As vendas para consumidores residenciais finais correspondem a 40,1% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2011.
- *Consumidores comerciais.* As vendas para consumidores comerciais finais, que incluem as empresas prestadoras de serviços, universidades e hospitais, correspondem a 20,7% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2011.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

- *Consumidores rurais.* As vendas para consumidores rurais correspondem a 3,0% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2011.
- *Outros consumidores.* As vendas para os demais consumidores, que incluem serviços públicos, tais como iluminação pública, correspondem a 8,5% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2011.

ii. condições de competição nos mercados;

Concorrência

Enfrentamos concorrência de outras empresas comercializadoras e geradoras na venda de energia elétrica para Consumidores Livres. Empresas de distribuição e transmissão são obrigadas a permitir o uso das suas linhas e instalações auxiliares para a distribuição e transmissão de energia elétrica por outros mediante recebimento de tarifa.

Segundo a lei brasileira, todas as nossas concessões podem ser renovadas uma vez, desde que haja aprovação do Ministério das Minas e Energia ou da ANEEL, na qualidade de poder concedente, contanto que a concessionária solicite renovação e que determinados parâmetros em relação à prestação do serviço público tenham sido atendidos. Pretendemos solicitar a renovação de cada uma das nossas concessões quando da sua expiração. Poderemos enfrentar concorrência significativa de terceiros ao pleitear a renovação dessas concessões ou para obter quaisquer novas concessões. A ANEEL tem total discricionariedade sobre a renovação das concessões já existentes, e a aquisição de determinadas concessões por concorrentes poderia afetar negativamente os resultados das nossas operações.

d. eventual sazonalidade;

Distribuição

Do total da quantidade de energia vendida pelas distribuidoras do grupo CPFL em 2011, 27,3% representaram vendas para consumidores industriais, 35,3% para consumidores residenciais, 20,8% para comerciais e 16,6% para as demais classes de consumo, dentre as quais, inclui-se a classe rural.

Cada consumidor apresenta características típicas de consumo, de acordo com as variações climáticas, período do ano, região geográfica e classe de consumo a que pertence, introduzindo assim, períodos de sazonalidade nas vendas de energia.

A área de concessão abrangida pelas empresas de distribuição do grupo CPFL apresenta diversidade, tanto geográfica quanto de classe de consumidores, o que atenua a característica sazonal do consumo de energia e conseqüentemente dos negócios da empresa. Nos períodos de férias de verão, por exemplo, o maior fluxo de turistas no litoral resulta em um incremento do consumo de energia na classe residencial dessa região. Já a classe industrial, registra tipicamente um consumo de energia mais alto no 2º semestre, quando a indústria antecipa a produção para as vendas do final do ano. A classe comercial, por sua vez, sofre forte influência da temperatura, apresentando consumo mais elevado no verão.

Geração

A energia gerada pelas usinas hidrelétricas da CPFL Geração sofre influência do regime hidrológico dos rios das regiões onde as mesmas estão implantadas. Dessa forma, as PCH's, que estão localizadas no Estado de São Paulo, assim como a UHE Serra da Mesa, que localiza-se no Estado de Goiás, seguem o regime hidrológico das Regiões Sudeste e Centro-Oeste, com período úmido compreendido entre os meses de novembro a abril e período seco de maio a outubro. Já as UHE's Monte Claro, Barra Grande, Campos Novos, Castro Alves, PCH's Sul Centrais, 14 de Julho e Foz do Chapecó, localizadas nos Estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina, seguem o regime hidrológico da Região Sul, que é o contrário da Região Sudeste, ou seja, período úmido entre maio e outubro e período seco entre os meses de novembro a abril.

Ressalta-se, entretanto, que, de acordo com as normas brasileiras, a receita proveniente da venda de energia não depende da energia efetivamente gerada, e sim da energia assegurada de cada usina, cuja quantidade é fixa e determinada pelo Poder Concedente, constando do respectivo contrato de concessão. As diferenças entre a energia gerada e a Energia Assegurada são cobertas pelo MRE – Mecanismo de Realocação de Energia. O principal propósito do MRE é mitigar os riscos hidrológicos, assegurando que todas as usinas participantes recebam pelo seu nível de energia

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

assegurada independentemente da quantidade de energia elétrica por elas efetivamente gerada. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas energias asseguradas, para aqueles que geraram abaixo delas. A geração efetiva é determinada pelo ONS, tendo em vista a demanda de energia e as condições hidrológicas. A quantidade de energia gerada, acima ou abaixo da energia assegurada, é valorada por uma tarifa denominada "Tarifa de Energia de Otimização" - TEO, que cobre somente os custos de operação e manutenção da usina. Esta receita ou despesa adicional será mensalmente contabilizada para cada gerador.

e. principais insumos e matérias primas, informando:

- i. descrição das relações mantidas com fornecedores, inclusive se estão sujeitas a controle ou regulamentação governamental, com indicação dos órgãos e da respectiva legislação aplicável;**
- ii. eventual dependência de poucos fornecedores;**
- iii. eventual volatilidade em seus preços.**

Compras de Energia Elétrica

A maior parte da energia elétrica que vendemos é adquirida de partes não relacionadas, em vez de ser gerada em nossas instalações. Em 2011, 11,1% da quantidade total de energia elétrica adquirida por nossas distribuidoras foram geradas por nossas subsidiárias de geração.

Em 2011, compramos 10.855 GWh de energia elétrica da Usina Hidrelétrica de Itaipu, chegando a 21,3% do total da energia elétrica adquirida. Itaipu está localizada na fronteira entre Brasil e Paraguai e é objeto de um tratado bilateral entre os dois países, por meio do qual o Brasil se comprometeu a comprar quantidades de energia elétrica previamente estabelecidas. Este tratado expirará em 2023. As prestadoras de serviços públicos de energia elétrica que operam por concessões nas regiões Centro-Oeste, Sul e Sudeste do Brasil são obrigadas por lei a comprar uma parte da energia elétrica que o Brasil é obrigado a comprar de Itaipu. As quantidades que essas empresas estão obrigadas a comprar são regidas por contratos *take-or-pay*, com tarifas estabelecidas em dólares por kW. A ANEEL determina anualmente a quantidade de energia elétrica a ser vendida por Itaipu. Pagamos pela energia adquirida de Itaipu de acordo com a proporção entre a quantidade estabelecida pela ANEEL e nossa quota-parte estabelecida por lei, independentemente de Itaipu ter gerado essa quantidade de energia elétrica ou não, por um preço de US\$24,88/kW. Nossas compras representam aproximadamente 17,0% do fornecimento total de Itaipu para o Brasil. Essa quota-parte foi fixada por lei, de acordo com a quantidade de energia elétrica vendida em 1991. As tarifas pagas são estabelecidas de acordo com o tratado bilateral e fixadas de maneira a cobrir as despesas operacionais de Itaipu, e os pagamentos do principal e juros das dívidas de Itaipu expressos em dólares, assim como os custos de transmissão da energia a suas áreas de concessão.

A usina de Itaipu tem uma rede de transmissão exclusiva. As companhias de distribuição pagam uma taxa para o uso dessa rede.

Em 2011, pagamos uma média de R\$89,68/MWh para as compras de energia elétrica de Itaipu, em comparação com R\$93,23/MWh durante 2010 e R\$104,41/MWh durante 2009. Esses números não incluem a taxa de transmissão.

Compramos 39.998 GWh de energia elétrica em 2011 de outras empresas geradoras que não Itaipu, o que representa 78,7% do total da energia elétrica que adquirimos. Pagamos uma média de R\$110,73/MWh para as compras de energia elétrica de empresas geradoras que não são a Itaipu, comparado a R\$109,47/MWh em 2010 e R\$104,44/MWh em 2009. Para obter mais informações sobre o mercado regulado e o ambiente de contratação livre, consulte "O Setor Elétrico Brasileiro - A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico" no item 7.9.

A tabela a seguir mostra as quantidades adquiridas de nossos fornecedores no mercado regulado e no ambiente de contratação livre, para os períodos indicados.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2011	2010	2009
	(em GWh)		
Energia comprada para revenda:			
Itaipu Binacional	10.855	10.835	11.084

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	5.002	3.373	3.101
PROINFA	1.032	1.133	958
Energia adquirida no Ambiente de Contratação Livre e por meio de contratos bilaterais	33.964	37.043	37.531
Total	50.853	52.384	52.674

As previsões de nosso fornecimento de energia elétrica são regidas por regulamentação da ANEEL. As principais disposições de cada contrato dizem respeito à quantidade de energia elétrica adquirida, o preço, inclusive os reajustes para os diversos fatores, tais como os índices de inflação e a duração do contrato.

Tarifas de Transmissão. Em 2011, pagamos um total de R\$1.314 milhões em tarifas pelo uso da rede de transmissão, inclusive as tarifas da Rede Básica, as tarifas de conexão e transmissão de energia elétrica de alta tensão de Itaipu às taxas estabelecidas pela ANEEL.

7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total

7.4 Identificar se há clientes que sejam responsáveis por mais de 10% da receita líquida total do emissor, informando:

a. montante total de receitas provenientes do cliente;

b. segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente.

Não há um cliente que, individualmente, seja responsável por mais de 10% da receita líquida da CPFL Energia.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

7.5 Descrever os efeitos relevantes da regulação estatal sobre as atividades do emissor, comentando:

a) necessidade de autorizações governamentais para o exercício das atividades e histórico de relação com a administração pública para obtenção de tais autorizações;

Concessões e Autorizações

A Constituição Federal prevê que o desenvolvimento, uso e venda de energia elétrica podem ser efetuados diretamente, pelo Governo Federal, ou indiretamente, por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações por companhias ou consórcios. Historicamente, o setor brasileiro de energia elétrica tem sido dominado por concessionárias de geração, transmissão e distribuição controladas pelos governos Federais ou Estaduais.

A Constituição Federal prevê que o desenvolvimento, uso e venda de energia elétrica podem ser efetuados diretamente, pelo Governo Federal, ou indiretamente, por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações. Historicamente, o setor brasileiro de energia elétrica tem sido dominado por concessionárias de geração, transmissão e distribuição controladas pelos governos Federais ou Estaduais.

As companhias ou consórcios que pretenderem construir ou operar instalações de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica no Brasil deverão solicitar a outorga de concessão, permissão ou autorização, conforme o caso, ao MME ou à ANEEL, na posição de representantes do Governo Federal. As concessões conferem direitos para gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica na respectiva área de concessão durante um período determinado, ao contrário das permissões e autorizações, que podem ser revogadas a qualquer tempo a critério do MME, em consulta com a ANEEL. Tal período tem geralmente a duração de 35 anos para novas concessões de geração e de 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Uma concessão existente pode ser renovada a critério do poder concedente.

A Lei de Concessões estabelece, dentre outras disposições, as condições que a concessionária deverá cumprir na prestação de serviços de energia elétrica, os direitos dos consumidores de energia elétrica, e as obrigações da concessionária e do poder concedente. Ademais, a concessionária deverá cumprir com as regulações vigentes do setor elétrico. As principais disposições da Lei de Concessões estão descritas de forma resumida abaixo:

Serviço adequado. A concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança e acesso ao serviço.

Servidões. A concessionária poderá utilizar bens públicos ou solicitar ao poder concedente a desapropriação dos bens privados necessários em benefício da concessionária. Neste caso, a responsabilidade pelas indenizações cabíveis é da concessionária.

Responsabilidade Objetiva. A concessionária é responsável direta por todos os danos que sejam resultantes da prestação de seus serviços.

Mudanças no controle societário. O poder concedente deverá aprovar qualquer mudança direta ou indireta no controle acionário da concessionária.

Intervenção do poder concedente. O poder concedente poderá intervir na concessão, por meio de um decreto presidencial, com o fim de assegurar a adequação na prestação do serviço, bem como o fiel cumprimento das normas contratuais, regulamentares e legais pertinentes, caso a concessionária falhe com suas obrigações. No prazo de 30 dias após a data do decreto, um representante do poder concedente deverá iniciar um procedimento administrativo no qual é assegurado à concessionária direito de contestar a intervenção. Durante o prazo do procedimento administrativo, um interventor indicado por decreto do poder concedente ficará responsável pela prestação dos serviços objeto da concessão. Caso o procedimento administrativo não seja concluído em 180 dias após a entrada em vigor do decreto, cessa-se a intervenção e a concessão retorna à concessionária. A administração da concessão também retornará à concessionária, caso o interventor decida pela não extinção da concessão e o seu termo contratual ainda não tiver expirado.

Extinção da concessão. A extinção do contrato de concessão poderá ser antecipada por meio de encampação e/ou caducidade. Encampação é a rescisão antecipada da concessão, por razões relativas ao interesse público que deverão ser expressamente declaradas por lei autorizadora específica. A caducidade deverá ser declarada pelo poder concedente após a ANEEL ou o MME tiverem expedido um ato normativo indicando que a concessionária (i) falhou em

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

prestar serviços de forma adequada ou cumprir a legislação ou regulação aplicável; (ii) não ter mais a capacidade técnica, financeira ou econômica de prestar o serviço de forma adequada; ou (iii) não cumpriu as penalidades eventualmente impostas pelo poder concedente, entre outras coisas. A concessionária tem o direito à ampla defesa no procedimento administrativo que declarar a caducidade da concessão e poderá recorrer judicialmente contra tal ato. A concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados nos bens reversíveis que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados, descontando-se quaisquer multas contratuais e dos danos por ela causados.

Vencimento. Quando do vencimento do prazo de concessão, todos os bens, direitos e privilégios transferidos à concessionária que sejam materialmente relativos à prestação dos serviços de energia elétrica serão revertidos ao Governo Federal. Após o advento do termo contratual, a concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados em bens reversíveis que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados.

Penalidades. A regulamentação da ANEEL rege a imposição de sanções aos participantes do setor elétrico e classifica as penalidades pertinentes com base na natureza e gravidade da violação (inclusive advertências, multas e caducidade). Para cada violação, as multas podem ser de até dois por cento da receita (líquida de impostos sobre valor agregado e imposto sobre serviços) das concessionárias verificada no período de 12 meses que anteceder qualquer auto de infração. Algumas infrações que podem resultar em multas referem-se à omissão do operador em solicitar aprovação da ANEEL, entre outros, no caso de: (i) celebração de contratos com partes relacionadas nos casos previstos na regulamentação; (ii) venda ou cessão dos bens necessários à prestação do serviço público bem como imposição de quaisquer ônus sobre eles (inclusive qualquer garantia real, fidejussória, penhor e hipoteca) ou sobre outros ativos relacionados à concessão ou à receita dos serviços de energia elétrica; e (iii) alterações no controle do detentor da autorização ou concessionário. No caso de contratos celebrados entre partes relacionadas que sejam submetidos para aprovação da ANEEL, a ANEEL poderá buscar impor restrições aos termos e condições desses contratos e, em circunstâncias extremas, determinar a rescisão do contrato.

Permissões

De acordo com as regras do setor elétrico brasileiro, as permissões possuem um uso bastante restrito. As permissões são concedidas às cooperativas rurais de geração de energia, que fornecem energia aos seus cooperados e ocasionalmente aos consumidores que não fazem parte da cooperativa, em áreas normalmente não atendidas pelas grandes distribuidoras. As permissões representam uma parcela irrelevante da matriz energética brasileira.

Autorizações

Autorizações são um ato unilateral e discricionário da autoridade concedente, que de forma geral. Diferentemente das concessões, as autorizações normalmente não requerem um processo de licitação pública. Como exceção à regra geral, autorizações podem também ser outorgadas a produtores de energia potenciais após processos de licitação para a compra de energia conduzidos pela ANEEL.

No setor de geração de energia, os produtores de energia independentes (PIEs) e auto-geradores detêm uma autorização ao contrário de uma concessão. PIEs e auto-geradores não recebem concessões de serviço público ou permissões para a prestação de serviços públicos. Pelo contrário, à eles são concedidas autorizações ou concessões específicas para explorar os recursos hídricos que meramente lhes permitem produzir, usar ou vender energia elétrica. Cada autorização concedida a um PEI ou auto-gerador de energia estabelece os direitos e deveres da empresa autorizada. As empresas autorizadas têm o direito de pedir à ANEEL que realize desapropriações em seu benefício, estando sujeitas à fiscalização das autoridades reguladoras da ANEEL e à aprovação prévia da ANEEL em caso de alteração de controle. Além disso, a dissolução da autorização dá o direito à empresa autorizada à indenização por parte da autoridade concedente pelos danos incorridos.

O PEI pode vender parte ou a totalidade da sua produção para clientes por sua própria conta e risco. O auto-gerador pode vender ou negociar qualquer energia excedente, a qual é incapaz de consumir, mediante autorização específica da ANEEL. Aos PEIs e auto-geradores não são concedidos os direitos de monopólio e não estão sujeitos a controles de preços, com exceção de casos específicos. Os PEIs competem com os serviços públicos e entre si por maiores clientes, grupos de clientes das empresas de distribuição ou quaisquer clientes não atendidos por uma concessionária.

Licenças ambientais

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Nossas instalações de distribuição e de geração de energia estão sujeitas a procedimentos de licenciamento ambiental que incluem a elaboração de avaliações de impacto ambiental antes da construção das instalações. Uma vez obtidas as respectivas licenças ambientais, o titular da licença continuará obrigado ao cumprimento de várias exigências específicas.

b) política ambiental do emissor e custos incorridos para o cumprimento da regulação ambiental e, se for o caso, de outras práticas ambientais, inclusive a adesão a padrões internacionais de proteção ambiental;

Questões Ambientais

A Constituição Federal faculta tanto ao Governo Federal como aos Governos Estaduais poderes para promulgar leis destinadas a proteger o meio ambiente. Poder semelhante é facultado aos municípios cujos interesses locais possam ser afetados. As leis municipais são consideradas complemento das leis federais e estaduais. O infrator de leis ambientais aplicáveis poderá ficar sujeito a sanções administrativas e criminais, sendo obrigado a reparar e/ou prestar indenização por danos ambientais. As sanções administrativas poderão incluir multas consideráveis e suspensão de atividades, ao passo que as sanções criminais além de incluir multas, com relação a pessoas físicas, provável prisão, que poderá ser imposta a diretores e empregados de empresas que cometam crimes ambientais.

Nossas instalações de distribuição e de geração de energia estão sujeitas a procedimentos de licenciamento ambiental que incluem a elaboração de avaliações de impacto ambiental antes da construção das instalações. Uma vez obtidas as respectivas licenças ambientais, o titular da licença continuará obrigado ao cumprimento de várias exigências específicas.

As questões ambientais relativas à construção de nossas unidades geradoras de energia elétrica exigem consideração especial. Por essa razão, a CPFL Geração administra essas questões com as necessidades ambientais básicas de cada localidade, a fim de assegurar que suas políticas e obrigações ambientais recebam atenção adequada. As decisões são tomadas pelos comitês ambientais, cujos membros incluem representantes de cada parceria do projeto e das divisões de gestão ambiental de cada usina. Dessa forma, a implementação de projetos ambientais e a interação com órgãos governamentais recebem mais importância no processo de cumprimento ambiental e na futura geração de energia elétrica. Por exemplo, ao ser garantida pelo IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis) a licença operacional para a Barra Grande, em julho de 2005, os gerentes de projeto tiveram um diálogo produtivo com os representantes do Governo Federal que permitiu a expansão tanto da geração de energia elétrica como da conservação ambiental. Além disso, ajudamos programas de comunidades locais que realocam famílias rurais de assentamentos coletivos e provêem suporte institucional para famílias envolvidas na conservação da biodiversidade local.

A fim de facilitar o cumprimento das leis ambientais, usamos um sistema de gestão ambiental que foi implementado em todos os nossos segmentos e segue os padrões da norma ISO 14.001. Estabelecemos um sistema de identificação, avaliação e atualização com relação a leis ambientais aplicáveis, bem como a outras exigências aplicáveis ao nosso sistema de gestão ambiental. Nossas unidades de geração e distribuição de energia elétrica submetem-se a auditorias internas e externas, as quais verificam se as nossas atividades estão de acordo com a norma ISO 14.001. Nossos projetos de gestão ambiental das nossas atividades levam em consideração nossos orçamentos e previsões realistas, objetivando atingir sempre melhores resultados financeiros, sociais e ambientais.

c) dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades.

De acordo com as leis brasileiras aplicáveis, desde junho de 2000, as empresas que detêm concessões, permissões e autorizações para distribuição, geração e transmissão de energia elétrica ficaram obrigadas a dedicar no mínimo 1,0% da sua receita operacional líquida todos os anos em pesquisa e desenvolvimento e programas de eficiência energética. As pequenas centrais hidrelétricas, os projetos de energia eólica, solar e de biomassa não estão sujeitos a esta exigência. A partir de abril de 2007, nossas concessionárias de distribuição dedicaram 0,5% de sua receita operacional líquida a atividades de pesquisa e desenvolvimento e 0,5% a programas de eficiência energética, ao passo que nossas companhias geradoras dedicaram 1,0% de sua receita operacional líquida a atividades de pesquisa e desenvolvimento.

Nosso programa de eficiência energética é elaborado para promover o uso eficiente da energia elétrica pelos nossos consumidores, reduzir as perdas técnicas e comerciais e oferecer produtos e serviços para melhorar a satisfação, a fidelidade e para aperfeiçoar a imagem da nossa empresa. Nossos programas de pesquisa e desenvolvimento utilizam a pesquisa tecnológica para desenvolver produtos, os quais poderão ser usados internamente, bem como vendidos ao público. Conduzimos alguns desses programas por meio de parcerias estratégicas com universidades e centros de pesquisa

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

nacionais, e grande parte de nossos recursos é dedicada à inovação e ao desenvolvimento de novas tecnologias aplicáveis ao nosso negócio.

Nossos efetivos desembolsos em projetos de pesquisa e desenvolvimento em 2011, 2010 e 2009 totalizaram R\$213 milhões, R\$179 milhões e R\$ 156 milhões respectivamente.

7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

7.6 Em relação aos países dos quais o emissor obtém receitas relevantes, identificar (as informações devem referir às últimas demonstrações financeiras):

a) receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede do emissor e sua participação na receita líquida total do emissor;

As Receitas Operacionais Líquidas da CPFL Energia auferidas em território brasileiro em 2010 e 2009 foram respectivamente R\$12.023.729 e R\$11.358.006.

b) receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total do emissor;

Não há receitas provenientes de países estrangeiros.

c) receita total proveniente de países estrangeiros e sua participação na receita líquida total do emissor.

Não há receitas provenientes de países estrangeiros.

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

7.7 Em relação aos países estrangeiros divulgados no item 7.6, informar em que medida o emissor está sujeito à regulação desses países e de que modo tal sujeição afeta os negócios do emissor.

Item não aplicável, em função da CPFL Energia não auferir receitas em países estrangeiros.

7.8 - Relações de longo prazo relevantes

7.8 Descrever relações de longo prazo relevantes do emissor que não figurem em outra parte deste formulário.

As informações relativas aos resultados econômicos, sociais e ambientais da CPFL Energia estarão disponíveis no Relatório Anual 2011 a ser publicado até 4 de junho de 2012, que poderá ser consultado no site www.cpf.com.br/relatorioanual2011.

7.9 - Outras informações relevantes

7.9 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

O Setor Elétrico Brasileiro

Características Gerais

Em 2011, o MME aprovou um Plano Decenal de Expansão, segundo o qual a capacidade de geração instalada do País deverá aumentar para 171,1 GW até 2020, dos quais 115,1 GW (67,3%) corresponderão à geração hidrelétrica, 28,9 GW (16,9%) à geração termoeletrica e nuclear e 27,1 GW (15,8%) de fontes renováveis de energia.

Em 2011, a Eletrobrás detinha 36% dos ativos de geração brasileiros. Por intermédio de suas subsidiárias, a Eletrobrás é também responsável por 56% da capacidade instalada de transmissão no Brasil. Além disso, detêm participação em algumas empresas controladas por estados brasileiros que se dedicam à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, incluindo, entre outras, a Companhia Hidrelétrica do São Francisco – CHESF e Furnas Centrais Elétricas.

Em 2011, empresas privadas representavam aproximadamente 35% do mercado de geração, em termos de capacidade total e demanda, e 30% do mercado de transmissão em termos de receita.

Principais Autoridades Reguladoras

Ministério de Minas e Energia – MME

O MME é o regulador primário do governo brasileiro do setor elétrico. Após a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o governo brasileiro, agindo primariamente por meio do MME, assumiu determinadas obrigações que anteriormente constituíam responsabilidade da ANEEL, inclusive a redação das diretrizes que regem a outorga de concessões e a emissão de instruções para o processo de licitação em concessões relacionadas a serviços e ativos públicos.

Conselho Nacional de Política Energética - CNPE

O Conselho Nacional de Política Energética ("CNPE"), comitê criado em agosto de 1997, presta assessoria ao Presidente da República do Brasil no tocante ao desenvolvimento e criação da política nacional de energia. O CNPE é presidido pelo Ministro de Minas e Energia e é composto por seis ministros do Governo Federal e três de seus membros escolhidos pelo Presidente da República do Brasil. O CNPE foi criado com a finalidade de otimizar a utilização dos recursos energéticos do Brasil e assegurar o fornecimento nacional de energia elétrica ao País.

ANEEL

A ANEEL é uma autarquia federal autônoma cuja principal responsabilidade é regular e fiscalizar o setor elétrico segundo a política determinada pelo MME e responder a questões a ela delegadas pelo Governo Federal e pelo MME. As atuais responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras, (i) fiscalização de concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive aprovação de tarifas de energia elétrica, (ii) promulgação de atos regulatórios para o setor elétrico, (iii) implementação e regulação da exploração das fontes de energia, inclusive da utilização de energia hidrelétrica, (iv) promoção do processo licitatório para novas concessões, (v) solução de litígios administrativos entre entidades geradoras e compradores de energia elétrica, e (vi) definição dos critérios e metodologia para determinação das tarifas de transmissão.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

O ONS é uma organização sem fins lucrativos que coordena e controla empresas que se dedicam à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de outros agentes privados do mercado, tais como importadores, exportadores e Consumidores Livres. O principal papel do ONS é supervisionar as operações de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional, ou SIN, de acordo com a regulamentação e supervisão da ANEEL. Os objetivos e as principais responsabilidades do ONS incluem: planejamento da operação da geração e transmissão, a organização e controle da utilização do Sistema Interligado Nacional e interconexões internacionais, a garantia de acesso à rede de transmissão de

7.9 - Outras informações relevantes

maneira não discriminatória, a todos os agentes do setor, o fornecimento de subsídios para o planejamento da expansão do sistema elétrico, apresentação ao MME de propostas de ampliações da Rede Básica e proposição de normas para operação do sistema de transmissão para aprovação pela ANEEL.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

A CCEE é uma organização sem fins lucrativos sujeita à autorização, fiscalização e regulação da ANEEL. O CCEE substituiu o Mercado Atacadista de Energia, ou MAE.

A CCEE é responsável (i) pelo registro de todos os Contratos de Comercialização de Energia no ambiente regulado ou CCEAR, e registro dos contratos resultantes dos leilões de ajustes, bem como dos montantes de potência e energia dos contratos celebrados no ambiente de contratação livre; e (ii) pela contabilização e liquidação dos montantes de energia elétrica comercializados no mercado de curto prazo, dentre outras atribuições. A CCEE é integrada pelos concessionários, permissionários, autorizados de serviços de energia elétrica, pelos Consumidores Livres e Especiais, e o seu conselho de administração é composto de cinco membros, sendo quatro indicados pelos referidos agentes e um pelo MME, que é o seu presidente.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Em 16 de agosto de 2004, o governo brasileiro criou a Empresa de Pesquisa Energética ("EPE"), uma empresa pública federal responsável pela condução de estudos e pesquisas estratégicos no setor elétrico, incluindo as indústrias de energia elétrica, petróleo, gás natural, carvão mineral e fontes energéticas renováveis. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiam a formulação da política energética pelo MME.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico criou o CMSE, que atua sob a orientação do MME. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico ("CMSE") é responsável pelo monitoramento das condições de abastecimento do sistema e pela indicação das medidas a serem tomadas para correção dos problemas existentes.

Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

Desde 1995, o Governo Federal adotou inúmeras medidas para reformar O Setor Elétrico Brasileiro. Estas culminaram, em 15 de março de 2004, na promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, que reestruturou o setor de energia elétrica, com o objetivo final de oferecer aos consumidores um abastecimento seguro de energia elétrica a uma tarifa adequada.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico introduziu alterações relevantes nas normas do setor elétrico com o objetivo (i) de proporcionar incentivos a empresas privadas e públicas para construção e manutenção da capacidade geradora, e (ii) assegurar o fornecimento de energia elétrica no Brasil, com tarifas adequadas, por meio de processos licitatórios competitivos. Os principais elementos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem:

- Criação de dois ambientes paralelos para comercialização de energia elétrica, sendo (1) o mercado regulado, mercado mais estável em termos de fornecimento de energia elétrica, o ambiente de contratação regulada; e (2) um mercado especificamente destinado a certos participantes (ou seja, Consumidores Livres e agentes comercializadores), que permita um certo grau de competição, denominado ambiente de contratação livre.
- Restrições a determinadas atividades de distribuidoras, de forma a exigir que estas se concentrem em seu negócio essencial de distribuição, para promover serviços mais eficientes e confiáveis a consumidores cativos.
- Eliminação do direito à chamada auto-contratação, de forma a incentivar as distribuidoras a comprar energia elétrica pelos menores preços disponíveis ao invés de adquirir energia elétrica de partes relacionadas.
- Manutenção de contratos firmados anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, de forma a garantir a segurança jurídica às operações realizadas antes da sua promulgação.

7.9 - Outras informações relevantes

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico também excluiu a Eletrobrás e suas subsidiárias do Programa Nacional de Desestatização, programa originalmente criado pelo Governo Federal em 1990 com o objetivo de promover o processo de privatização de empresas estatais.

Regulamentos nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem, entre outras disposições, normas relativas a procedimentos de leilão, a forma de contratos de compra e venda de energia elétrica e o método de repasse de custos aos Consumidores Finais. Nos termos da regulamentação, todo agente comprador de energia elétrica deve contratar a totalidade de sua demanda de energia elétrica segundo as diretrizes do novo modelo. Os agentes vendedores de energia elétrica devem apresentar o correspondente lastro físico da energia alocada a ser vendida a instalações de geração existentes ou planejadas. Os agentes que descumprirem tais exigências ficarão sujeitos às penalidades impostas pela ANEEL.

A partir de 2005, todo agente gerador, distribuidor e comercializador de energia, produtores independentes de energia ou Consumidores Livres e Especiais deverá notificar o MME, até 1º de agosto de cada ano, sua previsão de mercado ou carga, conforme o caso, para cada um dos cinco anos subsequentes. Cada agente de distribuição deverá notificar o MME, até sessenta dias antes de cada leilão de energia, os montantes de energia que deverá contratar nos leilões. Baseado nessa informação, o MME deve estabelecer a quantidade total de energia a ser contratada no ambiente de contratação regulado e a lista dos projetos de geração que poderão participar dos leilões. As distribuidoras também deverão especificar a parcela de contratação que pretendem dedicar ao atendimento a Consumidores qualificados como Livres.

Ambiente Paralelo para Comercialização de Energia Elétrica

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as operações de compra e venda de energia elétrica são realizadas em dois diferentes segmentos de mercado: (i) o ambiente de contratação regulada, que prevê a compra pelas distribuidoras, por meio de leilões, de toda a energia elétrica que for necessária para fornecimento a seus consumidores e (ii) o ambiente de contratação livre, que compreende a compra de energia elétrica por agentes não-regulados (como Consumidores Livres e comercializadores de energia elétrica).

Distribuidoras de energia elétrica cumprem suas obrigações de atender à totalidade de seu mercado principalmente por meio de leilões públicos. Além desses leilões, as distribuidoras poderão comprar energia elétrica sem a necessidade de processo licitatório, proveniente: (i) de geradoras conectadas diretamente a tal distribuidora, com exceção de geradoras hidrelétricas com capacidade superior a 30 MW e certas geradoras termoelétricas, (ii) de projetos de geração de energia elétrica participantes da primeira etapa do Proinfa, programa destinado a diversificar as fontes de energia do Brasil e (iii) da usina de Itaipu. A energia elétrica gerada por Itaipu continua a ser vendida pela Eletrobrás às concessionárias de distribuição que operam no Sistema Interligado Nacional Sul/Sudeste/Centro-Oeste, embora nenhum contrato específico tenha sido firmado por tais concessionárias. O preço pelo qual a energia elétrica gerada em Itaipu é comercializada é denominado em dólar e estabelecido de acordo com tratado celebrado entre o Brasil e Paraguai. Em consequência, o preço da energia elétrica de Itaipu aumenta ou diminui de acordo com a variação da taxa de câmbio entre o Real e o dólar. As alterações no preço de venda da energia elétrica gerada em Itaipu estão sujeitas, no entanto, ao mecanismo de recuperação dos custos da Parcela A, exposto abaixo em “- Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica”.

Ambiente de Contratação Regulada – ACR

No ambiente de contratação regulada, as distribuidoras compram suas necessidades projetadas de energia elétrica para distribuição a seus consumidores cativos de geradoras por meio de leilões públicos. Os leilões são coordenados pela ANEEL, direta ou indiretamente, por intermédio da CCEE.

As compras de energia elétrica são realizadas por meio de dois tipos de contratos bilaterais: Contratos de Quantidade de Energia, e Contratos de Disponibilidade de Energia. Nos termos dos Contratos de Quantidade de Energia, a unidade geradora compromete-se a fornecer certa quantidade de energia elétrica e assume o risco de o fornecimento de energia elétrica ser, porventura, prejudicado por condições hidrológicas e baixo nível dos reservatórios, entre outras condições, que poderiam interromper o fornecimento de energia elétrica, caso em que a unidade geradora ficará obrigada a comprar a energia elétrica de outra fonte para atender seus compromissos de fornecimento. Nos termos dos Contratos de Disponibilidade de Energia, a unidade geradora compromete-se a disponibilizar certa capacidade ao ambiente de contratação regulada. Neste caso, a receita da unidade geradora está garantida e as distribuidoras em conjunto enfrentam

7.9 - Outras informações relevantes

o risco hidrológico. Em conjunto, esses contratos constituem os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado, ou CCEAR.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as distribuidoras de energia elétrica terão direito de repassar a seus respectivos consumidores os custos relacionados à energia elétrica por elas adquirida por meio de leilões públicos, bem como quaisquer impostos e encargos do setor.

Com relação à outorga de novas concessões, os regulamentos recém promulgados exigem que as licitações para novas instalações de geração hidrelétricas incluam, entre outras coisas, a porcentagem mínima de energia elétrica a ser fornecida ao ambiente de contratação regulada.

Ambiente de Contratação Livre

O ambiente de contratação livre engloba as operações entre concessionárias geradoras, produtores independentes de energia elétrica, ou PIEs, auto-produtores, comercializadores de energia elétrica, importadores de energia elétrica, Consumidores Livres e Consumidores Especiais, conforme abaixo definido. Os PIEs são empresas de geração que vendem a totalidade ou parte de sua energia elétrica a Consumidores Livres, concessionárias de distribuição e agentes de comercialização, entre outros. O ambiente de contratação livre também incluirá contratos bilaterais existentes entre geradoras e distribuidoras até a respectiva expiração. Quando de sua expiração, tais contratos deverão ser celebrados nos termos das diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

O consumidor que puder escolher seu fornecedor (Consumidor Livre em potencial) somente poderá rescindir seu contrato com a distribuidora local e tornar-se um Consumidor Livre por meio de notificação a tal distribuidora com antecedência mínima de quinze dias da data limite para a declaração feita pela distribuidora de suas necessidades de energia para o leilão seguinte. Além disso, tal consumidor somente poderá começar a adquirir energia elétrica de um outro fornecedor no ano seguinte àquele em que a distribuidora local tiver sido notificada. Caso o Consumidor Livre em potencial opte pelo ambiente de contratação livre, somente poderá voltar ao sistema regulado uma vez que tenha entregado à distribuidora de sua região aviso com cinco anos de antecedência, ficando estipulado que a distribuidora poderá reduzir esse prazo a seu critério. O prazo de aviso tem por finalidade assegurar que, caso necessário, a distribuidora poderá comprar a energia adicional no ambiente regulado sem imposição de custos extras ao mercado cativo.

Além dos Consumidores Livres, determinados consumidores com capacidade igual ou superior a 500 kW podem, optar por adquirir energia no mercado livre, sujeitos a determinados termos e condições. Esses consumidores são chamados de "Consumidores Especiais". Consumidores Especiais somente podem adquirir energia de (i) pequenas centrais hidrelétricas com capacidade entre 1.000 kW e 30.000 kW, (ii) geradores com capacidade limitada a 1.000 kW, (iii) geradores de energia alternativa (empreendimentos solares, eólicos ou de biomassa) cuja capacidade gerada não exceda 30.000 kW inserida no sistema. Um Consumidor Especial deve cancelar seu contrato com o distribuidor local mediante notificação com 180 dias de antecedência para contratos com prazo indefinido. Para contratos de prazo definido, o consumidor deverá cumprir o contrato, ou, no caso de contratos de longo prazo, o consumidor deverá cancelar seu contrato mediante notificação com 3 anos de antecedência. O Consumidor Especial pode retornar ao sistema regulado mediante notificação com 180 dias de antecedência ao distribuidor relativo à sua região.

As geradoras estatais poderão vender energia elétrica aos Consumidores Livres, contudo, ao contrário das geradoras privadas, estas unidades deverão fazê-lo por meio de processos de leilão.

Leilões no Ambiente de Contratação Regulada

Os leilões de compra de energia elétrica para novos projetos de geração em andamento são realizados (i) cinco anos antes da data de início da entrega da energia (denominados leilões "A-5"), e (ii) três anos antes da data de início da entrega (denominados leilões "A-3"). Leilões de compra de energia provenientes de empreendimentos de geração existentes ocorrem (i) no ano anterior ao de início da entrega da energia (denominados leilões "A-1") ou (ii) aproximadamente quatro meses antes da data de entrega (denominados "ajustes de mercado"). Os editais dos leilões são elaborados pela ANEEL, com observância das diretrizes estabelecidas pelo MME, tendo como requerimento a utilização do critério de menor tarifa no julgamento do vencedor do leilão.

7.9 - Outras informações relevantes

Cada empresa de geração participante de um leilão firma um contrato para compra e venda de energia elétrica com cada distribuidora, em proporção à respectiva estimativa de necessidade de cada distribuidora. A única exceção a esta regra se refere ao leilão de ajuste de mercado, onde os contratos são específicos entre agente vendedor e agente de distribuição. Os CCEARs provenientes tanto dos leilões "A-5" como "A-3" tem prazo de 15 a 30 anos, enquanto que os CCEARs provenientes dos leilões "A-1" têm prazo de 5 a 15 anos. Os contratos provenientes do leilão de ajuste de mercado têm o prazo máximo de dois anos. A quantidade total de energia contratada em tais leilões de ajuste de mercado não pode exceder 1,0% da quantidade total de energia contratada por cada distribuidor, exceto para leilões ocorridos em 2008 e 2009, onde a quantidade total de energia contratada não pode exceder 5,0%.

Em relação aos CCEARs decorrentes de leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes, existem três possibilidades de redução permanente das quantidades contratadas, quais sejam (i) compensação pela saída de Consumidores Livres potenciais do ambiente de contratação regulada, (ii) redução, a critério da distribuidora, de até 4,0% ao ano no montante anual contratado para adaptar-se aos desvios do mercado face às projeções de demanda, a partir do segundo ano subsequente ao da declaração que deu origem à respectiva compra e (iii) adaptação aos montantes de energia estipulados nos contratos de aquisição de energia firmados anteriormente a 17 de março de 2004.

Desde 2005, a CCEE realizou quinze leilões para novos projetos de geração, oito leilões relativos a usinas existentes de geração de energia, dois leilões para projetos de geração de energia alternativa, e quatro leilões de biomassa e, por fim, um leilão para a geração de energia eólica, classificada como "energia reserva". Até 1º de agosto de cada ano, as geradoras e distribuidoras devem apresentar suas demandas de geração ou demandas de energia elétrica estimadas para os cinco anos subsequentes. Com base nessas informações, o MME estabelece o valor total de energia elétrica a ser comercializado no leilão e define as empresas de geração que poderão participar do leilão. O leilão é realizado em duas fases, por meio de um sistema eletrônico. Como regra geral, os contratos celebrados no âmbito do leilão têm os seguintes prazos (i) de 15 a 30 anos contados a partir do início do fornecimento em caso de novos projetos de geração, (ii) de cinco a 15 anos contados a partir do ano subsequente ao do leilão em caso de usinas existentes de geração de energia, (iii) de 10 a 30 anos contados a partir do início do fornecimento em caso de projetos de geração de energia alternativa, (iv) 15 anos a partir do início do fornecimento em caso de energia reserva de biomassa, e (v) 20 anos a partir do início do fornecimento em caso de energia reserva eólica.

Após a conclusão do leilão, geradoras e distribuidoras firmam o CCEAR, no qual as partes estabelecem o preço e a quantidade de energia contratados no leilão. Grande parte de nossos CCEARs estabelece que o preço será corrigido anualmente pela variação do IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo, calculado e publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE), e outros índices para ajustar o preço de nossos CCEARs, como preços de combustíveis. As distribuidoras oferecem garantias financeiras para as geradoras (principalmente valores a receber do serviço de distribuição) a fim de garantir suas obrigações de pagamento nos termos do CCEAR.

O Valor Anual de Referência

A regulação estabeleceu, ademais, um mecanismo, o Valor Anual de Referência, que limita os montantes de custos que podem ser repassados aos Consumidores Finais. O Valor Anual de Referência corresponde à média ponderada dos preços de energia elétrica nos leilões "A-5" e "A-3", calculada para o conjunto de todas as distribuidoras.

O Valor Anual de Referência cria um incentivo para que as distribuidoras contratem suas necessidades de energia elétrica previstas pelo preço mais baixo nos leilões "A-5" e "A-3". As distribuidoras que comprarem energia elétrica por preço inferior ao Valor Anual de Referência nesses leilões poderão repassar integralmente o Valor Anual de Referência aos consumidores durante três anos. O Valor Anual de Referência também é aplicado nos primeiros três anos dos contratos de compra de energia dos novos projetos de geração de energia. Após o quarto ano, os custos de aquisição de energia elétrica desses projetos podem ser inteiramente repassados. A regulação estabelece os seguintes limites à capacidade das distribuidoras de repassar custos aos consumidores: (i) nenhum repasse de custos para as compras de energia elétrica que excedam 103% da demanda real; (ii) repasse limitado de custos para compras de energia elétrica efetuadas em um leilão "A-3", se a quantidade de energia elétrica adquirido exceder 2,0% da demanda de energia elétrica adquirida nos leilões "A-5"; (iii) repasse limitado dos custos de aquisição de energia elétrica dos novos projetos de geração de energia elétrica, se a quantidade contratada nos termos dos novos contratos relacionados às instalações de geração existentes for inferior a 96,0% da quantidade de energia elétrica previsto no contrato por vencer; (iv) total repasse dos custos relativos às compras de energia elétrica das instalações existentes no leilão "A-1" estarão limitadas a 1,0% da carga verificada no ano

7.9 - Outras informações relevantes

anterior à notificação do distribuidor relativa à estimativa de demanda de energia elétrica para o MME. Se a energia elétrica adquirida no leilão "A-1" exceder a carga de 1,0%, o repasse de custos relativos à quantidade de carga excedente aos Consumidores Finais estará limitado a 70,0% do valor médio de tais custos de aquisição de energia elétrica gerada pelas instalações de geração existentes para entrega iniciada em 2007 e com término em 2009. O MME estabelece o preço máximo de aquisição para a energia elétrica gerada pelos projetos existentes que participam dos leilões para venda de energia elétrica a distribuidoras e, se as distribuidoras não cumprirem a obrigação de contratar integralmente sua demanda, o repasse dos custos de energia adquirida no mercado de curto-prazo será o menor entre o Preço de Liquidação de Diferenças ("PLD") - *spot price* - e o Valor Anual de Referência.

Convenção de Comercialização de Energia Elétrica

As Resoluções da ANEEL nº. 109, de 2004, e nº. 210, de 2006, conduziram à criação da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica. Tal convenção regula a organização e administração da CCEE, assim como as condições para a comercialização de energia elétrica. Também define, entre outros, (i) os direitos e obrigações dos participantes da CCEE, (ii) as penalidades a serem impostas a participantes inadimplentes, (iii) a estrutura para a resolução de controvérsias, (iv) as regras de comercialização tanto no ambiente de contratação regulada como no ambiente de contratação livre e (v) a contabilização e processo de compensação para operações de curto-prazo.

Restrição de Atividades das Distribuidoras

As distribuidoras integrantes do Sistema Interligado Nacional não poderão (i) conduzir negócios relacionados à geração ou transmissão de energia elétrica, (ii) vender energia elétrica aos Consumidores Livres, com exceção dos situados em sua área de concessão e segundo as mesmas condições e tarifas aplicadas a consumidores cativos, (iii) deter, direta ou indiretamente, qualquer participação em qualquer outra empresa, sociedade anônima ou limitada ou (iv) conduzir negócios que não tenham relação com suas respectivas concessões, com exceção das permitidas por lei ou no contrato de concessão pertinente. As geradoras não podem deter participações superiores a 10,0% em distribuidoras.

Eliminação do Direito à Auto-contratação

Tendo em vista que a compra de energia elétrica para distribuição a consumidores cativos é atualmente efetuada no ambiente de contratação regulada, a chamada auto-contratação (autorização para as distribuidoras atenderem a até 30,0% de suas necessidades de energia elétrica contratando energia elétrica proveniente de auto-produção ou adquirida de partes relacionadas) não é mais permitida, exceto no contexto de contratos devidamente aprovados pela ANEEL anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Questionamentos sobre a constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

Partidos políticos estão atualmente contestando a constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico perante o Supremo Tribunal Federal. Em outubro de 2007, foi publicada uma decisão do Supremo Tribunal Federal relativa a agravos apresentados no âmbito da ação, negando referidos agravos por maioria de votos. Até o momento, não existe ainda uma decisão final sobre este mérito e não sabemos quando será proferida. Neste ínterim, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico continua em vigor. Independentemente da decisão final do Supremo Tribunal Federal, esperamos que certas disposições da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico relacionadas à proibição às distribuidoras que se dediquem a atividades não relacionadas à distribuição de energia elétrica pelas distribuidoras, incluindo vendas de energia elétrica para Consumidores Livres, e a eliminação do direito à auto-contratação, continuem em vigor.

Se toda ou parte da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico for considerada inconstitucional pelo Supremo Tribunal Federal, o esquema regulatório introduzido pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não terá efeitos, o que gerará incerteza quanto à forma como o governo brasileiro conseguirá reformar o setor de energia elétrica.

Limitações à Concentração no Mercado de Energia Elétrica

A ANEEL havia estabelecido limites à concentração de determinados serviços e atividades dentro do setor elétrico, os quais recentemente foram eliminados pela Resolução 378 de 10 de novembro de 2009.

7.9 - Outras informações relevantes

De acordo com a Resolução 378, a ANEEL submeterá para análise à SDE (Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça) potenciais violações da livre concorrência no setor de energia elétrica para identificação: (i) do mercado relevante, (ii) a influência dos agentes envolvidos na troca de energia nos submercados onde as partes operam, (iii) o exercício do poder de mercado em conexão com preços de mercado, (iv) a participação das partes no mercado de geração de energia, (v) a transmissão, distribuição e comercialização de energia em todos os sub-mercados e (vi) os ganhos de eficiência de agentes de distribuição durante os processos de revisão tarifária.

Em termos práticos, a atribuição da ANEEL é limitada a fornecer informações técnicas e dar suporte técnico à SDE. A SDE, por sua vez, observará os comentários e observações da ANEEL e somente poderá desconsiderá-los com base em uma decisão motivada.

Tarifas e Encargos de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão

A ANEEL fiscaliza e regulamenta o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e estabelece as tarifas referentes a tais sistemas. As tarifas são (i) tarifa cobrada pelo uso da rede local de distribuição exclusiva de cada distribuidora ("TUSD") e (ii) tarifa cobrada pelo uso da Rede Básica e demais instalações de transmissão ("TUST").

TUSD

A TUSD é paga por geradoras e Consumidores Livres e Especiais pelo uso do sistema de distribuição da concessionária na qual a geradora ou os Consumidores Livres ou Especiais relevantes estejam conectados. A TUSD tem duas finalidades: (i) remunerar a concessionária pelo uso da rede proprietária local, através do "Serviço TUSD", que varia de acordo com o pico de carga de energia de cada consumidor, e (ii) considerar os encargos regulatórios aplicáveis ao uso da rede local, através de "Tarifas TUSD", que são estabelecidas pelas autoridades reguladoras e dependem da quantidade de energia consumida por cada consumidor. O valor a ser pago pelo respectivo agente conectado ao sistema de distribuição, por ponto de conexão, é calculado pela multiplicação da quantidade de energia elétrica contratada junto à concessionária de distribuição, em kW, pelas duas tarifas estabelecidas pela ANEEL: (i) uma tarifa em R\$/kW que inclui a remuneração da concessionária e o TUST e (ii) uma tarifa em R\$/MWh, que inclui encargos relacionados com energia elétrica e outros custos relacionados à rede de distribuição.

TUST

A TUST é paga por distribuidoras, geradoras e Consumidores Livres e Especiais pela utilização da Rede Básica e é reajustada anualmente de acordo com (i) a inflação; e (ii) as receitas anuais das empresas concessionárias de transmissão determinadas pela ANEEL. Segundo os critérios estabelecidos pela ANEEL, os proprietários das diferentes partes da rede de transmissão principal transferiram a coordenação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários de sistemas de transmissão. Os usuários de rede, inclusive geradoras, distribuidoras e Consumidores Livres e Especiais, assinaram contratos com o ONS que lhes conferem o direito de utilizar a rede de transmissão em troca do pagamento de certas tarifas. Outras partes da rede detidas por empresas de transmissão, mas que não são consideradas parte integrante da Rede Básica, são disponibilizadas diretamente aos usuários interessados que pagam uma taxa específica.

Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica

As tarifas de fornecimento de energia elétrica (inclusive a TUSD) estão sujeitas à revisão pela ANEEL, que tem poderes para reajustar e revisar tarifas em resposta a alterações de custos de compra de energia elétrica e condições de mercado. Ao reajustar ou revisar as tarifas de fornecimento de energia elétrica, a ANEEL divide os custos das distribuidoras entre (i) custos não-gerenciáveis pela distribuidora, os custos da Parcela A, e (ii) custos gerenciáveis pela distribuidora, os custos da Parcela B. O reajuste de tarifas baseia-se em uma fórmula que leva em consideração a divisão de custos entre as duas categorias.

De acordo com a Resolução nº 457/2011 da ANEEL, para a geração de unidades embutidas em nossas distribuidoras, os custos operacionais e de manutenção foram alocados para a Parcela A, e a depreciação foi excluída da Parcela B, cada um determinado e periodicamente revisado pela ANEEL. Os custos da Parcela A incluem, entre outros, os seguintes fatores:

- custos de aquisição de energia elétrica de Itaipu;

7.9 - Outras informações relevantes

- custos de aquisição de energia elétrica conforme contratos bilaterais negociados livremente entre as partes;
- custos de energia elétrica adquirida por meio de CCEARs;
- custos referentes aos encargos de uso e conexão aos sistemas de transmissão e distribuição;
- custos de encargos regulatórios; e
- custos associados à pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética.

Os custos da Parcela B incluem, entre outros, os seguintes fatores:

- taxa de retorno do investimento em ativos de distribuição de energia;
- depreciação destes ativos;
- despesas operacionais relacionadas à operação destes ativos, e
- receitas irrecuperáveis.

As tarifas são determinadas, levando-se em consideração os custos da Parcela A e da Parcela B e certos componentes de mercado usados pela ANEEL, como referência no ajuste de tarifas.

As concessionárias distribuidoras de energia elétrica têm direito a revisões tarifárias periódicas de suas tarifas a cada quatro ou cinco anos. Essas revisões visam (i) assegurar que as receitas são suficientes para cobrir os custos operacionais da Parcela B e a remuneração adequada com relação a investimentos considerados essenciais aos serviços objeto da concessão de cada distribuidora e (ii) determinar o fator X, que é baseado em três componentes: (a) ganhos previstos de produtividade proveniente de aumento de escala, (b) custos de mão-de-obra e (c) investimentos. No ciclo tarifário atual, a ANEEL mudou a fórmula para calcular o fator X. O fator X é agora baseado nos aumentos potenciais de produtividade, que é baseado no nível de crescimento de mercado e aumento no número de consumidores e qualidade do serviço. Além disso, leva-se em consideração uma meta de despesas operacionais eficientes. Os aumentos de produtividade e a meta de despesas operacionais eficientes serão determinados a cada revisão periódica. O componente qualidade do serviço será determinado em cada ajuste anual após o terceiro ciclo de revisão periódica.

O fator X usado para ajustar a proporção da mudança no índice IGP-M usado nos reajustes anuais. Assim, após a conclusão de cada revisão periódica, a aplicação do fator X exige que as distribuidoras compartilhem seus ganhos de produtividade com os Consumidores Finais.

Cada contrato de concessão de cada distribuidora também prevê um reajuste anual de tarifa. Em geral, os custos da Parcela A são totalmente repassados aos consumidores. Contudo, os custos da Parcela B são em sua maior parte corrigidos monetariamente em conformidade com o IGP-M.

Ademais, as concessionárias distribuidoras de energia elétrica têm direito a revisão tarifária extraordinária, caso a caso, de maneira a assegurar seu equilíbrio financeiro e a compensá-las por custos imprevistos, incluindo impostos, que modifiquem de maneira significativa sua estrutura de custos.

Com a introdução da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o MME reconheceu que os custos variáveis associados à compra de energia elétrica podem ser compensados por meio da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A ou CVA, criada para reconhecer alguns de nossos custos quando do reajuste das tarifas de nossas subsidiárias de distribuição pela ANEEL.

Em novembro de 2011, a ANEEL estabeleceu a metodologia e procedimentos aplicáveis às revisões periódicas de 2011 a 2014 para as concessionárias de distribuição, baseada nas práticas desenvolvidas durante uma rodada anterior de revisão periódica de tarifas. Para informações sobre a nova metodologia aplicável para o terceiro ciclo de revisão periódica, consulte "Fatores de Riscos - As tarifas que cobramos pelo fornecimento de energia elétrica a consumidores cativos são determinadas pela ANEEL em conformidade com contratos de concessão celebrados com o governo brasileiro, podendo nossa receita operacional ser adversamente afetada caso a ANEEL determine nossas tarifas de maneira que não nos seja favorável."

7.9 - Outras informações relevantes

Incentivos Governamentais ao Setor Elétrico

Em 2000, um decreto federal criou o Programa Prioritário de Termoeletricidade ("PPT"), com a finalidade de diversificar a matriz energética brasileira e diminuir sua forte dependência das usinas hidrelétricas. Os incentivos conferidos às Usinas Termoelétricas nos termos do PPT incluem (i) fornecimento garantido de gás durante 20 anos, de acordo com regulamentação do MME, (ii) garantia do repasse dos custos referentes à aquisição da energia elétrica produzida por usinas termoelétricas até o limite do valor normativo de acordo com a regulamentação da ANEEL, e (iii) acesso garantido a programa de financiamento especial do BNDES para o setor elétrico.

Em 2002, o Governo Federal estabeleceu o programa Proinfa. Nos termos do Proinfa, a Eletrobrás compra a energia gerada por essas fontes de energia alternativa durante o período de até 20 anos, essa energia é adquirida por empresas de distribuição para entrega aos Consumidores Finais. Em sua fase inicial, o Proinfa está limitado a uma capacidade contratada total de 3.300 MW. O objetivo dessa iniciativa é atingir uma capacidade contratada de até 10,0% do consumo anual total de energia elétrica do Brasil em 20 anos a partir de 2002. A energia para comercialização no programa não será produzida por concessionárias de geração, como nossas geradoras, nem por PIEs, mas por produtor independente autônomo que não poderá ser controlado ou afiliado da concessionária de geração ou PIE, tampouco poderá ser afiliado às suas controladoras. Na fase inicial, que se encerrou em 31 de dezembro de 2011, o programa Proinfa foi limitado a capacidade total contratada de 3.300 MW. Apesar de prevista na Lei nº 10.438/2002, ainda é incerto se o Governo Federal regulará e implementará a segunda fase do programa.

Visando criar incentivos para geradores de energia alternativa, o Governo Federal estabeleceu uma redução não inferior a 50,0% deve ser aplicada aos valores da TUSD devida por (i) pequenas centrais hidrelétricas com capacidade entre 1.000 kW e 30.000 kW, (ii) geradores com capacidade de 1.000 kW e (iii) geradores de energia alternativa (empreendimentos solares, eólicos ou de biomassa) com capacidade equivalente a 30.000 kW. A redução é aplicável à TUSD devida pela fonte de geração e também por seu consumidor. O valor da redução da TUSD será incluído como "componentes financeiros" na tarifa de reajuste ou na revisão tarifária.

Encargos Tarifários

Encargo de Energia de Reserva – EER

O EER é uma taxa regulatória cobrada mensalmente, criada para arrecadar fundos para reservas de energia contratadas pela CCEE. Essas reservas de energia serão utilizadas para aumentar a segurança do suprimento de energia no Sistema Interligado Nacional. O EER é arrecadado dos Consumidores Finais do Sistema Interligado Nacional mensalmente. Excepcionalmente em 2009, o EER foi arrecadado em uma única parcela no mês de março.

Fundo Reserva Global de Reversão e Uso do Bem Público – RGR e UBP

Em certas circunstâncias, empresas de energia elétrica são indenizadas com relação a certos ativos usados em função de uma concessão, em caso de revogação ou encampação da concessão. Em 1971, o Congresso brasileiro criou um fundo de reserva destinado a prover fundos para tal indenização ("Fundo RGR"). Todas as distribuidoras e certas geradoras que operem em regimes de serviço público de energia são obrigadas a efetuar a título de contribuição mensal ao Fundo RGR, a uma alíquota anual igual a 2,5% dos ativos fixos da empresa em operações, sem exceder, contudo, 3,0% das receitas operacionais totais em qualquer exercício. O montante deste encargo foi revisto pela ANEEL em fevereiro de 1999. Nos últimos anos, nenhuma concessão foi revogada ou deixou de ser renovada, tendo a RGR sido utilizada principalmente para financiar projetos de geração e distribuição. A RGR deveria ter sido extinta em 2010. Porém, a Lei nº 12.431/2011 estendeu a vigência desta taxa até 2035.

O Governo Federal impôs uma taxa sobre os Produtores Independentes de Energia Elétrica similar à taxa cobrada de empresas de serviço público com relação à RGR. Os produtores independentes de energia elétrica são obrigados a efetuar pagamentos ao Fundo de Uso de Bem Público ("UBP"), de acordo com as regras do correspondente processo licitatório para outorga de concessões. A Eletrobrás recebeu pagamentos referentes ao Fundo UBP até 31 de dezembro de 2002. Todos os pagamentos ao Fundo UBP realizados desde 31 de dezembro de 2002 foram efetuados diretamente ao Governo Federal.

Conta Consumo de Combustível

7.9 - Outras informações relevantes

As distribuidoras (e também algumas empresas de transmissão que atendem Consumidores Livres) devem contribuir para a CCC. A CCC foi criada em 1973 com a finalidade de gerar reservas financeiras para cobrir os custos de combustíveis fósseis em usinas termoeletricas, na hipótese de estiagem, o que tornaria necessário o aumento do uso de usinas termoeletricas. A CCC atualmente subsidia os sistemas de distribuição em áreas isoladas onde os custos de distribuição são maiores do que no Sistema Interligado Nacional. As contribuições anuais à CCC são calculadas com base em estimativas do custo do combustível que as Usinas Termoeletricas precisarão no ano seguinte. A CCC é gerida pela Eletrobrás. A CCC, por sua vez, reembolsa as empresas de energia elétrica por parcela significativa dos custos de combustível de suas Usinas Termoeletricas.

Em fevereiro de 1998, o Governo Federal dispôs sobre a extinção da CCC. Os subsídios provenientes da CCC foram extintos no decorrer do período de três anos, de 2003 a 2006, em relação a usinas termoeletricas construídas anteriormente a fevereiro de 1998 e atualmente pertencentes ao Sistema Interligado Nacional. As usinas termoeletricas construídas posteriormente a essa data não têm direitos aos subsídios da CCC. Em abril de 2002, o Governo Federal estabeleceu que os subsídios da CCC continuariam a ser pagos às usinas termoeletricas localizadas em sistemas isolados durante um período de 20 anos. A partir de janeiro de 2010, em função da Lei 12.111/2009, a CCC subsidia além da compra de combustível no Sistema Isolado, como também o custo de potência, operação, manutenção, encargos e tributos referentes à geração de energia.

Conta Desenvolvimento Energético – CDE

Em 2002, o Governo Federal instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE"), que é suprida por meio de pagamentos anuais efetuados por concessionárias a título de uso de bem público, multas e sanções impostas pela ANEEL e as taxas anuais pagas por agentes que fornecem energia elétrica a Consumidores Finais, por meio de encargo a ser acrescido às tarifas relativas ao uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Essas taxas são ajustadas anualmente. A CDE foi criada para dar suporte (i) ao desenvolvimento da produção de energia elétrica por todo o país, (ii) à produção de energia elétrica por meio de fontes alternativas de energia e (iii) à universalização do serviço público de energia elétrica em todo o Brasil. A Conta CDE terá duração de 25 anos a partir de 2002 e é regulamentada pela ANEEL e administrada pela Eletrobrás.

Encargo do Serviço do Sistema – ESS

A Resolução nº. 173 de 28 de novembro de 2005 estabeleceu uma disposição para a Cobrança do Serviço do Sistema, o Encargo de Serviço do Sistema ("ESS") que, desde janeiro de 2006, tem sido incluído nas correções de preço e taxas para concessionárias de distribuição que fazem parte do Sistema Interligado Nacional. Este encargo é baseado nas estimativas anuais feitas pelo ONS em 31 de outubro de cada ano.

Taxa pelo Uso de Recursos Hídricos

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico exige que os detentores de uma concessão e autorização de uso de recursos hídricos paguem uma taxa de 6,75% do valor da energia que geram pela utilização de tais instalações. Esse encargo deve ser pago ao distrito federal, estados e municípios nos quais a usina ou seu reservatório esteja localizado.

Taxa de Inspeção da ANEEL (TFSEE)

A Taxa de Inspeção ANEEL é uma taxa anual devida pelos detentores de concessões, licenças ou autorizações na proporção de seu porte e atividades. Atualmente, a Taxa de Inspeção da ANEEL é deduzida do Fundo RGR.

Inadimplemento no Pagamento de Encargos Regulatórios

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabeleceu que a falta de pagamento das contribuições ao Fundo RGR, ao Proinfra, à CDE, à CCC, ou a não realização de outros pagamentos, tais como os devidos em função da compra de energia elétrica no ambiente de contratação regulada ou de Itaipu impedirá a parte inadimplente de proceder com reajustes ou revisões de sua tarifa (exceto por revisões extraordinárias) e que receba recursos oriundos do Fundo RGR, da CDE ou da CCC.

Mecanismo de Realocação de Energia

7.9 - Outras informações relevantes

A proteção contra certos riscos hidrológicos para geradores hidrelétricos com despacho centralizado é proporcionada pelo MRE, que procura mitigar os riscos inerentes à geração de energia hidráulica determinando que geradores hidrelétricos compartilhem os riscos hidrológicos do Sistema Interligado Nacional. De acordo com a legislação brasileira, a cada usina hidrelétrica é atribuída uma "energia assegurada", determinada em cada contrato de concessão pertinente, independentemente da quantidade de energia elétrica gerada pela usina. O MRE transfere a energia excedente daqueles que geraram além de suas energias asseguradas para aqueles que geraram abaixo. O despacho efetivo de geração é determinado pelo ONS tendo em vista a demanda de energia em âmbito nacional e as condições hidrológicas. A quantidade de energia efetivamente gerada pelas usinas, seja ela acima ou abaixo da energia assegurada, é precificada por uma tarifa denominada "Tarifa de Energia de Otimização" – "TEO", que cobre os custos de operação e manutenção da usina. Esta receita ou despesa adicional deve ser contabilizada mensalmente para cada gerador.

8.1 - Descrição do Grupo Econômico

8. Grupo econômico

8.1 Descrever o grupo econômico em que se insere o emissor, indicando:

a) controladores diretos e indiretos;

A CPFL Energia é uma sociedade *holding* que atua no setor elétrico brasileiro por meio de sociedades controladas e coligadas.

A Companhia *holding* foi criada em 2002 e é controlada diretamente pelos acionistas VBC Energia S.A., BB Carteira Livre I Fundo de Investimento em Ações, Energia São Paulo FIP e Bonaire Participações S.A., que celebraram Acordo de Acionistas em 27 de agosto de 2002. O Acordo de Acionistas foi firmado entre a Companhia e as empresas VBC Energia S.A., 521 Participações S.A e Bonaire Participações S.A, mas, no segundo semestre de 2009, as ações de emissão da Companhia detidas pelo acionista 521 foram transferidas para o fundo BB Carteira Livre I Fundo de Investimento em Ações, que passou a ser o atual acionista da Companhia e titular de todos os direitos e obrigações inerentes às ações vinculadas ao Acordo de Acionistas. Em agosto de 2011 e fevereiro de 2012, a Bonaire Participações S.A. transferiu parte de suas ações de emissão da Companhia à sua acionista controladora Energia São Paulo Fundo de Investimento em Participações. A Companhia tem, ainda, acionistas minoritários que detêm 30,7% das ações *free float* em 31 de março de 2012 (30,7% em 31 de dezembro de 2010 e de 2011).

O Acionista VBC Energia S.A. é uma companhia privada cujo capital social, desde fevereiro de 2009, pertence integralmente ao Grupo Camargo Corrêa. Era controlada por três grandes conglomerados – Bradespar Participações S.A., Votorantim Energia Ltda. e Camargo Corrêa Energia Ltda. Em 2006, houve a saída da Bradespar Participações S.A. do grupo de controladores e, em fevereiro de 2009, a Votorantim Energia Ltda. vendeu sua participação na VBC Energia S.A. ao Grupo Camargo Corrêa.

O Acionista BB Carteira Livre I Fundo de Investimentos em Ações tem como investidor exclusivo a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ.

O Acionista Bonaire Participações S.A é um fundo de investimentos, cujas ações são 100% de propriedade do Energia São Paulo Fundo de Investimento em Participações ("Energia SP FIP"), composto pelos seguintes fundos de pensão brasileiros: Fundação Cesp (Funcesp), Fundação Petrobras de Seguridade Social (Petros), Fundação Sistel de Seguridade Social e Fundação Sabesp de Seguridade Social (Sabesprev).

b) controladas e coligadas;

As controladas da CPFL Energia foram agrupadas por segmento de atuação:

Distribuidoras

- ✓ Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL Paulista
- ✓ Companhia Piratininga de Força e Luz - CPFL Piratininga
- ✓ Companhia Luz e Força Santa Cruz - CPFL Santa Cruz
- ✓ Rio Grande Energia S.A. – RGE
- ✓ Companhia Leste Paulista de Energia - CPFL Leste Paulista
- ✓ Companhia Jaguari de Energia - CPFL Jaguari
- ✓ Companhia Sul Paulista de Energia - CPFL Sul Paulista
- ✓ Companhia Luz e Força de Mococa - CPFL Mococa

Geradoras

- ✓ CPFL Geração de Energia S.A. - CPFL Geração
- ✓ Paulista Lajeado Energia S.A. - Paulista Lajeado
- ✓ Companhia Energética Rio das Antas – CERAN
- ✓ Energética Barra Grande S.A. – BAESA (controlada em conjunto)
- ✓ Campos Novos Energia S.A. – ENERCAN (controlada em conjunto)
- ✓ Foz do Chapecó Energia S.A. (controlada em conjunto)
- ✓ Centrais Elétricas da Paraíba S.A. – EPASA (controlada em conjunto)

8.1 - Descrição do Grupo Econômico

- ✓ CPFL Energias Renováveis S.A.

Comercializadoras e Serviços

- ✓ CPFL Comercialização Brasil S.A. – CPFL Brasil
- ✓ Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. – CPFL Meridional
- ✓ CPFL Comercialização Cone Sul S.A. – CPFL Cone Sul
- ✓ CPFL Planalto Ltda. – CPFL Planalto
- ✓ CPFL Atende Centro de Contratos e Atendimento Ltda. – CPFL Atende
- ✓ CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. – CPFL Serviços
- ✓ Chumpitaz Serviços S.A. – Chumpitaz

Outras

- ✓ CPFL Jaguariúna S.A. – CPFL Jaguariúna
- ✓ Companhia Jaguari de Geração de Energia – CPFL Jaguari Geração
- ✓ Chapecoense Geração S.A – Chapecoense (controlada em conjunto)
- ✓ CPFL Bio Anicuns S.A. – Anicuns
- ✓ CPFL Bio Itapaci S.A. - Itapaci
- ✓ Sul Geradora Participações S.A. – Sul Geradora

c) participações do emissor em sociedades do grupo;

<u>Distribuição de Energia</u>	<u>Tipo de Sociedade</u>	<u>Participação Societária</u>
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%
Rio Grande Energia S.A. ("RGE")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%
Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%
Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%
Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Jaguari")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%
Companhia Sul Paulista de Energia ("CPFL Sul Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%
Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%

8.1 - Descrição do Grupo Econômico

Geração de energia	Tipo de Sociedade	Participação Societária
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%
Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51%
Campos Novos Energia S.A. ("ENERCAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 65%
BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 25,01%
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 52,75%
Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 59,93%**
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 63%

Comercialização de Energia e Serviços	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia, consultoria e assessoramento a agentes no setor de energia	Direta 100%
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("CPFL Meridional")	Sociedade Limitada	Comercialização e prestação de serviços de energia	Indireta 100%
CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%
CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto")	Sociedade Limitada	Comercialização de energia	Direta 100%
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	Sociedade por ações de capital fechado	Fabricação, comercialização, locação e manutenção de equipamentos eletro-mecânicos e	Direta 100%
Chumpitaz Serviços S.A. ("Chumpitaz")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços administrativos	Direta 100%
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda. ("CPFL Atende")	Sociedade Limitada	Prestação de serviços de tele-atendimento	Direta 100%

Outras	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Jaguariuna S.A. ("CPFL Jaguariuna")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Direta 100%
Companhia Jaguarí de Geração de Energia ("Jaguarí Geração")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Direta 100%
Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Indireta 51%
CPFL Bio Anicuns S.A. ("Anicuns")	Sociedade por ações de capital fechado	Estudos e projetos para geração de energia	Indireta 100%
CPFL Bio Itapaci S.A. ("Itapaci")	Sociedade por ações de capital fechado	Estudos e projetos para geração de energia	Indireta 100%
Sul Geradora Participações S.A. ("Sul Geradora")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de Participação	Indireta 99,95%

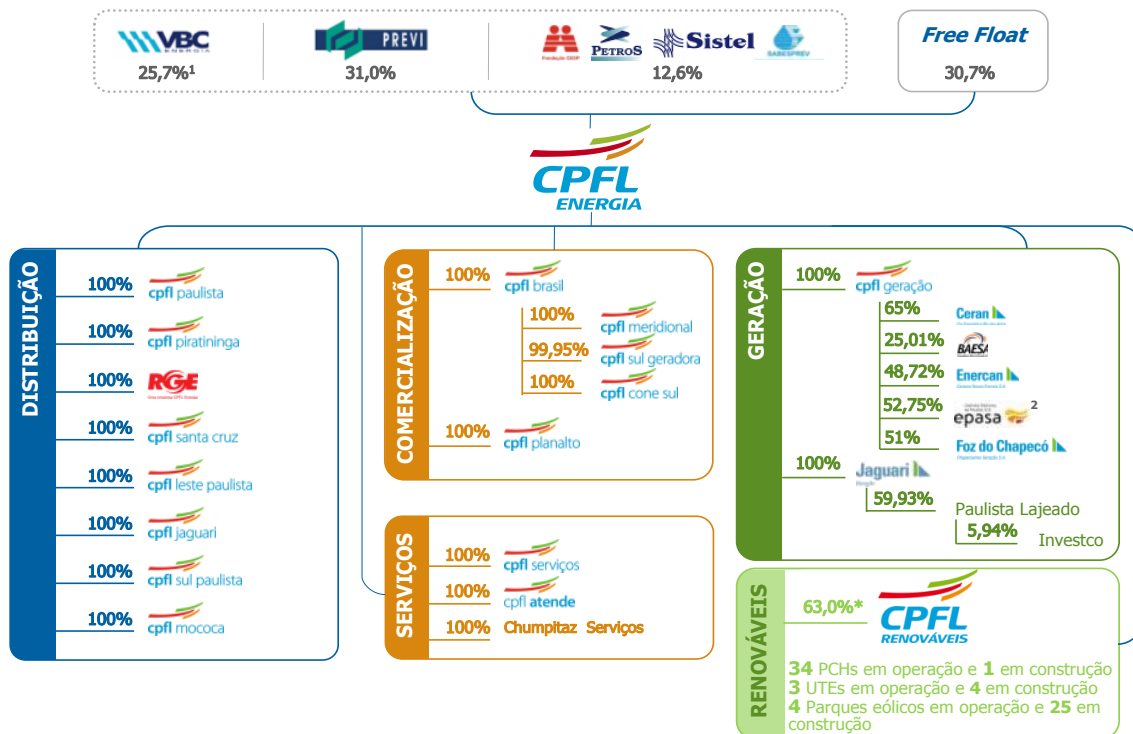
d) participações de sociedades do grupo no emissor;
Não aplicável.

e) sociedades sob controle comum.

As sociedades sob controle comum são aquelas controladas direta ou indiretamente por nossos acionistas controladores. Eventuais transações com estas empresas estão divulgadas no item 16.2.

8.2 - Organograma do Grupo Econômico

8.2 Caso o emissor deseje, inserir organograma do grupo econômico em que se insere o emissor, desde que compatível com as informações apresentadas no item 8.1.



(1) Inclui a participação de 0,1% da Camargo Corrêa S.A.

(2) Termoeletricas Termoparaíba e Termonordeste

* CPFL Energia possui participação de 63% na CPFL Energias Renováveis (35,5% através da CPFL Geração e 27,5% através da CPFL Brasil).

Data base: 30/04/2012

8.3 - Operações de reestruturação

Data da operação	23/11/2009
Evento societário	Outro
Descrição do evento societário "Outro"	Criação de Sociedade
Descrição da operação	Durante o ano de 2009 foi concluída a operação em que a 521 Participações S.A., por meio da Previ, reestruturou suas participações societárias, de forma a reduzir os custos administrativos e financeiros em seus investimentos indiretos. A operação consistiu na transferência da totalidade da participação acionária na CPFL Energia detida pela 521 Participações S.A. para o fundo BB Carteira Livre I Fundo de Investimento em Ações, que passou a deter 31,09613% do capital social da CPFL Energia S.A.
<hr/>	
Data da operação	28/02/2009
Evento societário	Outro
Descrição do evento societário "Outro"	Transferência de Ações
Descrição da operação	Em fevereiro de 2009, houve transferência de ações da VBC Energia para a BNDES Participações, tal negociação ocorreu entre as partes, fora do âmbito da bolsa de valores.
<hr/>	
Data da operação	20/02/2009
Evento societário	Outro
Descrição do evento societário "Outro"	Mudança na Composição Acionária
Descrição da operação	Em fevereiro de 2009, foi concluída a operação consubstanciada no Instrumento Particular de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças celebrado entre Votorantim Participações S.A. Camargo Corrêa S.A. e Construções e Comércio Camargo Corrêa S.A. Em razão desta operação, a Camargo Corrêa S.A. passou a deter, indiretamente, a totalidade das ações da VBC.
<hr/>	

8.4 - Outras informações relevantes

8.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Todas as informações sobre Grupo Econômico foram divulgadas anteriormente.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

9. Ativos relevantes

9.1 Descrever os bens do ativo não-circulante relevantes para o desenvolvimento das atividades do emissor, indicando em especial:

a. ativos imobilizados, inclusive aqueles objeto de aluguel ou arrendamento, identificando a sua localização

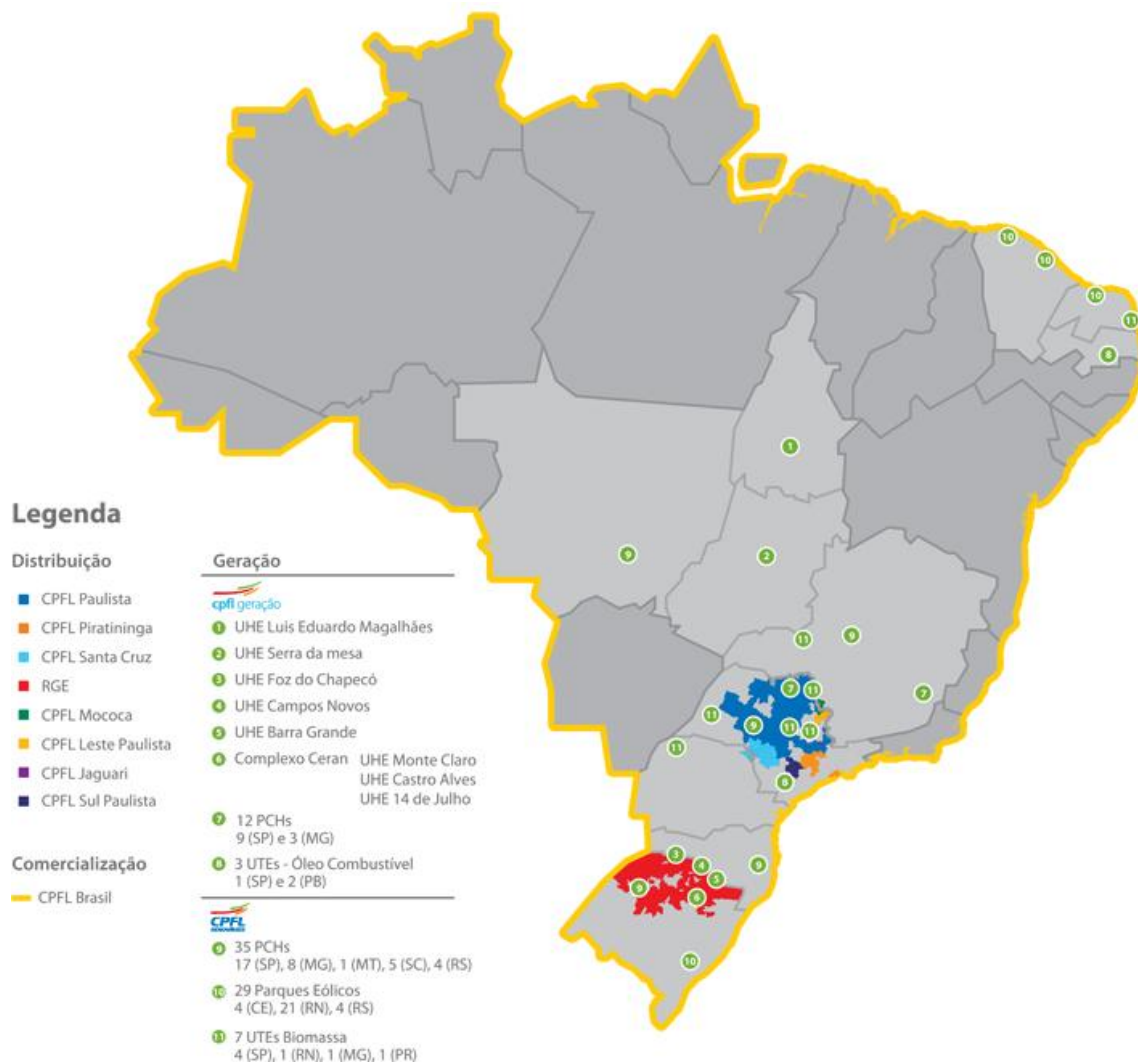
Nossas principais propriedades consistem em usinas hidrelétricas. Em função da adoção do IFRS, reclassificamos nosso ativo imobilizado, composto basicamente por subestações e redes de distribuição, como ativo intangível e ativo financeiro da concessão. O valor contábil líquido de nosso imobilizado consolidado em 31 de dezembro de 2011 era de R\$ 8.292 milhões. Nenhum de nossos ativos, individualmente, gera mais do que 10,0% de nossas receitas totais. De modo geral, as nossas instalações são adequadas às nossas atuais necessidades e são apropriadas aos fins a que se destinam.

De acordo com a lei brasileira, imóveis e instalações essenciais que utilizamos para cumprir nossas obrigações nos termos de nossos contratos de concessão não podem ser transferidos, cedidos, onerados ou vendidos a quaisquer de nossos credores ou por eles penhorados sem a prévia aprovação da ANEEL.

Para mais informações sobre nossas atividades, ver itens 7.1, 7.2 e 7.3.

O mapa abaixo demonstra a localização dos ativos relacionados às atividades de distribuição (registrados contabilmente como ativo intangível ou financeiro da concessão), geração, comercialização e serviços.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros



b. patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia, informando: i. duração, ii. território atingido, iii. eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos, iv. possíveis consequências da perda de tais direitos para o emissor;

Concessões

Operamos nossas atividades de geração e distribuição sob concessões outorgadas pelo Governo Federal, por meio da ANEEL. Temos as seguintes concessões de distribuição:

Concessão nº.	Concessionária	Estado	Prazo
014/1997	CPFL Paulista	São Paulo	30 anos, a partir de novembro de 1997
09/2002	CPFL Piratininga	São Paulo	30 anos, a partir de outubro de 1998
013/1997	RGE	Rio Grande do Sul	30 anos, a partir de novembro de 1997
021/1999	CPFL Santa Cruz	São Paulo e Paraná	16 anos, a partir de fevereiro de 1999 até julho de 2015

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

015/1999	CPFL Jaguari	São Paulo	16 anos, a partir de fevereiro de 1999 até julho de 2015
017/1999	CPFL Mococa	São Paulo e Minas Gerais	16 anos, a partir de fevereiro de 1999 até julho de 2015
018/1999	CPFL Leste Paulista	São Paulo	16 anos, a partir de fevereiro de 1999 até julho de 2015
019/1999	CPFL Sul Paulista	São Paulo	16 anos, a partir de fevereiro de 1999 até julho de 2015

A tabela abaixo apresenta o sumário relativo às concessões de nossos negócios de geração. Ademais, a CPFL Sul Centrais é uma Produtora Independente com capacidade de geração de menos de 1.000 kW, portanto, possui autorização regulatória ao invés de contrato de concessão.

Concessão n.º.	Produtores independentes	Usina	Estado	Prazo	Tempo máximo (com renovação)
128/2001	Foz do Chapecó	Foz do Chapecó	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	35 anos, a partir de novembro de 2001	A critério da ANEEL
036/2001	Barra Grande	Barra Grande	Rio Grande do Sul	35 anos, a partir de maio de 2001	A critério da ANEEL
008/2001	CERAN	14 de Julho, Castro Alves e Monte Claro	Rio Grande do Sul	35 anos, a partir de março de 2001	A critério da ANEEL
043/2000	Enercan	Campos Novos	Santa Catarina	35 anos, a partir de maio de 2000	A critério da ANEEL
005/1997	Investco	Luiz Eduardo Magalhães	Tocantins	35 anos, a partir de dezembro de 1997	A critério da ANEEL
015/1997	CPFL Geração	2 Pequenas Centrais Hidrelétricas e uma usina termoeletrica	São Paulo	30 anos, a partir de novembro de 1997	30 anos
Decreto n.º. 85.983/81	CPFL Geração	Serra da Mesa	Goiás	(1)	20 anos
09/1999	CPFL Jaguari	Macaco Branco (PCH)	São Paulo	16 anos, a partir de fevereiro de 1999 até julho de 2015	20 anos
10/1999	CPFL Leste Paulista	Rio do Peixe I e II (PCH)	São Paulo	16 anos, a partir de fevereiro de 1999 até julho de 2015	20 anos
015/1997	CPFL Renováveis	Americana	São Paulo	30 anos, a partir de novembro de 1997	30 anos
015/1997	CPFL Renováveis	Andorinhas	São Paulo	30 anos, a partir de novembro de 1997	30 anos
015/1997	CPFL Renováveis	Buritis	São Paulo	30 anos, a partir de novembro de 1997	30 anos
015/1997	CPFL Renováveis	Capão Preto	São Paulo	30 anos a partir de novembro de 1997	30 anos
015/1997	CPFL Renováveis	Chibarro	São Paulo	30 anos a partir de novembro de 1997	30 anos

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

015/1997	CPFL Renováveis	Dourados	São Paulo	30 anos a partir de novembro de 1997	30 anos
015/1997	CPFL Renováveis	Eloy Chaves	São Paulo	30 anos a partir de novembro de 1997	30 anos
015/1997	CPFL Renováveis	Esmeril	São Paulo	30 anos a partir de novembro de 1997	30 anos
015/1997	CPFL Renováveis	Gavião Peixoto	São Paulo	30 anos a partir de novembro de 1997	30 anos
015/1997	CPFL Renováveis	Guaporé	São Paulo	30 anos a partir de novembro de 1997	30 anos
015/1997	CPFL Renováveis	Jaguari	São Paulo	30 anos a partir de novembro de 1997	30 anos
015/1997	CPFL Renováveis	Lençóis	São Paulo	30 anos a partir de novembro de 1997	30 anos
015/1997	CPFL Renováveis	Monjolinho	São Paulo	30 anos a partir de novembro de 1997	30 anos
015/1997	CPFL Renováveis	Pinhal	São Paulo	30 anos a partir de novembro de 1997	30 anos
015/1997	CPFL Renováveis	Pirapó	São Paulo	30 anos a partir de novembro de 1997	30 anos
015/1997	CPFL Renováveis	Saltinho	São Paulo	30 anos a partir de novembro de 1997	30 anos
015/1997	CPFL Renováveis	Salto Grande	São Paulo	30 anos a partir de novembro de 1997	30 anos
015/1997	CPFL Renováveis	Socorro	São Paulo	30 anos a partir de novembro de 1997	30 anos
015/1997	CPFL Renováveis	Santana	São Paulo	30 anos a partir de novembro de 1997	30 anos
015/1997	CPFL Renováveis	Três Saltos	São Paulo	30 anos a partir de novembro de 1997	30 anos
015/1997	CPFL Renováveis	São Joaquim	São Paulo	30 anos a partir de novembro de 1997	30 anos
Portaria nº 475	CPFL Renováveis	Diamante	São Paulo	30 anos a partir de novembro de 1997	30 anos

(1) Temos direito contratual a 51,54% da energia assegurada desta instalação nos termos de um contrato de arrendamento de 30 anos, que expira em 2028. A concessão para a Serra da Mesa é detida por Furnas e expirar-se-á em 12 de novembro de 2039, conforme aprovado pela Portaria 262 de 27/04/2012.

Autorizações

<u>Autorização nº</u>	<u>Produtores Independentes</u>	<u>Usina</u>	<u>Estado</u>	<u>Prazos</u>	<u>Termo máximo (com renovação)</u>
2106/2009	CPFL Bioenergia S.A.	UTE Baldin	São Paulo	30 anos a partir de 24 de setembro de 2009	A critério do MME

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

2277/2010	EPASA	UTE Termoparaíba	Paraíba	35 anos a partir de 7 de dezembro de 2007	A critério do MME
2277/2010	EPASA	UTE Termonordeste	Paraíba	35 anos a partir de 12 de dezembro de 2007	A critério do MME
259/2002	CPFL Bio Formosa S.A.	UTE Baía Formosa	Rio Grande do Norte	30 anos a partir de 15 de maio de 2002	A critério do MME
2375/2010	CPFL Bio Ipê S.A.	UTE Bio Ipê	São Paulo	30 anos a partir de 03 de maio de 2010	A critério do MME
2643/2010	CPFL Bio Buriti S.A.	UTE Bio Buriti	São Paulo	30 anos a partir de 7 de dezembro de 2010	A critério do MME
129/2010	CPFL Bio Pedra S.A.	UTE Bio Pedra	São Paulo	35 anos a partir de 28 de fevereiro de 2010	A critério do MME
609/2010	Santa Clara I Energia Renováveis	Santa Clara I	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 1 de julho de 2010	A critério do MME
683/2010	Santa Clara II Energia Renováveis	Santa Clara II	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 4 de agosto de 2010	A critério do MME
610/2010	Santa Clara III Energia Renováveis	Santa Clara III	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 1 de julho de 2010	A critério do MME
672/2010	Santa Clara IV Energia Renováveis	Santa Clara IV	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 29 de julho de 2010	A critério do MME
838/2010	Santa Clara V Energia Renováveis	Santa Clara V	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 8 de outubro de 2010	A critério do MME
670/2010	Santa Clara VI Energia Renováveis	Santa Clara VI	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 29 de julho de 2010	A critério do MME
749/2010	Eurus VI Energias Renováveis	Eurus VI	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 24 de agosto de 2010	A critério do MME
Resolução nº 606	CPFL Renováveis	Arvoredo	Santa Catarina	30 anos a partir de 5 de novembro de 2002	A critério do MME
Resolução nº 587	CPFL Renováveis	Alto Irani	Santa Catarina	30 anos a partir de 29 de outubro de 2002	A critério do MME
Resolução nº 607	CPFL Renováveis	Plano Alto	Santa Catarina	30 anos a partir de 7 de novembro de 2002	A critério do MME
Resolução nº 348	CPFL Renováveis	Barra da Paciência	Minas Gerais	30 anos a partir de 17 de dezembro de 1999	A critério do MME
Resolução nº 349	CPFL Renováveis	Cocais Grande	Minas Gerais	30 anos a partir de 22 de dezembro de 1999	A critério do MME
Resolução nº 17	CPFL Renováveis	Corrente Grande	Minas Gerais	30 anos a partir de 14 de janeiro de 2000	A critério do MME

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

Resolução nº 370	CPFL Renováveis	Ninho da Águia	Minas Gerais	30 anos a partir de 29 de dezembro de 1999	A critério do MME
Resolução nº 406	CPFL Renováveis	Paiol	Minas Gerais	30 anos a partir de 6 de agosto de 2002	A critério do MME
Resolução nº 13	CPFL Renováveis	São Gonçalo	Minas Gerais	30 anos a partir de 13 de janeiro de 2000	A critério do MME
Resolução nº 355	CPFL Renováveis	Varginha	Minas Gerais	30 anos a partir de 22 de dezembro de 1999	A critério do MME
Resolução nº 367	CPFL Renováveis	Várzea Alegre	Minas Gerais	30 anos a partir de 29 de dezembro de 1999	A critério do MME
Portaria nº 352	CPFL Renováveis	Santa Luzia	Santa Catarina	35 anos a partir de 20 de dezembro de 2007	A critério do MME
Resolução nº 307	CPFL Renováveis	Praia Formosa	Ceará	30 anos a partir de 4 de junho de 2002	A critério do MME
Resolução nº 454	CPFL Renováveis	Icaraizinho	Ceará	30 anos a partir de 27 de agosto de 2002	A critério do MME
Resolução nº 306	CPFL Renováveis	Choró	Ceará	30 anos a partir de 4 de junho de 2002	A critério do MME
Resolução nº 460	CPFL Renováveis	Paracuru	Ceará	30 anos a partir de 27 de agosto de 2002	A critério do MME
Portaria nº 564/11	CPFL Renováveis	Pedra Preta	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 11 de outubro de 2011	A critério do MME
Portaria nº 557/11	CPFL Renováveis	Macacos	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 27 de setembro de 2011	A critério do MME
Portaria nº 556/11	CPFL Renováveis	Juremas	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 27 de setembro de 2011	A critério do MME
Portaria nº 585/11	CPFL Renováveis	Costa Branca	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 11 de outubro de 2011	A critério do MME

A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos contratos de concessão celebrados. Dependendo da gravidade do descumprimento, as penalidades aplicáveis incluem:

- advertências;
- multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração;
- embargo à construção de novas instalações e equipamentos;
- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e
- extinção da concessão.

Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

No caso de eventual revogação da concessão, a Companhia tem o direito a receber uma indenização em função dos investimentos realizados nos bens reversíveis que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados, descontando-se o valor das multas contratuais e danos causados pelo concessionário. Para maiores informações sobre Concessões e Autorizações, vide item 7.5.

c. as sociedades em que o emissor tenha participação e a respeito delas informar:

i. denominação social

ii. sede

iii. atividades desenvolvidas

iv. participação do emissor

v. se a sociedade é controlada ou coligada

vi. se possui registro na CVM

vii. valor contábil da participação

viii. valor de mercado da participação conforme a cotação das ações na data de encerramento do exercício social, quando tais ações forem negociadas em mercados organizados de valores mobiliários

ix. valorização ou desvalorização de tal participação, nos 3 últimos exercícios sociais, de acordo com o valor contábil

x. valorização ou desvalorização de tal participação, nos 3 últimos exercícios sociais, de acordo com o valor de mercado, conforme as cotações das ações na data de encerramento de cada exercício social, quando tais ações forem negociadas em mercados organizados

xi. montante de dividendos recebidos nos 3 últimos exercícios sociais

xii. razões para aquisição e manutenção de tal participação

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo de propriedade
Subestação - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Paranapanema	Própria
Sede e fábrica - CPFL Serviços	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Própria
Manutenção e equipamentos - CPFL Serviços	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Própria
Usina Termelétrica Carioba - CPFL Centrais Elétricas	Brasil	SP	Americana	Própria
Usina Hidrelétrica Cariobinha - CPFL Centrais Elétricas	Brasil	SP	Americana	Própria
Escritório Mococa - CPFL Mococa	Brasil	SP	Mococa	Própria
Subestação - CPFL Mococa	Brasil	MG	Monte Santo de Minas	Própria
Subestação - CPFL Mococa	Brasil	MG	Arceburgo	Própria
SE - Casca - RGE	Brasil	RS	CASCA	Própria
SE - Caxias 1 - RGE	Brasil	RS	Caxias do Sul	Própria
SE - Erechim 2 - RGE	Brasil	RS	ERECHIM	Própria
SE - Antonio Prado - RGE	Brasil	RS	ANTONIO PRADO	Própria
SE - Parobé - RGE	Brasil	RS	PAROBÉ	Própria
SE - Passo Fundo 1 - RGE	Brasil	RS	PASSO FUNDO	Própria
SE - São Fco. Paula - RGE	Brasil	RS	São Francisco de Paula	Própria
SE - Santo Augusto - RGE	Brasil	RS	SANTO AUGUSTO	Própria
SE - São Luiz Gonzaga - RGE	Brasil	RS	SÃO LUIZ GONZAGA	Própria
SE - Soledade - RGE	Brasil	RS	SOLEDADE	Própria
SE - Tapejara 2 - RGE	Brasil	RS	TAPEJARA	Própria
SE - Vacaria - RGE	Brasil	RS	VACARIA	Própria
SE - Cruz Alta - RGE	Brasil	RS	CRUZ ALTA	Própria
SE - Constantina - RGE	Brasil	RS	CONSTANTINA	Própria
Sede da Empresa - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Campinas	Própria
Subestação - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Campinas	Própria
Escritório de Bauru - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Bauru	Própria
Escritório de Araraquara - subestação - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Araraquara	Própria
Escritório de Barretos - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Barretos	Própria
Escritório de Franca - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Franca	Própria
Escritório de Lins - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	LINS	Própria
Escritório de Ribeirão Preto - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Ribeirão Preto	Própria

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo de propriedade
Escritório Jundiá - CPFL PIRATININGA	Brasil	SP	JUNDIAI	Própria
Escritório Sorocaba - CPFL PIRATININGA	Brasil	SP	Sorocaba	Própria
Escritório Santos - CPFL PIRATININGA	Brasil	SP	Santos	Própria
Escritório Salto - subestação - CPFL PIRATININGA	Brasil	SP	SALTO	Própria
Escritório Sorocaba - subestação - CPFL PIRATININGA	Brasil	SP	Sorocaba	Própria
Usina Hidrelétrica Salto do Pinhal - CPFL Centrais Elétricas	Brasil	SP	Espírito Santo do Pinhal	Própria
Usina Hidrelétrica Serra da Mesa - CPFL Serra da Mesa	Brasil	GO	Minaçu	Própria
Usina Hidrelétrica Ponte do Silva - CPFL Serra da Mesa	Brasil	GO	Manhuaçu	Própria
SE Ourinhos II - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Ourinhos	Própria
Escritório São Sebastião da Grama - subestação - CPFL Leste Paulista	Brasil	SP	São Sebastião da Grama	Própria
Escritório Casa Branca - CPFL Leste Paulista	Brasil	SP	Casa Branca	Própria
Subestação - CPFL Leste Paulista	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Própria
Almoxarifado - subestação - CPFL Sul Paulista	Brasil	SP	Itapetininga	Própria
Subestação - CPFL Sul Paulista	Brasil	SP	Itapetininga	Própria
Subestação - CPFL Sul Paulista	Brasil	SP	São Miguel Arcanjo	Própria
Escritório Guarei - subestação - CPFL Sul Paulista	Brasil	SP	Guarei	Própria
Escritório Itapetininga - CPFL Sul Paulista	Brasil	SP	Itapetininga	Própria
Sede da Empresa - CPFL Jaguari	Brasil	SP	Jaguariuna	Própria
Escritório São José do Rio Pardo - CPFL Leste Paulista	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Própria
Subestação - CPFL Leste Paulista	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Própria
Escritório Monte Santo de Minas - CPFL Mococa	Brasil	MG	Monte Santo de Minas	Própria
Sede da Empresa - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Pirajú	Própria
Escritório Avaré - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Avaré	Própria
Subestação - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Avaré	Própria
Subestação - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Itaí	Própria

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Bio Buriti * Concessão nº 2643/2010	São Paulo	30 anos a partir de 7 dez'2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Bio Pedra - Concessão nº 129/2010	São Paulo	35 anos a partir 28 fev'2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Santa Clara I Energias Renováveis - Concessão nº 609/2010	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 1 jul'2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Santa Clara II Energias Renováveis - Concessão nº 683/2010	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 4 ago'2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Santa Clara III Energias Renováveis - Concessão nº 610/2010	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 1 jul'2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Santa Clara IV Energias Renováveis - Concessão nº 672/2010	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 29 jul'2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Santa Clara V Energias Renováveis - Concessão nº 838/2010	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 8 out'2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Santa Clara VI Energias Renováveis - Concessão nº 670/2010	Rio Grande do Norte	35 anos a partir 29 jul'2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Eurus VI Energias Renováveis - Concessão nº 749/2010	Rio Grande do Norte	35 anos a partir 24 ago'2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis - Concessão nº 015/1997	São Paulo com 21 usinas	30 anos a partir Nov'1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências;multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração;embargo à construção de novas instalações e equipamentos;restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - Portaria 475	São Paulo	30 anos a partir Nov'1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências;multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração;embargo à construção de novas instalações e equipamentos;restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - Resolução 606	Santa Catarina	30 anos a partir 5 nov'1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências;multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração;embargo à construção de novas instalações e equipamentos;restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis - Resolução 587	Santa Catarina	30 anos a partir 29 out'2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - Resolução 607	Santa Catarina	30 anos a partir 7 nov'2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - Resolução 348	Minas Gerais	30 anos a partir 17 dez'1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis - Resolução 349	Minas Gerais	30 anos a partir 22 dez'1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências;multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração;embargo à construção de novas instalações e equipamentos;restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - Resolução 17	Minas Gerais	30 anos a partir 14 jan'2000	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências;multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração;embargo à construção de novas instalações e equipamentos;restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - Resolução 370	Minas Gerais	30 anos a partir 29 dez'1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências;multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração;embargo à construção de novas instalações e equipamentos;restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis - Resolução 406	Minas Gerais	30 anos a partir 6 ago'2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências;multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração;embargo à construção de novas instalações e equipamentos;restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - Resolução 13	Minas Gerais	30 anos a partir 13 jan'2000	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências;multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração;embargo à construção de novas instalações e equipamentos;restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - Resolução 355	Minas Gerais	30 anos a partir 22 dez'1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências;multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração;embargo à construção de novas instalações e equipamentos;restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis - Resolução 367	Minas Gerais	30 anos a partir 29 dez'1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências;multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração;embargo à construção de novas instalações e equipamentos;restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - Portaria 352	Santa Catarina	30 anos a partir 20 dez'2007	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências;multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração;embargo à construção de novas instalações e equipamentos;restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - Resolução 307	Ceará	30 anos a partir 4 jun'2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências;multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração;embargo à construção de novas instalações e equipamentos;restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis - Resolução 454	Ceará	30 anos a partir 27 ago'2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - Resolução 306	Ceará	30 anos a partir 4 jun'2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - Resolução 460	Ceará	30 anos a partir 27 ago'2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis - Portaria 564/11	Rio Grande do Norte	35 anos a partir 11 out'2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências;multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração;embargo à construção de novas instalações e equipamentos;restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - Portaria 557/11	Rio Grande do Norte	35 anos a partir 27 set'2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências;multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração;embargo à construção de novas instalações e equipamentos;restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - Portaria 556/11	Rio Grande do Norte	35 anos a partir 27 set'2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências;multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração;embargo à construção de novas instalações e equipamentos;restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis - Portaria 585/11	Rio Grande do Norte	35 anos a partir 11 out'2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Piratininga - Concessão nº 09/2002	São Paulo	30 anos a partir de out'1998	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	RGE - Concessão nº 013/1997	Rio Grande do Sul	30 anos a partir de nov'1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Santa Cruz - Concessão nº 021/1999	São Paulo e Paraná	16 anos de fev'1999 a jul'2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Jaguari - Concessão nº 015/1999	São Paulo	16 anos de fev'1999 a jul'2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Mococa - Concessão nº 017/1999	São Paulo e Minas Gerais	16 anos de fev'1999 a jul'2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Sul Paulista - Concessão nº 019/1999	São Paulo	16 anos de fev'1999 a jul'2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Foz do Chapecó - Concessão nº 128/2001	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	35 anos a partir de nov'2001	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Barra Grande - Concessão nº 036/2001	Rio Grande do Sul	35 anos a partir de mai'2001	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CERAN - Concessão nº 008/2001	Rio Grande do Sul	35 anos a partir de mar'2001	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Enercan - Concessão nº 043/2000	Santa Catarina	35 anos a partir de mai'2000	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Geração - Concessão nº 015/1997	São Paulo	30 anos a partir de nov'1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Geração - Concessão Decreto nº 85983/81	Goiás	Até 7/05/40 (sujeito a aprovação do MME)	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Temos direito contratual a 51,54% da energia assegurada desta instalação nos termos de um contrato de arrendamento de 30 anos, que expira em 2028. A concessão para a Serra da Mesa é detida por Furnas e expirará em 7 de maio de 2040 (condicionada à aprovação do Ministério de Minas e Energia).	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Bio Formosa S.A. - Autorização nº 259/202	Rio Grande do Norte	30 anos a partir 15 mai'2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Paulista - Concessão nº 014/1997	São Paulo	30 anos a partir de nov'1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Leste Paulista - Concessão nº 018/1999	São Paulo	16 anos de fev'1999 a jul'2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Bio Ipê S.A. - Autorização nº 2375/2010	São Paulo	30 anos a partir 03 mai'2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Jaguari - Concessão nº 09/1999	São Paulo	16 anos de fev'1999 a jul'2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Leste Paulista - Concessão nº 10/1999	São Paulo	16 anos de fev'1999 a jul'2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Bioenergia S.A. - Autorização 2106/2009	São Paulo	30 anos a partir 24 set'2009	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Centr.Elétr.da Paraíba S.A.- EPASA UTE Termonordeste - Autorização nº 2277/2010	Paraíba	35 anos a partir 12 dez'2007	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Cent. Elétr. da Paraíba S.A.- EPASA UTE Termoparaíba - Autorização nº 2277/2010	Paraíba	35 anos a partir 07 dez'2007	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Investco - Concessão nº 005/1997	Tocantins	35 anos a partir de dez'1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existentes nos contratos de concessão celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)	Data	Valor (Reais)			
Chumpitaz Serviços S.A.	08.971.542/0001-13	-	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Prestação de serviços administrativos	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2011	0,000000	0,000000	1.710.000,00	Valor contábil	31/12/2011	3.859.000,00		
31/12/2010	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2009	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Jaguari")	53.859.112/0001-69	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguaruna	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2011	-0,010000	0,000000	10.860.000,00	Valor contábil	31/12/2011	43.430.000,00		
31/12/2010	0,000000	0,000000	11.722.000,00					
31/12/2009	0,000000	0,000000	10.621.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Jaguari Geração de Energia ("CPFL Jaguari Geração")	07.137.154/0001-79	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguaruna	Geradora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2011	3,400000	0,000000	9.976.000,00	Valor contábil	31/12/2011	47.909.000,00		
31/12/2010	0,000000	0,000000	9.165.000,00					
31/12/2009	0,000000	0,000000	8.153.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista")	61.015.582/0001-74	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguaruna	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)		
31/12/2011	2,500000	0,000000	11.097.000,00	Valor contábil	31/12/2011	68.587.000,00		
31/12/2010	0,000000	0,000000	20.615.000,00					
31/12/2009	0,000000	0,000000	11.875.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa")	52.503.802/0001-18	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguaruna	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2011	2,570000	0,000000	4.974.000,00	Valor contábil	31/12/2011	37.634.000,00		
31/12/2010	0,000000	0,000000	10.028.000,00					
31/12/2009	0,000000	0,000000	9.318.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz")	61.116.265/0001-44	-	Controlada	Brasil	SP	São Paulo	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2011	14,620000	0,000000	26.600.000,00	Valor contábil	31/12/2011	116.634.000,00		
31/12/2010	-7,680000	0,000000	26.605.000,00					
31/12/2009	10,960000	0,000000	25.516.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	33.050.196/0001-88	382-4	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2011	11,040000	0,000000	583.463.000,00	Valor contábil	31/12/2011	897.984.000,00		
31/12/2010	17,290000	0,000000	355.982.000,00					
31/12/2009	63,610000	0,000000	474.946.000,00					

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)	Data	Valor (Reais)			
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	04.172.213/0001-51	1927-5	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2011	-2,000000	0,000000	294.648.000,00	Valor contábil	31/12/2011	388.980.000,00		
31/12/2010	42,700000	0,000000	328.952.000,00					
31/12/2009	1,300000	0,000000	127.921.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Sul Paulista de Energia ("CPFL Sul Paulista")	60.855.608/0001-20	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariuna	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2011	3,200000	0,000000	14.421.000,00	Valor contábil	31/12/2011	64.465.000,00		
31/12/2010	0,000000	0,000000	19.964.000,00					
31/12/2009	0,000000	0,000000	13.505.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimentos Ltda. ("CPFL Atende")	09.606.475/0001-09	-	Controlada	Brasil	SP	Ourinhos	Serviços de teleatendimento	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2011	-1997,880000	0,000000	337.000,00	Valor contábil	31/12/2011	14.329.000,00		
31/12/2010	-40,030000	0,000000	0,00					
31/12/2009	42,580000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)	Data	Valor (Reais)			
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	04.973.790/0001-42	-	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Comercializadora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2011	-219,520000	0,000000	118.250.000,00	Valor contábil	31/12/2011	-112.633.000,00		
31/12/2010	-17,420000	0,000000	137.926.000,00					
31/12/2009	-10,520000	0,000000	224.862.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	03.953.509/0001-47	1895-3	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Geradora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2011	30,120000	0,000000	108.714.000,00	Valor contábil	31/12/2011	2.483.750.000,00		
31/12/2010	-0,260000	0,000000	142.286.000,00					
31/12/2009	1,770000	0,000000	404.321.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Set'2009: •Pq. eólico Sta Clara: a CPFL Geração adquiriu 100% do cap. soc. da Sta Clara, Eurus VI Energ. Renováveis Ltda. (em conj. denominadas "eólicas"). As eólicas têm o propósito específico de desenvolver e operar alguns pqs de geração, classificados como "novos projts" p/ fins d regulação do setor elétrico. A totalidade da energia assegurada estará disponível até 2012, •EPASA: a CPFL Geração adquiriu 51% das ações da EPASA Centr. Elétricas da Paraíba S.A., p/ investir na geração de energ.do óleo combustível, c/ a constr. de 2 usinas termelétricas, Termoparaíba e Termonordeste, que juntas terão a capacidade de gerar 342 MW e energia de 2.170 GWh, e que estão atualmente em operação.								
CPFL Jaguariúna S.A. ("CPFL Jaguariúna")	02.150.569/0001-69	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariuna	Holding	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2011	19,530000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2011	1.977.000,00		
31/12/2010	-24,130000	0,000000	0,00					
31/12/2009	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto")	02.150.562/0001-47	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariuna	Comercializadora de energia	100,000000
				Valor mercado				

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)		
31/12/2011	29,530000	0,000000	14.137.000,00	Valor contábil	31/12/2011	8.225.000,00		
31/12/2010	32,790000	0,000000	9.546.000,00					
31/12/2009	0,000000	0,000000	21.567.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	58.635.517/0001-37	-	Controlada	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Prestadora de serviços em atividades de comercialização de energia	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2011	488,110000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2011	25.330.000,00		
31/12/2010	83,200000	0,000000	0,00					
31/12/2009	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Perácio Participações S.A. ("Perácio")	08.430.465/0001-94	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariuna	Holding - incorporada pela CPFL Jaguariuna em 18.02.2009	0,000000
				Valor mercado				
31/12/2011	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2010	0,00		
31/12/2010	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2009	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Rio Grande Energia S.A. ("RGE")	02.016.439/0001-38	1653-5	Controlada	Brasil	RS	Caxias do Sul	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2011	6,780000	0,000000	170.168.000,00	Valor contábil	31/12/2011	1.267.268.000,00		
31/12/2010	3,470000	0,000000	245.008.000,00					
31/12/2009	4,600000	0,000000	90.496.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)		
-								

9.2 - Outras informações relevantes

9.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Nossa Estratégia

O nosso objetivo geral consiste em consolidar a nossa posição de liderança no setor de energia elétrica do Brasil, ao mesmo tempo em que criamos valor para os nossos acionistas. Buscamos atingir estas metas em todos os nossos setores (distribuição, fontes de geração convencionais, fontes de geração renováveis, comercialização e serviços, buscando eficiência operacional (através de inovação e tecnologia) e crescimento (por meio de sinergias comerciais e novos projetos). Nossas estratégias baseiam-se em disciplina financeira, responsabilidade social e melhoria da governança corporativa. Mais especificamente, nossa abordagem envolve as seguintes estratégias comerciais chave.

A conclusão de nossos projetos de geração renováveis existentes e expansão de nosso portfólio de geração por meio do desenvolvimento de novos projetos de geração de energia convencional e renovável para manter a nossa posição de líder de mercado em projetos de fontes de energia renovável.

Em 2011, nós nos tornamos a maior empresa de energia renovável da América Latina ao constituir a CPFL Energias Renováveis e adquirindo 100% das ações da Jantus, uma empresa envolvida na geração de energia através de fontes renováveis, especialmente energia eólica. Em 2011, a nossa capacidade instalada aumentou para 2.644 MW, dos quais 2.233 MW foram gerados de forma convencional e 411 MW gerados através de fontes renováveis. Isso representou um aumento de 14,5% comparado a 2010, quando a nossa capacidade instalada era de 2.309 MW. Esse aumento foi devido a (i) criação da CPFL Energias Renováveis, na qual atualmente detemos uma participação de 63%, (ii) o início das operações nas termoeletricas movidas a biomassa Bio Formosa e Bio Buriti, e (iii) a aquisição de novas instalações de energia renovável (os parques eólicos Jantus e a pequena central hidrelétrica Santa Luzia). Em janeiro de 2012, firmamos um Contrato de Compra e Venda para a aquisição de 100% das ações de Atlântica I, Atlântica II, Atlântica IV e Atlântica V, empresas envolvidas na geração de energia através de fontes eólicas. Em fevereiro de 2012, celebramos um Contrato de Compra e Venda para a aquisição de 100% da BVP, a sociedade holding da Bons Ventos. Tais aquisições estão sujeitas a determinadas condições, incluindo aprovação das autoridades reguladoras.

Até o final de 2012, quando é esperado que a CPFL Bio Ipê, a CPFL Bio Pedra e os parques eólicos Santa Clara tornem-se totalmente operacionais (incluindo o Complexo Bons Ventos recém-adquirido), nossa capacidade instalada poderá alcançar 2.922 MW. Até o final de 2013, quando é esperado que as usinas de energia termoeletricas a biomassa Coopcana e Alvorada e a pequena central hidrelétrica Salto Góes, os parques eólicos Campo dos Ventos II, Macacos I e Atlântica se tornem totalmente operacionais, esta capacidade poderá alcançar 3.141 MW e, até o final de 2014, quando é esperado que os parques eólicos Campo dos Ventos e São Benedito tornem-se operacionais, poderá alcançar 3.301 MW. Parte dessas usinas de geração tem contratos associados de compra e venda de energia de longo prazo ("PPAs"), aprovados pela ANEEL, que acreditamos nos garantirão uma taxa atraente de retorno sobre o investimento. Nós também temos um conjunto de projetos de 2.743 MW (do qual nossa participação é de 1.728 MW) a ser desenvolvido nos próximos anos através da nossa subsidiária CPFL Energias Renováveis. A medida que aumenta o consumo per capita de energia elétrica no Brasil, acreditamos que continuarão a surgir novas oportunidades de investimento em mais projetos de geração de energia convencional e renovável.

Foco na melhoria contínua de nossa eficiência operacional. A distribuição de energia elétrica em nossas áreas de concessão de distribuição é nosso maior segmento de negócio, representando aproximadamente 60% de nossos EBITDA consolidado. Continuamos nos concentrando em melhorar a qualidade do nosso serviço e em manter custos operacionais eficientes, explorando sinergias e tecnologias. Fazemos igualmente um esforço para padronizar e atualizar nossas operações regularmente, introduzindo sistemas automatizados sempre que possível. Em 2011, iniciamos o projeto Tauron, com o objetivo de obter um avanço importante na nossa operação de distribuição, com base em novas tecnologias, gestão de desempenho, gestão de ativos e liderança. Esperamos implementar totalmente o projeto Tauron em 2013.

Ampliação e fortalecimento dos nossos negócios de comercialização e serviços. Os Consumidores Livres representam um segmento relevante do mercado de energia elétrica no Brasil (aproximadamente 25% da participação de mercado). Buscamos celebrar contratos bilaterais (através da CPFL Brasil, nossa subsidiária de comercialização) com antigos consumidores de nossas empresas de distribuição que se tornaram Consumidores Livres, além de atrair outros Consumidores Livres fora das áreas de concessão de nossas distribuidoras. A fim de atingir esse objetivo, incentivamos as relações positivas com os consumidores, prestando serviços, consultoria estratégica e suporte à tomada de decisão em

9.2 - Outras informações relevantes

questões relacionadas à energia elétrica.

Posicionamento para nos beneficiar da consolidação do setor, com base em nossa experiência na integração e reestruturação bem-sucedidas de outras operações. Acreditamos que, com a estabilização do ambiente regulatório no setor energético brasileiro, haverá substancial consolidação nos setores de geração, transmissão e, sobretudo, distribuição. Dada a solidez de nossa situação financeira e nossa capacidade gerencial, acreditamos estar em boa posição para nos beneficiar dessa consolidação. Se houver ativos promissores disponíveis em termos atraentes, podemos fazer as aquisições que complementam nossas operações existentes, proporcionando à nossa empresa e aos nossos consumidores oportunidades adicionais de usufruir as vantagens da economia de escala.

Manutenção de um alto nível de responsabilidade social nas comunidades em que operamos. Objetivamos manter nossas operações comerciais nos mais altos padrões de responsabilidade social e desenvolvimento sustentável. Também apoiamos as iniciativas de fomento aos interesses econômico, cultural e social das comunidades em que operamos e de contribuição para seu contínuo desenvolvimento.

Adesão às melhores normas de governança corporativa. Dedicamo-nos a manter os mais altos padrões de transparência gerencial e governança corporativa, oferecendo direitos equitativos aos acionistas e, buscando valor para nossos acionistas por meio de várias medidas, inclusive o aumento da disponibilidade de nossas ações em circulação e sua liquidez.

Tendências

Pretendemos investir em inovação e tecnologia para melhorar a qualidade de nossas operações e nossa eficiência operacional, que são nossas metas permanentes. A implantação das novas tecnologias previstas no projeto Tauron poderão aumentar nossa eficiência no futuro.

Além disso, procuramos promover o crescimento em cada um dos nossos segmentos de negócios: distribuição, fontes de geração convencionais, fontes de geração renováveis e comercialização de energia e serviços.

Pretendemos continuar a expandir o nosso segmento de distribuição, seja através do crescimento do mercado ou através da aquisição de empresas de distribuição de energia, se existirem empresas no mercado com características e preço que sejam vantajosos para nós.

O crescimento do mercado é fortemente influenciado pelo crescimento econômico, em especial pelo aumento do emprego, renda, vendas do setor de varejo e produção industrial. Além disso, o mercado também é influenciado pela entrada de novos clientes e mudanças no clima e no volume de chuvas.

O mercado mostra sinais positivos de crescimento para 2012. Segundo projeções do relatório FOCUS, publicado em 16 de março de 2012 pelo Banco Central, o PIB deve crescer 3,3% em 2012 e 4,2% em 2013, o que impactará o consumo de energia. Esse crescimento do consumo de energia deverá ser sustentado, tanto pelos efeitos acumulados do crescimento econômico (aumento da renda, do poder de compra do consumidor e das concessões de crédito) sobre as residências e o comércio, como pela recuperação da indústria, que teve uma performance mais modesta em 2011, afetada pelo câmbio apreciado e altas taxas de juros.

Nosso segmento de geração tem mostrado altos níveis de crescimento nos últimos anos, com a aquisição e construção de novas usinas. Marco importante para o Grupo foi a criação da CPFL Energias Renováveis em 2011. Buscaremos continuar a expansão de nossa atividade de geração, seja no segmento de energia convencional, seja em projetos de energia renovável (parques eólicos, pequenas centrais hidroelétricas e usinas termoelétricas a biomassa), agora por meio da CPFL Energias Renováveis com uma capacidade atual de 652 MW (dos quais 411 MW corresponde a nossa parte), assim como a busca de novos projetos.

Em 31 de dezembro de 2011, tivemos uma capacidade de produção instalada de 2.644 MW, que deverá alcançar 2.922 MW até o final de 2012, com a entrada em operação comercial das UTEs Bio Ipê e Bio Pedra, e dos parques eólicos do Complexo Santa Clara e o Complexo Bons Ventos. Em 2013 e 2014, esperamos alcançar uma capacidade instalada de 3.141 MW e 3.301 MW, respectivamente, quando a PCH Salto Góes, as UTEs Alvorada e Coopcana, o parque eólico Campo dos Ventos II e os parques eólicos dos Complexos Macacos I e Atlântica (2013) e os Complexos Campo dos Ventos e São Benedito (2014) entrarem em operação comercial. Além disso, temos um portfólio de 2.743 MW (1.728 MW são a nossa parte) a ser desenvolvido nos próximos anos, no âmbito da CPFL Energias Renováveis e continuaremos avaliando novos projetos de geração convencional.

9.2 - Outras informações relevantes

No segmento de comercialização de energia e serviços, nosso principal objetivo é manter nossa posição de liderança, em termos de participação de mercado, garantindo a nossa lucratividade acima da média. Além disso, esperamos expandir nosso portfólio de serviços, manter a fidelidade de nossos clientes e expandir nossos serviços a novos mercados.

Desde nossa criação, temos constantemente empregado uma estratégia de crescimento baseada na excelência operacional, através da inovação e tecnologia, sinergia, disciplina financeira e agregação de valor. Planejamos continuar no futuro, a fim de consolidar nossa posição de liderança no setor de energia elétrica brasileiro.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

10. Comentários dos Diretores

10.1 Os diretores devem comentar sobre:

As demonstrações financeiras consolidadas de 2011, 2010, e as de 2009 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (*International Financial Reporting Standards – "IFRS"*), emitidas pelo *International Accounting Standard Board – IASB*, sendo em 2010 as primeiras demonstrações preparadas de acordo com esta prática internacional.

a) Condições financeiras e patrimoniais gerais

• 2011 em comparação a 2010

A CPFL Energia é uma *holding* que, através de suas subsidiárias e controladas, (i) distribui energia elétrica para consumidores em suas áreas de concessão, (ii) gera energia elétrica e está desenvolvendo projetos de geração e (iii) comercializa energia elétrica a consumidores livres e outros agentes do mercado e fornece serviços de valor agregado relacionados ao setor elétrico.

Devido à escalada das preocupações internacionais com questões relacionadas à matriz energética, o Brasil tem se colocado, sem dúvida, como um dos grandes impulsionadores de tecnologias para geração de energia a partir de fontes limpas e renováveis. Neste contexto, o tema ganhou especial destaque durante o último exercício da CPFL Energia. Parte da nossa estratégia em 2011 está associada à ampliação dos investimentos em geração de energia a partir de fontes renováveis, como as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), termoeletricas movidas à biomassa de cana-de-açúcar e parques eólicos, colocando o Grupo como protagonista nesse segmento.

Destaque no período foi a criação da CPFL Renováveis, que já nasceu líder do segmento de energias renováveis na América Latina. Criada a partir da união dos respectivos ativos e projetos detidos pela CPFL Energia e pela ERSA e, posteriormente, pela aquisição de 100% das ações da Jantus (detentora dos ativos da SIIF), a CPFL Renováveis está voltada exclusivamente para o desenvolvimento de projetos de geração de energia a partir de fontes alternativas e renováveis (PCHs, termoeletricas movidas à biomassa e parques eólicos). A CPFL Energia detém indiretamente 63% do capital desta nova empresa. Com a criação da CPFL Renováveis, o início da operação das UTEs Bio Formosa e Bio Buriti e a aquisição dos empreendimentos PCH Santa Luzia e parques eólicos da Jantus, a capacidade instalada total do Grupo CPFL, considerando suas respectivas participações em cada um dos empreendimentos de energia convencional e alternativa, superou nossas estimativas e passou a ser de 2.644 MW em 2011, sendo 2.017 MW de geração hídrica convencional, 216 MW de geração térmica convencional e 411 MW de energia alternativa renovável (193 MW de PCHs, 133 MW de geração à biomassa e 85 MW de parques eólicos). Ao final de 2012¹, considerando a aquisição do Complexo Bons Ventos (parques eólicos que já estão em operação), anunciada em fevereiro de 2012, e a entrada em operação das UTEs Bio Ipê e Bio Pedra e dos parques eólicos do Complexo Santa Clara, a capacidade instalada em operação de todo o Grupo CPFL deverá alcançar 2.922 MW. Até 2014, essa capacidade deverá atingir 3.301 MW, considerando a entrada em operação dos demais projetos atualmente em construção.

No segmento de distribuição, continuamos com o forte crescimento do consumo de energia das classes residencial e comercial, fruto da expansão do emprego, renda e crédito nos últimos anos. A indústria teve desempenho mais modesto, afetado pelo câmbio apreciado e altas taxas de juros. Um evento importante para o setor foi a conclusão da metodologia do 3º ciclo de revisão tarifária das distribuidoras em novembro de 2011, processo iniciado em setembro de 2010 e que se destacou pela ampla discussão da Aneel com os agentes. As exigências regulatórias têm crescido a cada ciclo e continuam pressionando as empresas a se tornarem cada vez mais eficientes. O Grupo intensificou, assim, seu foco no aumento de eficiência operacional e melhoria da qualidade dos serviços prestados aos clientes, preparando-se para os desafios que virão com a aplicação do 3º ciclo de revisão tarifária às suas 8 concessionárias, que ocorrerá entre 2011 e 2013. Com esse imperativo, as distribuidoras do Grupo CPFL se vêem diante da necessidade de manter redes cada vez mais automatizadas e inteligentes para permitir um aumento na qualidade da distribuição de energia, diminuindo a frequência e a duração dos desligamentos, além de agilizar o restabelecimento do fornecimento de energia. Esta nova tecnologia é conhecida como *smart grid* (redes inteligentes) que, somado aos investimentos para atendimento ao crescimento do mercado e

⁶ O fechamento da aquisição encontra-se sujeito à satisfação das condições precedentes estabelecidas no contrato de compra e venda de ações e à obtenção das aprovações prévias pertinentes, nas quais se incluem a anuência da ANEEL, dos bancos financiadores, e dos órgãos de defesa da concorrência, incluindo o CADE – Conselho Administrativo de Defesa Econômica.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

manutenção da rede, exigiram investimentos por parte das nossas distribuidoras, só no ano passado, de R\$ 1.065 milhões. Quanto ao restante dos investimentos feitos no último exercício, R\$ 823 milhões foram destinados à geração e R\$ 17 milhões para comercialização de energia e serviços.

• 2010 em comparação a 2009

Em 2010, o desempenho da CPFL Energia apresentou uma evolução importante, refletindo, principalmente, a solidez do ciclo de desenvolvimento que o Brasil vem experimentando, o imenso potencial de crescimento do mercado interno, evidenciado pelo crescimento do consumo de energia nas áreas atendidas por nossas distribuidoras, os resultados da estratégia de ampliação e diversificação dos negócios e o compromisso com a busca permanente do aumento da eficiência nas empresas do Grupo.

Os investimentos no exercício totalizaram R\$ 1,8 bilhão. No segmento de distribuição foram aplicados R\$ 1,1 bilhão na ampliação e fortalecimento do sistema elétrico. No segmento de geração foram alocados R\$ 645 milhões, principalmente nos empreendimentos em construção no exercício. Outros R\$ 28 milhões foram investidos no segmento de comercialização e serviços de valor agregado.

Entre os principais fatores que levaram ao desempenho do Grupo, destacam-se o crescimento das vendas na área de concessão das distribuidoras, que totalizaram 52.044 GWh, com crescimento de 7,2%, dos quais 12.794 GWh foram faturados por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). As vendas para o mercado cativo totalizaram 39.250 GWh, com crescimento de 3,8%. Em contrapartida, as vendas de comercialização e geração alcançaram 13.000 GWh, com redução de 2,0%.

No segmento de geração, o Grupo colocou em operação três novos empreendimentos que se encontravam em construção. Em agosto, entrou em operação a Usina Termoelétrica (UTE) Baldin (45 MW), movida a biomassa de cana de açúcar. Em outubro, entrou em operação a Usina Hidrelétrica Foz do Chapecó (855 MW), na qual a Companhia detém participação de 51%. Em dezembro, entrou em operação a UTE Termonordeste (170,76 MW), na qual o Grupo detém participação de 51%. Além disso, adquiriu a Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Diamante (4 MW), localizada no Rio Grande do Sul. Com isso, a capacidade instalada encerrou 2010 em 2.309 MW.

Até o final de 2010, nossa estimativa era alcançar a capacidade instalada em 2011 de 2.511 MW, considerando a entrada em operação da UTE Termoparaíba (janeiro de 2011) e das usinas de biomassa Bio Formosa, Buriti e Ipê (previstas para o segundo e terceiro trimestres de 2011). Em 2012, quando entrarão em operação a usina de biomassa Bio Pedra e os sete parques eólicos em construção no Estado do Rio Grande do Norte (Santa Clara I, II, III, IV, V e VI e Eurus VI), a potência instalada do Grupo alcançará 2.769 MW. Conforme destacado acima, nossa estimativa foi superada considerando projetos adquiridos e que entraram em operação em 2011.

Também é importante destacar que o Grupo foi um dos vencedores do leilão de energia renovável realizado em agosto, por meio do qual construirá o Parque Eólico Campo dos Ventos II (30 MW).

O desempenho e os resultados alcançados em 2010 reafirmaram a estratégia de negócios do Grupo, baseada na busca pela ampliação da participação no mercado brasileiro de energia e na busca de ganhos de eficiência e produtividade.

As projeções para os próximos anos indicaram o crescimento consistente do mercado de energia no Brasil, como resultado da continuidade do ciclo de crescimento da economia brasileira. O planejamento de expansão da oferta de energia vem apontando para a diversificação da matriz de geração de energia elétrica, baseada em fontes limpas e renováveis, área em que o Grupo vem demonstrando competência e competitividade nos últimos anos. Permanece também a perspectiva de consolidação do setor elétrico brasileiro. Esta é uma tendência relacionada diretamente com o tratamento a ser dado aos contratos de concessão de geração, transmissão e distribuição, que vencerão nos próximos anos. No caso do segmento de distribuição de energia, o 3º Ciclo de Revisão Tarifária será um vetor importante para o segmento, que é fundamental para o funcionamento e a sustentabilidade de toda a cadeia do setor elétrico brasileiro.

b) estrutura de capital e possibilidade de resgate de ações ou quotas, indicando:

i. hipóteses de resgate

ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

Estrutura de Capital	2011	2010	2009
Capital próprio	44%	46%	49%
Capital de terceiros	56%	54%	51%

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Não aplicável em relação ao resgate de ações em razão da Companhia não possuir ações resgatáveis.

c) capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos Liquidez e Recursos de Capital

- **2011 em comparação a 2010**

Em 31 de dezembro de 2011, o capital de giro apresentava um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 864 milhões. A principal causa deste superávit é o refinanciamento de nossas dívidas em 2010 e o aumento de nosso saldo médio de caixa em 2011, em decorrência de novas captações com vencimento no longo prazo.

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais em IFRS em 31 de dezembro de 2011. A tabela não inclui contas a pagar, contempladas no balanço patrimonial.

	Pagamentos devidos por período				
	Total	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
	(milhões de R\$)				
Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2011:					
Endividamento total ⁽¹⁾	13.359	1.428	3.469	3.671	4.791
Obrigações de compra:					
Contratos de Compra de Energia ⁽²⁾	127.107	8.205	15.283	15.200	88.418
Projetos de Geração.....	3.426	819	698	287	1.622
Fornecedores.....	1.686	1.243	387	57	0
Planos de Pensão ⁽³⁾	589	40	77	77	395
Total	146.167	11.734	19.914	19.292	95.227

(1) Não inclui pagamentos de juros de endividamento ou pagamentos relacionados a contratos de *swap*. Os valores referem-se a valores contratuais, portanto não contemplam o registro a valores justos dos instrumentos.

(2) Os valores devidos sob os contratos de compra de energia de longo prazo estão sujeitos a variações de preço e podem ser renegociados sob determinadas circunstâncias. A tabela acima foi elaborada com base nos valores devidos por quantidades contratadas de acordo com os preços verificados no final do exercício de 2011.

(3) Valores devidos sob contrato com administrador de fundo de pensão (vide nota 19 às demonstrações financeiras).

As necessidades de recursos destinam-se principalmente aos seguintes objetivos:

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os sistemas de distribuição e conclusão dos projetos de geração;
- Amortização ou refinanciamento de dívidas. Em 31 de dezembro de 2011, havia um saldo de dívida não-amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 1.428 milhões (excluindo efeito de encargos e derivativos);
- Pagamento de dividendos. O total de dividendos pagos nos anos de 2011 e 2010 foi de R\$ 1.230 milhões e R\$ 1.424 milhões, respectivamente;
- Financiamentos para aquisições. Pagamos R\$863 milhões em 2011 para aquisição de subsidiárias (Jantus e Santa Luzia).

- **2010 em comparação a 2009**

Em 31 de dezembro de 2010, o capital de giro apresentava um déficit (excedente de passivo circulante em relação ao ativo circulante) de R\$ 530 milhões. A principal causa deste déficit era o vencimento de R\$ 1.510 milhões de debêntures no exercício de 2011. Este déficit foi eliminado com captações de financiamentos que a Companhia e suas controladas realizaram durante o exercício. Em 31 de dezembro de 2009, o capital de giro refletia um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 226 milhões.

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2010. A tabela não inclui contas a pagar, incluídas no balanço patrimonial.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	Pagamentos devidos por período				
	Total	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
	(milhões de R\$)				
Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2010:					
Endividamento total ⁽¹⁾	R\$9.224	R\$2.089	R\$3.147	R\$2.349	R\$1.639
Obrigações de compra:					
Contratos de Compra de Energia ⁽²⁾	104.285	7.154	14.772	13.771	68.588
Projetos de Geração.....	1.180	494	264	59	363
Fornecedores.....	682	438	108	131	5
Planos de Pensão ⁽³⁾	631	39	77	77	438
Total	R\$116.002	R\$10.214	R\$18.368	R\$16.387	R\$71.033

(1) Não inclui pagamentos de juros de endividamento ou pagamentos relacionados a contratos de *swap*. Os valores referem-se a valores contratuais, portanto não contemplam o registro a valores justos dos instrumentos.

(2) Os valores devidos sob os contratos de compra de energia de longo prazo estão sujeitos a variações de preço e podem ser renegociados sob determinadas circunstâncias. A tabela acima foi elaborada com base nos valores devidos por quantidades contratadas de acordo com os preços verificados no final do exercício de 2010.

(3) Valores devidos sob contrato com administrador de fundo de pensão (vide nota 20 às demonstrações financeiras).

As necessidades de recursos destinam-se principalmente aos seguintes objetivos:

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os sistemas de distribuição e conclusão dos projetos de geração;
- Amortização ou refinanciamento de dívidas. Em 31 de dezembro de 2010, havia um saldo de dívida não-amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 2.251 milhões (incluindo encargos e derivativos);
- Pagamento de dividendos. O total de dividendos pagos nos anos de 2010 e 2009 foi de: R\$ 1.424 milhões e R\$ 1.173 milhões, respectivamente;
- Financiamentos para aquisições. Pagamos R\$863 milhões em 2011 para aquisição de subsidiárias (Jantus e Santa Luzia).

d) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas

As principais fontes de recursos são provenientes da geração própria, de caixa e financiamentos.

2011:

Fluxo de Caixa

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais foi de R\$2.495 milhões em 2011, comparado com R\$2.029 milhões em 2010. O aumento foi principalmente um efeito dos ajustes de reconciliação do lucro ao caixa, a qual está primordialmente relacionada a juros e variações monetárias provisionadas e foi parcialmente compensado por um aumento nos depósitos judiciais.

O fluxo de caixa utilizado para as atividades de investimento foi de R\$ 2.488 milhões em 2011 comparado com R\$ 1.802 milhões em 2010. Este aumento de R\$ 686 milhões reflete principalmente o aumento de capital decorrente da aquisição da Jantus, que foi parcialmente compensado pelo aumento de caixa proveniente das subsidiárias da ERSA.

O caixa líquido gerado para atividades de financiamento foi de R\$ 1.136 milhões em 2011 contra R\$ 152 milhões de caixa utilizado em 2010. Este aumento deve-se principalmente ao refinanciamento da dívida e emissão de debêntures, especialmente feitos pela subsidiária CPFL Brasil para financiar a aquisição da Jantus (através da subsidiária CPFL Renováveis).

Em 2011, houve várias captações por nossas subsidiárias sendo o destaque para as controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Geração, CPFL Sul Paulista, CPFL Leste Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari, que obtiveram aprovação de financiamento em moeda estrangeira de capital de giro com liberação, em 2011, no valor de R\$ 1.418.155 mil (R\$ 1.338.306 mil líquido dos gastos de emissão), para cobertura de capital de giro. Os juros serão pagos semestralmente e o principal será pago até setembro de 2016. Outro destaque foi a emissão da debênture da CPFL Brasil no valor de R\$1.320 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

2010

Fluxo de Caixa

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais foi de R\$2.029 milhões em 2010, comparado com R\$2.439 milhões em 2009. A redução refletiu principalmente (i) o aumento nos reajustes tarifários de 2009 que contemplaram componentes financeiros positivos concedidos de forma a compensar as perdas líquidas não gerenciáveis incorridas em 2008 e (ii) os respectivos efeitos na apuração dos tributos correntes. Uma vez que as perdas incorridas foram recuperadas em 2009, estes efeitos não foram considerados no reajuste tarifário de 2010.

O fluxo de caixa utilizado para as atividades de investimento foi de R\$ 1.802 milhões em 2010 comparado com R\$ 1.239 milhões em 2009. Esta variação de R\$ 563 milhões reflete principalmente: (i) aumento na infraestrutura da concessão por parte Distribuidoras em torno R\$ 487 milhões para expansão, melhoria e manutenção das redes; (ii) houve também aquisições de ativo imobilizado para construção e manutenção de usinas no valor de R\$ 86 milhões.

O caixa líquido utilizado para atividades de financiamento foi de R\$ 152 milhões em 2010 contra R\$ 472 milhões em 2009. Esta redução deve-se principalmente à redução do montante de amortização de financiamentos em função de refinanciamento de dívidas para longo prazo.

Em 2010, foram celebrados contratos de empréstimo e debêntures totalizando R\$2.571 milhões utilizados principalmente no investimento para continuidade a construção de novas usinas de geração, na expansão e melhoria das atividades de distribuição e no alongamento do prazo das dívidas. Parte do caixa gerado pelas atividades operacionais e os novos recursos foram utilizados para pagar, no exercício de 2010, dívidas no montante de R\$ 1.280 milhões e dividendos de R\$ 1.424 milhões.

Endividamento

2011

O aumento do endividamento em 2011 (no montante de R\$ 4.189 milhões, representando um acréscimo de 44,5% em relação a 2010) foi resultado de:

- emissão de debêntures no montante total de R\$ 1.320 milhões pela CPFL Brasil com a finalidade de adquirir a Jantus através da CPFL Energias Renováveis;
- ao associar-se com a CPFL Renováveis, e adquirir a Santa Luzia e Jantus, passamos a consolidar estas empresas, aumentando o endividamento em R\$492 milhões (CPFL Renováveis), R\$136 milhões (Santa Luzia) e R\$152 milhões de empréstimos e R\$517 milhões de debêntures (aquisição da Jantus);
- captações no valor de R\$ 1.162 milhões em dívidas denominadas em dólar (líquidas do pré-pagamento das dívidas em ienes) e financiamentos adicionais no montante de R\$349 milhões para a expansão e melhoria da distribuição das subsidiárias e para o capital de giro, feitos através do Banco do Brasil.

Em junho de 2011, a direção aprovou a emissão de debêntures de algumas das subsidiárias no valor de R\$2.099 milhões. Desse montante total, R\$ 484 milhões foram emitidos pela CPFL Paulista, R\$ 680 milhões pela CPFL Geração, R\$ 160 milhões pela CPFL Piratininga, R\$ 70 milhões pela RGE, R\$ 65 milhões pela CPFL Santa Cruz e R\$ 130 milhões pela EPASA. Esse aporte será usado para capital de giro e pagamento de dívidas vincendas.

Estes financiamentos terão o objetivo de: (i) financiar investimentos de nossas distribuidoras, (ii) investimentos para o nosso segmento de geração de energias renováveis e (iii) investimentos para operações das termoeletricas da EPASA.

2010

O aumento do endividamento em 2010 (no montante de R\$ 1.511 milhões, representando um acréscimo de 19,6% em relação a 2009) foi resultado de:

- financiamento das subsidiárias de geração em construção (Foz do Chapecó, EPASA, CPFL Bioenergia) e na CPFL Geração (para financiar a construção do parque eólico Santa Clara e Campo dos Ventos);
- Financiamento das obras de expansão e melhorias nas subsidiárias de distribuição através do FINEM / FINAME do BNDES e de captações na modalidade de crédito rural do Banco do Brasil;
- emissões de debêntures no valor total de R\$ 1.062 milhões, utilizado para refinanciamento e alongamento dos prazos das dívidas e participação própria em investimentos.

2009

Durante o exercício de 2009, o aumento de endividamento em relação ao ano anterior deveu-se, sobretudo por:

- financiamento das subsidiárias de geração em construção (Foz do Chapecó, EPASA, CPFL Bioenergia) e na CPFL Geração (para financiar a construção do parque eólico Santa Clara);

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Financiamento das obras de expansão e melhorias nas subsidiárias de distribuição; e
- emissão de debêntures utilizado para refinanciamento e alongamento dos prazos do endividamento.

e) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez.

Durante os anos de 2012 e 2013, espera-se captar recursos principalmente para o refinanciamento de dívidas e a realização de investimentos programados nas distribuidoras do grupo CPFL, bem como novos projetos de geração de energia.

As principais fontes de novos financiamentos para investimentos em 2012 serão empréstimos do BNDES nas modalidades FINEM / FINAME para as subsidiárias do segmento de distribuição e captações com instituições financeiras para financiamento do capital de giro e emissões de debêntures.

f) níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:

i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

iii. grau de subordinação entre as dívidas

iv. eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário

Condições do Endividamento a Vencer

2011

Em 31 de dezembro de 2011, o endividamento (incluindo juros e de operações com derivativos) era de R\$13.608 milhões. Deste total, aproximadamente R\$1.751 milhões ou 12,9% eram denominados em dólares americanos. Foram contratadas operações de swap para redução da exposição às variações cambiais decorrentes destas obrigações. O montante de R\$1.653 milhões de nosso endividamento vencerá no prazo de 12 meses.

2010

Em 31 de dezembro de 2010, o endividamento (com exclusão dos juros e de operações com derivativos) era de R\$9.219 milhões. Deste total, aproximadamente R\$461 milhões ou 5,0% eram denominados em dólares americanos e ienes japoneses. Foram contratadas operações de swap para redução da exposição às variações cambiais decorrentes destas obrigações. O montante de R\$2.089 milhões de nosso endividamento venceria no prazo de 12 meses.

Principais Contratos de Financiamentos em 2009:

Em 31 de dezembro de 2009, o endividamento (com exclusão dos juros e de operações com derivativos) era de R\$7.708 milhões. Deste total, aproximadamente R\$1.134 milhões ou 14,7% eram denominados em dólares americanos e ienes japoneses. Foram contratadas operações de swap para redução da exposição às variações cambiais decorrentes destas obrigações. Adicionalmente, o montante de R\$1.228 milhões de nosso endividamento venceu no prazo de 12 meses.

Principais Contratos de Financiamentos em 2011:

- *BNDES.* Em 31 de dezembro de 2011, havia R\$4.803 milhões (descontados os encargos) de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais. A parte mais significativa destes empréstimos diz respeito a (a) empréstimos utilizados na construção de usinas de geração de energia, especialmente Foz do Chapecó, BAESA, CERAN, ENERCAN e CPFL Renováveis (R\$3.452 milhões) e (b) financiamento de programas de investimento das subsidiárias, principalmente CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, por meio das linhas de crédito concedidas por empréstimo do BNDES – FINEM/FINAME (R\$1.190 milhões). Havia também R\$149 milhões de financiamentos relativos a capital de giro.
- *Debêntures.* Em 31 de dezembro de 2011, o saldo devedor em debêntures era de R\$5.163 milhões, dividido em diversas séries de debêntures emitidas pela CPFL Energia, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, EPASA, CPFL Geração, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Brasil, BAESA, ENERCAN e RGE. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota 18 de nossas demonstrações financeiras.
- *Capital de Giro:* Em 31 de dezembro de 2011, existia um saldo R\$ 857 milhões de empréstimos de capital de giro indexados ao CDI para nossas distribuidoras.
- *Outras Dívidas denominadas em Reais.* Em 31 de dezembro de 2011, havia um saldo devedor de R\$1.034 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real (R\$ 174 milhões para as distribuidoras e R\$ 860

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

milhões para as geradoras). A maioria destes empréstimos é corrigida com base no CDI ou no IGP-M e têm juros a diversas taxas.

- *Dívidas denominadas em Dólar americano.* CPFL Paulista contraiu empréstimos bilaterais denominados em dólares americanos. Em dezembro de 2011, o saldo devedor era de R\$ 46 milhões. Adicionalmente, havia recebíveis de longo prazo denominados em dólares no valor de R\$ 30 milhões em 31 de dezembro de 2011, que também diminuem a exposição à variação cambial. Para mais detalhes sobre os empréstimos, debêntures e derivativos, vide notas 17, 18 e 34 de nossas demonstrações financeiras.
- *Outras Dívidas denominadas em dólares americanos.* Em 31 de dezembro de 2011, havia outros financiamentos denominados em dólares cujo saldo devedor era de R\$ 1.704 milhões. Foram contratados *swaps* visando reduzir a exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

Lembramos que em função da associação com a CPFL Renováveis, e aquisição da Jantus e Santa Luzia, a companhia passou a consolidar R\$1.295 milhões de assunção de dívidas.

Principais Contratos de Financiamentos em 2010:

- *BNDES.* Em 31 de dezembro de 2010, havia R\$3.578 milhões (descontados os encargos) de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais. A parte mais significativa destes empréstimos diz respeito a (a) empréstimos utilizados na construção de usinas de geração de energia, especialmente Foz do Chapecó, CERAN e ENERCAN (R\$2.190 milhões) e (b) financiamento de programas de investimento das subsidiárias, principalmente CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, por meio das linhas de crédito concedidas de acordo com o empréstimo BNDES – FINEM/FINAME (R\$1.061 milhões). Havia também R\$212 milhões de financiamentos relativos à capital de giro.
- *Debêntures.* Em 31 de dezembro de 2010, o saldo devedor (descontados os encargos) em debêntures era de R\$3.722 milhões, dividido em diversas séries de debêntures emitidas pela CPFL Energia, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, EPASA, CPFL Geração, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Brasil, BAESA, Enercan e RGE. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota 19 às demonstrações financeiras.
- *Crédito rural.* Em 31 de dezembro de 2010, havia um saldo devedor de R\$ 487 milhões (descontados os encargos) referentes à modalidade de crédito rural obtido pelas controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa, com indexação a 98,5% do CDI.
- *Novação de dívida:* No exercício de 2010, foram novadas dívidas anteriormente indexadas em moedas estrangeiras para indexação em CDI, o saldo desta modalidade de financiamento em 31 de dezembro de 2010 era de R\$ 718 milhões (R\$ 615 milhões da CPFL Geração e R\$ 103 milhões da CPFL Paulista).
- *Capital de Giro:* Em 31 de dezembro de 2010, existia um saldo de R\$ 156 milhões (descontados os encargos) de empréstimos destinados ao financiamento de capital de giro com indexação ao CDI nas empresas CPFL Geração e CPFL Santa Cruz.
- *Outras Dívidas denominadas em Reais.* Em 31 de dezembro de 2010, havia um saldo devedor de R\$96 milhões (descontados os encargos), nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real e garantidas pelas receitas do devedor. A maioria destes empréstimos é corrigida com base no CDI ou no IGP-M e têm juros a diversas taxas.
- *Dívidas denominadas em Ien.* CPFL Paulista contratou em exercícios anteriores empréstimo bilateral, denominado em ienes e convertidos em Reais por meio de contratos de *swap* baseados no CDI. Em 31 de dezembro de 2010, o valor do saldo devedor total era de R\$ 416 milhões (descontados os encargos).
- *Outras Dívidas denominadas em Moeda Estrangeira.* Em 31 de dezembro de 2010, havia outros financiamentos denominados em dólares cujo saldo devedor era de R\$ 45 milhões. Foram contratados *swaps* visando reduzir a exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações. Adicionalmente, havia recebíveis de longo prazo denominados em dólares no valor de R\$ 21 milhões em 31 de dezembro de 2010, que também diminuem a exposição à variação cambial. Para mais detalhes sobre os empréstimos, debêntures e derivativos, vide notas 18, 19 e 35 das demonstrações financeiras da Companhia.

Principais Contratos de Financiamentos em 2009:

- *BNDES.* Em 31 de dezembro de 2009, havia R\$2.866 milhões (descontados os encargos) de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais. A parte mais significativa destes empréstimos diz respeito a (a) empréstimos para os projetos de geração, especialmente Foz do Chapecó, CERAN e ENERCAN (R\$1.987 milhões) e (b) financiamento de programas de investimento das subsidiárias, principalmente CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, por meio das linhas de crédito concedidas de acordo com o empréstimo BNDES – FINEM (R\$852 milhões).

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- *Debêntures.* Em 31 de dezembro de 2009, o saldo devedor em debêntures era de R\$3.250 milhões, dividido em diversas séries de debêntures emitidas pela CPFL Energia, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, EPASA, CPFL Geração, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Brasil, BAESA e RGE. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota 19 às demonstrações financeiras.
- *Outras Dívidas denominadas em Reais.* Em 31 de dezembro de 2009, havia um saldo devedor de R\$458 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real e garantidas pelas receitas do devedor. A maioria destes empréstimos é corrigida com base no CDI ou no IGP-M e têm juros a diversas taxas.
- *Dívidas denominadas em Ien.* CPFL Paulista e CPFL Geração contrataram empréstimos bilaterais, denominados em ienes e convertidos em Reais por meio de contratos de *swap* baseados no CDI. Em 31 de dezembro de 2009, o valor do saldo devedor total era de R\$475 milhões para CPFL Paulista e R\$553 milhões para CPFL Geração.
- *Empréstimo BID.* Em janeiro de 2005, a ENERCAN firmou contrato de empréstimo com o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), no valor de US\$75 milhões, para financiar a usina hidrelétrica de Campos Novos. Em 31 de dezembro de 2009, a participação *pro rata* nesse empréstimo era de US\$32 milhões (equivalentes à época a R\$55 milhões). O empréstimo é corrigido com base na taxa LIBOR, acrescida de 3,5% ao ano. Os prazos de amortização se estendem ao longo de 49 parcelas trimestrais, com período de carência terminado em junho de 2007.
- *Outras Dívidas denominadas em Moeda Estrangeira.* Em 31 de dezembro de 2009, havia outros financiamentos denominados em dólares cujo saldo devedor era de R\$ 50 milhões. Foram contratados *swaps* visando reduzir a exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações. Adicionalmente, havia recebíveis de longo prazo denominados em dólares no valor de R\$ 28 milhões em 31 de dezembro de 2009, que também diminuem a exposição à variação cambial. Para mais detalhes sobre os empréstimos, debêntures e derivativos, vide notas 18, 19 e 35 das demonstrações financeiras da Companhia.

Condições Restritivas

A Companhia e suas controladas estão sujeitas a cláusulas financeiras e operacionais nos termos dos instrumentos financeiros, bem como das subsidiárias. Tais cláusulas incluem:

- Limitações relativas à possibilidade de venda ou garantia de ativos ou de realizar investimentos em terceiros.
- Linhas de crédito do BNDES:
 - As subsidiárias CERAN, ENERCAN, BAESA, Foz do Chapecó, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Mococa, CPFL Jaguari, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista devem pagar primeiramente os montantes sob o empréstimo e depois distribuir dividendos em um montante maior do que os dividendos mínimos obrigatórios de acordo com as leis brasileiras. As concessões das subsidiárias de geração e distribuição também as proíbem fazer empréstimos ou adiantamentos à Companhia, as subsidiárias e afiliadas sem o consentimento da ANEEL. Além disso, há cláusulas para manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos, como segue:
 - CPFL Paulista
 - Endividamento financeiro líquido dividido pelo EBITDA – valor máximo 3,0;
 - Endividamento financeiro líquido dividido pela soma do endividamento financeiro líquido e o Patrimônio Líquido - valor máximo 0,90.
 - CPFL Piratininga
 - Endividamento financeiro líquido dividido pelo EBITDA - valor máximo de 2,5;
 - Endividamento financeiro líquido dividido pela soma do endividamento financeiro líquido e o Patrimônio Líquido - valor máximo 0,80.
 - RGE
 - Endividamento financeiro líquido dividido pelo EBITDA, valor máximo de 2,5;
 - Endividamento financeiro líquido dividido pela soma do endividamento financeiro líquido e Patrimônio Líquido – valor máximo de 0,5.
 - 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.

Adicionalmente, para o empréstimo da controlada indireta EPASA junto ao BNDES - modalidade FINEM - há cláusula restritiva quanto ao índice de cobertura do serviço da dívida em 1,1 vezes. Em caso de descumprimento, fica proibida a distribuição de dividendos acima do mínimo obrigatório até que o índice seja restabelecido.
 - CPFL Renováveis

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os empréstimos captados junto ao BNDES - modalidade FINEM I, tem 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.

- **Banco do Brasil – Capital de Giro**

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, valor máximo de 3,0.

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

As captações em moeda estrangeira realizadas com os bancos Bank of América, BNP Paribás, J.P Morgan, Societe Generale, Citibank, Morgan Stanley, HSBC e Sumitomo estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem das controladas que obtiveram estes empréstimos a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. 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.

- De acordo com as debêntures emitidas pela Companhia, deve manter uma relação de endividamento líquido sobre EBITDA inferior ou igual a 3,75 e uma relação EBITDA sobre resultado financeiro maior ou igual a 2,25.
- De acordo com a terceira emissão de debêntures emitidas pela CPFL Paulista, esta subsidiária deve manter uma relação de endividamento líquido sobre EBITDA menor ou igual a 3,0 e uma relação de EBITDA sobre resultado financeiro maior ou igual a 2,25. De acordo com a quinta emissão de debêntures da CPFL Paulista, esta subsidiária deve manter uma relação de endividamento líquido sobre EBITDA menor ou igual a 3,75 e uma relação de EBITDA sobre resultado financeiro maior ou igual a 2,25.
- De acordo com a quinta emissão de debênture da RGE, esta subsidiária deve manter uma relação de endividamento líquido sobre EBITDA menor ou igual a 3,75 e uma relação de EBITDA sobre resultado financeiro maior ou igual a 2,25.
- De acordo com a terceira emissão de debêntures emitidas pela CPFL Piratininga, esta subsidiária deve manter uma relação de endividamento líquido sobre EBITDA menor ou igual a 3,0 e uma relação de EBITDA sobre resultado financeiro maior ou igual a 2,25. De acordo com a quinta emissão de debêntures da CPFL Piratininga, esta subsidiária deve manter uma relação de endividamento líquido sobre EBITDA menor ou igual a 3,75 e uma relação de EBITDA sobre resultado financeiro maior ou igual a 2,25.
- De acordo com a terceira emissão de debêntures emitidas pela CPFL Geração, esta subsidiária deve manter uma relação de endividamento líquido sobre EBITDA menor ou igual a 3,75 e uma relação de EBITDA sobre resultado financeiro maior ou igual a 2,0. De acordo com a quarta emissão de debêntures da CPFL Geração, esta subsidiária deve manter uma relação de endividamento líquido sobre EBITDA menor ou igual a 3,75 e uma relação de EBITDA sobre resultado financeiro maior ou igual a 2,25.
- De acordo com a segunda emissão de debêntures emitidas pela CPFL Brasil, esta subsidiária deve manter uma relação de endividamento líquido sobre EBITDA menor ou igual a 3,75 e uma relação de EBITDA sobre resultado financeiro maior ou igual a 2,25.
- De acordo com a primeira emissão de debêntures emitidas pela CPFL Santa Cruz, esta subsidiária deve manter uma relação de endividamento líquido sobre EBITDA menor ou igual a 3,75 e uma relação de EBITDA sobre resultado financeiro maior ou igual a 2,25.
- As debêntures emitidas pela controlada em conjunto BAESA prevêem o vencimento antecipado quando o índice de endividamento total superar o limite de 75% dos seus ativos totais.

Atualmente, a Companhia e suas controladas estão em cumprimento com as obrigações financeiras e contratuais. O inadimplemento de qualquer dessas obrigações conferiria aos credores o direito de pleitear o vencimento antecipado das dívidas.

Além disso, diversos instrumentos financeiros das subsidiárias estão sujeitos a vencimento antecipado caso, como resultado de mudanças na estrutura da Companhia e de suas subsidiárias, os atuais acionistas deixem de deter a maioria do capital social com direito a voto da CPFL Energia ou o controle da administração.

Para mais informações sobre as cláusulas financeiras, vide as notas explicativas 17 e 18 de nossas demonstrações financeiras.

Adicionalmente, não há nenhuma subordinação entre as dívidas da CPFL Energia.

g) limites de utilização dos financiamentos já contratados

Estas informações já foram descritas no item 10.1.f.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

As variações mais significativas foram descritas em cada um dos itens constantes neste documento, dependendo da natureza da variação.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

10.2 Comentários dos diretores sobre:

a) resultados das operações do emissor, em especial:

i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Como resultado de nossa associação com a ERSa e a aquisição das ações da Jantus, criamos um segmento operacional para separar as nossas atividades relacionadas a fontes de energia renováveis. Desde 1º de agosto de 2011, temos quatro segmentos de operações: distribuição, fontes convencionais de geração, geração de fontes renováveis e comercialização. Veja a nota explicativa 31 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas. A discussão a seguir está apresentada com base na divisão de 3 segmentos, por não haver dados comparativos de 2010 para o segmento de renováveis.

Nossos segmentos de geração e comercialização representam um percentual pequeno da receita líquida: 5,5% e 7,9% em 2011, 4,5% e 8,4% em 2010, e 4,0% e 10,0% em 2009, respectivamente. Entretanto, a contribuição destes segmentos em nosso lucro líquido é maior (23,3% e 10,1% em 2011 para os segmentos de geração e comercialização respectivamente).

A rentabilidade de nossos segmentos varia. O segmento de distribuição reflete primordialmente vendas a consumidores cativos e cobrança pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) junto a consumidores livres, cujos preços são estabelecidos pelo órgão regulador e a quantidade vendida varia principalmente em função de fatores externos como temperatura, massa salarial e atividade econômica do país. Este segmento representou, em 2011, 86,6% da receita operacional líquida, mas sua contribuição ao lucro líquido é menor (em 2011, 70,2%). Nosso segmento de "Outros" consumiu 3,6% do lucro do exercício de 2011.

Nosso segmento de fontes de geração convencionais consiste, em grande parte, de projetos de novas hidrelétricas, e o nosso segmento de geração de fontes renováveis consiste de parques eólicos e termoelétricas a biomassa e pequenas hidrelétricas. Todas as nossas fontes de geração requerem um elevado investimento em ativos imobilizados, e nos primeiros anos normalmente demandam financiamentos relevantes para construção. A partir do momento em que esses projetos se tornaram operacionais, eles resultaram em uma margem mais elevada (o percentual da receita operacional na receita bruta) do que a margem do segmento de distribuição; no entanto, contribuíram com despesas com juros e custos financeiros mais elevados. Por exemplo, em 2011, nosso segmento de geração representou 29,4% de nosso lucro operacional, mas devido à significativa relevância das despesas financeiras incorridas no financiamento desses projetos, a contribuição do segmento para nosso lucro líquido foi menor. Em 2011, 23,3% de nosso lucro líquido foi procedente de nossas atividades de geração.

Temos reportado o nosso segmento de geração de fontes renováveis de acordo as regras IFRS desde 1º de agosto de 2011, como resultado de nossa associação com a ERSa e Jantus. Por esta razão, não temos informações comparativas separadas para o ano de 2010, e as informações sobre resultados e operações relacionadas ao nosso segmento de geração de fontes renováveis foram incluídas juntamente com segmento de fontes convencionais de geração. Em 31 de dezembro de 2011, 30,3% do imobilizado de nosso segmento de geração de fontes renováveis estava em construção.

Nosso segmento de comercialização vende energia e serviços de valor agregado para consumidores livres e outras concessionárias e permissionárias. Em 2011, 10,1% do nosso lucro líquido foi oriundo do segmento de comercialização.

Nossos segmentos realizam compras e vendas de energia elétrica e serviços de valor agregado entre eles. Em especial, o segmento de geração e de comercialização vende energia e fornece serviços para nossas distribuidoras. Com o objetivo de evitar a duplicidade das receitas e despesas, em nossas demonstrações consolidadas os resultados das transações inter-segmento são eliminadas. Entretanto, a análise dos resultados individuais dos segmentos seria inadequada e incorreta caso desconsideremos estas operações. Como consequência, as vendas entre os segmentos não foram eliminadas na discussão dos resultados.

Serviços corporativos e outras atividades não relacionadas nos segmentos anteriores são agrupados em "Outros". Estão incluídos na apresentação dos segmentos operacionais, itens diretamente a eles atribuíveis, bem como eventuais alocações necessárias, incluindo ativos intangíveis e respectivas amortizações.

Resultados das Operações: 2011 em comparação com 2010

Em 2011, os nossos resultados mostraram um progresso importante, refletindo em especial o ciclo de desenvolvimento que o Brasil está vivenciando, o potencial de crescimento do mercado interno brasileiro, que é refletido

10.2 - Resultado operacional e financeiro

no aumento do consumo de energia nas nossas áreas de concessão de distribuição, os resultados da nossa estratégia de ampliar e diversificar nossos negócios.

Receita Operacional líquida

As receitas operacionais líquidas foram de R\$ 12.764 milhões em 2011, um aumento de 6,2% quando comparado com 2010. Excluindo receitas relacionadas à construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado devido aos custos correspondentes no mesmo valor), a receita operacional líquida seria de R\$11.634 milhões, um aumento de 6,0%, ou R\$654 milhões. O aumento das receitas operacionais refletiu primordialmente maiores receitas pelas distribuidoras, devido ao aumento da quantidade vendida e reajuste de tarifa para os clientes cativos e da receita de TUSD de clientes livres.

A seguinte discussão descreve alterações nas nossas receitas operacionais por destino e por segmento, baseadas nos itens compreendidos na nossa receita bruta.

VENDAS POR DESTINO

- Vendas a Consumidores Finais

O Fornecimento faturado a Consumidores Finais atingiu R\$ 14.907 milhões em 2011, um aumento de 7,0% em comparação com 2010.

As tarifas das distribuidoras são reajustadas a cada ano, sendo os percentuais específicos para cada classe de consumo. O mês em que o reajuste tarifário entra em vigor varia, sendo que o reajuste nas maiores subsidiárias ocorreu em abril (CPFL Paulista), junho (RGE) e em outubro (CPFL Piratininga). Os preços médios para Consumidores Finais em 2011 foram maiores em todas as categorias de consumidor:

- **Consumidores industriais e comerciais.** Com relação aos consumidores cativos (que representam 81,2% da quantidade total vendida a essa categoria), os preços médios aumentaram em 4,8% e 4,3%, respectivamente, devido ao reajuste tarifário anual. Com relação aos Consumidores Livres, os preços médios aumentaram em 18,2% e 16,7%, respectivamente.
- **Consumidores residenciais.** Os preços médios aumentaram em 5,2% principalmente devido a reajustes tarifários.

O aumento das vendas em 2011 refletiu o dinamismo econômico para os consumidores residenciais e comerciais, demonstrando um crescimento mais modesto da atividade econômica por parte da indústria, reflexo do aumento do PIB industrial de 1,6% (abaixo do crescimento total de 2,7%). A quantidade vendida aos consumidores residenciais e comerciais aumentou 4,9% e 5,9%, respectivamente. A quantidade vendida para os consumidores industriais diminuiu 4,5%, refletindo uma queda de 7,5% nas vendas para Consumidores Finais cativos, que foi parcialmente compensada por um aumento de 8,7% nas vendas do mercado livre. Consumidores industriais em nossas áreas de concessão de distribuição, que compram de outros fornecedores no mercado livre também nos pagam uma taxa pelo uso de nossa rede, e esta receita é refletida em nossas demonstrações financeiras, em "Outras Receitas Operacionais".

Suprimento de Energia Elétrica

As receitas operacionais de vendas de suprimento de energia elétrica foram de R\$ 1.298 milhões em 2011 (6,9% das receitas operacionais brutas), representando um aumento de 8,5% em relação a 2010. O aumento ocorreu em função de um aumento de 11,0% na quantidade vendida, parcialmente compensado pela queda de 2,2% no preço médio.

Outras Receitas Operacionais

Nossas outras receitas operacionais brutas foram de R\$1.572 milhões em 2011 (12,3% das nossas receitas operacionais líquidas), comparado com R\$1.387 milhões em 2010. O aumento foi principalmente devido ao aumento na cobrança de TUSD dos nossos Consumidores Livres.

Deduções da receita operacional

Deduzimos determinados impostos e encargos setoriais de nossas receitas operacionais brutas para calcular a receita líquida. Exemplos desses impostos são o ICMS, um imposto estadual, e o PIS e COFINS, impostos federais. Essas deduções representaram 32,3% de nossa receita operacional bruta em 2011 e 31,5% em 2010. A maioria destes impostos

10.2 - Resultado operacional e financeiro

e taxas são calculados com base na receita operacional bruta, enquanto outros variam dependendo do efeito regulatório refletidos nas nossas tarifas. Veja nota explicativa 27 das nossas demonstrações financeiras.

VENDAS POR SEGMENTO

Distribuição

As receitas operacionais líquidas do nosso segmento de distribuição em 2011 somaram R\$11.066 milhões, um aumento de 5,5% comparado a R\$10.485 milhões em 2010. Excluindo receitas relacionadas com a construção da infraestrutura de concessão (que foi totalmente compensado pelos custos de construção), as receitas operacionais líquidas seriam de R\$9.936 milhões, um aumento de 5,2%, ou R\$495 milhões. Este aumento foi principalmente devido a (i) ajustes de tarifa, que resultaram em um aumento médio de 6,4% e Fornecimento Faturado e 3,1% de aumento na quantidade vendida (R\$858 milhões), de receitas faturadas, (ii) um aumento de 17,6% ou R\$200 milhões nas receitas TUSD cobradas de Consumidores Livres, que foram parcialmente compensados por (i) um aumento de R\$295 milhões em impostos incidentes sobre receitas operacionais brutas, e (ii) um aumento de R\$197 milhões nas contribuições CCC e CDE.

Geração

A receita líquida do segmento de geração em 2011 somou R\$1.621 milhões, um aumento de 36,3% (R\$432 milhões) quando comparado com R\$1.189 milhões em 2010. Este aumento reflete principalmente a entrada em operação comercial de Foz do Chapecó em outubro de 2010 e das termoeletricas Termonordeste e Termoparaíba em dezembro de 2010 e janeiro de 2011, respectivamente e o início da consolidação da CPFL Renováveis em agosto de 2011.

Comercialização e serviços

A receita líquida do segmento de comercialização em 2011 foi de R\$1.706 milhões, apresentando uma redução de 4,1% quando comparada com R\$1.779 milhões em 2010. Esta queda reflete primordialmente a queda na quantidade vendida de 13,3%, compensada parcialmente pelo aumento de 11,9% nos preços médios.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS POR NATUREZA

Custos Operacionais e Despesas Operacionais

Energia Elétrica Comprada para Revenda

Nossos custos com energia comprada para revenda foram de R\$4.907 milhões em 2011 (50,5% dos nossos custos totais de operação e despesas de operação). O custo foi 2,8% (R\$143 milhões) menor que em 2010, principalmente pela queda de 2,9% na quantidade comprada, em função da entrada em operação comercial de Foz do Chapecó e Epsa em outubro de 2010 e dezembro de 2010, respectivamente.

O custo da energia comprada de Itaipu por nossas distribuidoras foi 3,6% (R\$37 milhões) menor do que em 2010, devido à estabilidade de quantidade comprada e redução no preço. O preço médio da energia elétrica comprada de Itaipu, que representou 21,3% da quantidade comprada em 2011 foi em média 3,8% menor em 2011 do que em 2010, devido à queda 5,0% na taxa média de câmbio do dólar em 2011.

O custo da compra dos demais geradores diminuiu 2,6% (R\$119 milhões) em 2011 comparados a 2010, devido a um aumento de 1,1% nos preços médios, que foi compensado por uma queda de 3,7% na quantidade comprada destes fornecedores.

Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição.

Nossos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$1.314 milhões em 2011. Estes foram 12,1% (R\$141 milhões) maiores que em 2010 devido principalmente ao aumento de R\$120 milhões na Rede Básica, resultante do início das operações de Foz do Chapecó e Epsa em outubro de 2010 e dezembro de 2010, respectivamente.

Outros Custos e Despesas Operacionais

Nossos outros custos e despesas operacionais abrangem nosso custo operacional, serviços prestados para terceiros, despesas de vendas, despesas gerais e administrativas e outras despesas operacionais, excluindo custos relacionados à construção de infraestrutura de concessão.

Nossos outros custos e despesas operacionais foram de R\$2.363 milhões em 2011, um aumento de 17,1% (R\$344 milhões) comparado a 2010. Isto foi devido principalmente aos seguintes eventos não recorrentes importantes: (i) implementação do nosso programa de aposentadoria incentivada em 2011, no valor agregado de R\$51 milhões, visando potenciais ganhos futuros; (ii) reversão de provisão de PIS/COFINS sobre encargos setoriais da CPFL Paulista no valor de R\$40 milhões; (iii) entrada em operação de Foz do Chapecó, Epsa e início da consolidação da CPFL Renováveis em outubro de 2010, dezembro de 2010 e agosto de 2011, respectivamente (R\$86 milhões); (iv) efeito negativo no item "perda/ganho com alienação de ativos" da CPFL Piratininga em 2011, decorrente de uma receita não-operacional obtida em 2010 com a venda de um imóvel em Santos (R\$ 11 milhões); e (v) aumento resultante da provisão para contingência

10.2 - Resultado operacional e financeiro

de ISS da controlada em conjunto Enercan (R\$ 10 milhões). Expurgando estes efeitos não recorrentes, o aumento de nossos custos e despesas operacionais seria de R\$144 milhões, ou 7,2% que reflete principalmente reajustes inflacionários.

Resultado do Serviço de energia elétrica

Nosso resultado do serviço de energia elétrica foi de R\$3.051 milhões em 2011. Este foi 11,4% (R\$311 milhões) maior que em 2010 devido ao aumento de 6,2% (R\$740 milhões) das nossas receitas líquidas, compensado pelo aumento de 4,6% (R\$429 milhões) nas despesas operacionais e custos de serviços de energia elétrica.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS POR SEGMENTO

Distribuição

O resultado do serviço do segmento de distribuição foi de R\$ 1.922 milhões em 2011 apresentando um aumento de 3,7% quando comparado com 2010. O resultado do serviço da distribuição refletiu o aumento de 5,5% na receita líquida, que foi parcialmente compensado por:

- Custo com energia elétrica: o custo com energia elétrica somou R\$ 6.290 milhões, um aumento de 4,4% quando comparado a 2010. Isso reflete um aumento de 2,1% na quantidade de energia comprada em 2011 em comparação com 2010, e um aumento de 2,3% nos preços médios devido aos reajustes de preços. Porém, este aumento não afeta significativamente nosso lucro operacional, uma vez que este está contemplado nas tarifas de 2011.
- Despesas operacionais: Nossos outros custos e despesas operacionais (outros que não custos de construção de infraestrutura de distribuição) do segmento de distribuição somaram R\$973 milhões, um aumento de 20,0% comparado com 2010. Este aumento foi principalmente devido a (i) aumentos salariais resultantes de negociações de acordos coletivos em 2010 e 2011 e a implementação do programa de aposentadoria incentivada, (ii) aumento de serviços de terceiros, e (iii) aumento em provisões para contingências relacionadas a processos judiciais, conforme comentado anteriormente.

Geração

O resultado operacional do nosso segmento de geração em 2011 somou R\$895 milhões, um aumento de 45,3% comparado com 2010. Este aumento reflete o crescimento de 36,3% da receita líquida e o aumento de 26,7% em outros custos e despesas operacionais. A principal razão para o aumento no resultado do serviço do segmento foi o início das operações comerciais da hidrelétrica Foz do Chapecó em outubro de 2010 e das termoeletricas Termonordeste e Termoparaíba em dezembro de 2010 e janeiro de 2011, respectivamente. O início das operações destas unidades geradoras aumenta principalmente as despesas com depreciação e amortização, que somadas ao impacto da consolidação da CPFL Renováveis fechou em R\$107 milhões.

Comercialização e serviços

O resultado do serviço do segmento de comercialização e serviços foi de R\$264 milhões em 2011, uma queda de 12,9% (R\$39 milhões) quando comparado com 2010. Esta redução foi principalmente devido à redução de 4,1%, ou R\$74 milhões, nas receitas líquidas, e um aumento de R\$29 milhões em outros custos operacionais, principalmente decorrentes da expansão dos negócios de prestação de serviços. A redução nas receitas líquidas e o aumento em outros custos operacionais foram parcialmente compensados por uma diminuição de 4,7% (R\$63 milhões) nos custos com energia elétrica (13,2% de redução na quantidade comprada, parcialmente compensado por um aumento de 9,8% no preço médio).

LUCRO LÍQUIDO POR NATUREZA

Resultado Financeiro Líquido

A despesa financeira líquida foi de R\$689 milhões em 2011, em comparação com R\$354 milhões em 2010. O aumento de R\$335 milhões é principalmente decorrente de: (i) o aumento no nível de nosso endividamento e índices financeiros mais elevados, (ii) diminuição de capitalização de juros devido ao início das operações da CPFL Bioenergia (em agosto de 2010), da hidrelétrica Foz do Chapecó (em outubro de 2010) e das termoeletricas Termonordeste e Termoparaíba (em dezembro de 2010 e janeiro de 2011, respectivamente), através da EPASA; e (iii) consolidação da CPFL Renováveis. Esses efeitos foram parcialmente compensados por um aumento de R\$200 milhões nas nossas receitas com aplicações financeiras devido ao aumento nos saldos médios de caixa e equivalentes de caixa.

Em 31 de dezembro de 2011, o endividamento em moeda nacional totalizou R\$ 11.857 milhões, sobre o qual

10.2 - Resultado operacional e financeiro

incidem juros e correção monetária, calculados com base em diversas taxas e índices do mercado financeiro. Havia ainda o equivalente a R\$1.751 milhões de endividamento em moeda estrangeira (dólares americanos). A fim de reduzir o risco de perdas cambiais no que tange a este endividamento em moeda estrangeira, foram contratados *swaps* cambiais de longo prazo para uma parcela significativa dessa dívida. A variação da taxa média de CDI teve um aumento de 11,6% em 2011, comparado a 9,8% em 2010, e a TJLP permaneceu estável em 6,0% em 2010 e 2011.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Foram registradas despesas líquidas de contribuição social e imposto de renda de R\$780 milhões em 2011, comparadas com R\$825 milhões em 2010. A alíquota efetiva de 33,0% sobre o lucro antes dos tributos foi, em 2011, aproximadamente igual à alíquota oficial de 34,0%.

Lucro Líquido do Exercício

Devido aos fatores explicados acima, o lucro líquido em 2011 foi de R\$ 1.582 milhões, representando um leve aumento de 1,4%, ou R\$ 22 milhões, quando comparado com 2010.

LUCRO LÍQUIDO POR SEGMENTO

Em 2011, 70,2% do nosso lucro líquido foi resultado de nosso segmento de distribuição, 23,3% do nosso segmento de geração e 10,1% do nosso segmento de comercialização e serviços. Nosso segmento "Outros" representaram uma perda líquida de 3,6%.

Distribuição

O lucro líquido do nosso segmento de distribuição em 2011 somou R\$1.111 milhões, uma redução de 5,0%, ou R\$58 milhões, comparado com 2010. A redução neste segmento refletiu principalmente o aumento de R\$161 milhões nas despesas financeiras líquidas devido ao aumento do endividamento que foi parcialmente compensado por uma redução nas despesas com imposto de renda e contribuição social.

Geração

O lucro líquido do nosso segmento de geração em 2011 somou R\$368 milhões, um aumento de 43,1% comparado a 2010. Este aumento foi principalmente devido ao aumento de 36,3% na receita líquida, que foi parcialmente compensado por um aumento de R\$147 milhões nas despesas financeiras líquidas devido a novos financiamentos. O aumento no lucro reflete os efeitos da entrada em operação das novas usinas.

Comercialização e Serviços

O lucro líquido do nosso segmento de comercialização e serviços em 2011 somou R\$160 milhões, uma redução de 22,5%, ou R\$46 milhões. A redução neste segmento refletiu (i) a diminuição de R\$39 milhões no lucro operacional, (ii) aumento de R\$29 milhões nas despesas financeiras líquidas, que foram parcialmente compensadas pela diminuição do imposto de renda (R\$20 milhões).

Resultados das Operações: 2010 em comparação com 2009

A receita operacional líquida cresceu 5,9% (R\$ 666 milhões), atingindo R\$ 12.024 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\$ 10.980 milhões, um crescimento de 2,2% (R\$ 238 milhões).

A discussão a seguir descreve mudanças nas receitas operacionais por natureza e por segmento.

RECEITAS POR NATUREZA

Receita Operacional

As receitas operacionais líquidas foram de R\$ 12.024 milhões em 2010, um aumento de 5,9% quando comparado com 2009. Este aumento, descontando-se a receita de construção da infraestrutura da concessão (que não tem efeito no resultado), seria um crescimento de 2,2% (R\$ 238 milhões). O aumento das receitas operacionais refletiu primordialmente maiores receitas pelas distribuidoras, devido ao aumento da quantidade vendida para os clientes cativos e da receita de TUSD de clientes livres. O aumento médio de 3,6% na quantidade vendida aos consumidores finais é resultado principalmente do aumento de temperatura e pela recuperação da economia em 2010.

Fornecimento Faturado

O Fornecimento faturado a Consumidores Finais atingiu R\$ 13.929 milhões em 2010 um aumento de 3,2% em comparação com 2009.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Os preços médios em 2010 tiveram comportamentos diferentes entre as diversas classes de consumo. Enquanto as classes residencial e rural tiveram aumento no preço médio, as classes industrial, comercial e poderes públicos apresentaram queda no preço médio. As tarifas das distribuidoras são reajustadas a cada ano, sendo os percentuais específicos para cada classe de consumo. O mês em que o reajuste tarifário entra em vigor varia, sendo que o reajuste nas maiores subsidiárias ocorreu em abril (CPFL Paulista), junho (RGE) e em outubro (CPFL Piratininga).

O aumento da quantidade vendida em 2010 refletiu a recuperação da economia. O aumento na quantidade vendida foi de 5,2% e 5,5% para os consumidores residenciais e comerciais, respectivamente. O aumento na quantidade vendida para os consumidores industriais foi de 3,0%, refletindo um aumento na quantidade vendida para os Consumidores Finais cativos em 0,5% e aumento de 10% da quantidade vendida ao mercado livre. Os consumidores industriais em áreas de concessão que compram no ambiente de contratação livre também nos remuneraram pelo uso da rede, sendo que essa receita está refletida nas demonstrações financeiras consolidadas em "Outras Receitas Operacionais".

A pequena variação no preço médio da energia elétrica vendida aos Consumidores Finais apresenta tendências diferentes nas classes de consumidores.

- **Consumidores industriais e comerciais.** Os preços médios para estas classes reduziram em 1,4% e 1,7% respectivamente, relativo aos consumidores cativos (que representam 82,1% da quantidade total vendida a estas classes) e consumidores livres caíram respectivamente 4,5% e 2,8%.
- **Consumidores residenciais.** Esta classe apresentou aumento no preço médio praticado pelas distribuidoras em 1,0%, em função dos reajustes tarifários das nossas 8 distribuidoras.

Suprimento de Energia Elétrica

As receitas operacionais de vendas de suprimento de energia elétrica foram de R\$1.196 milhões em 2010 (6,8% das receitas operacionais brutas), representando uma redução de 7,9% em relação a 2009. A redução ocorreu em função da redução de 1,5% na quantidade vendida e de 6,6% no preço médio.

Outras Receitas Operacionais

As outras receitas operacionais, descontando os efeitos de receita pela disponibilidade da Rede Elétrica - Consumidor Cativo e da Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão, foram de R\$1.387 milhões em 2010 (11,5% da receita líquida), em comparação com os R\$ 1.036 milhões em 2009. O aumento de 33,8% reflete principalmente o desempenho favorável das receitas de TUSD para os consumidores livres e o reajuste de tarifas.

Deduções da receita

As receitas operacionais líquidas são calculadas com base no faturamento bruto deduzidos das receitas operacionais, tributos e encargos regulatórios, entre os quais os mais importantes são o ICMS, PIS e a COFINS. Essas deduções totalizaram 31,5% das receitas operacionais brutas em 2010 e 31,1% em 2009. A maior parte dessas taxas e encargos está baseada no valor das receitas operacionais brutas, enquanto outras variam conforme efeitos regulatórios que estão inclusos nas tarifas das subsidiárias de distribuição.

RECEITA POR SEGMENTO

Distribuição

Em 2010, a receita líquida alcançou de R\$ 10.485 milhões, um crescimento de 7,2% (comparado com R\$ 9.779 milhões em 2009). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão (que foi integralmente compensado pelo registro do custo de construção), a receita líquida seria de R\$ 9.441 milhões, um crescimento de 3,0% (R\$ 278 milhões). Essa variação decorre principalmente do aumento de 42% (R\$ 335 milhões) na receita de TUSD de clientes livres e do aumento de 2,7% nas vendas para o mercado cativo. O aumento da receita operacional foi parcialmente compensado pelo impacto positivo na receita de 2009 devido à inclusão de componentes financeiros na tarifa, como o repasse dos aumentos nos custos em função do acionamento das usinas térmicas e do aumento da taxa de câmbio ocorridos em 2008 e a cobrança do reajuste tarifário extraordinário utilizado para compensar as perdas incorridas no racionamento de 2001 (término em 2009).

Geração

A receita líquida do segmento de geração em 2010 somou R\$1.189 milhões, um aumento de 11,6% quando comparado com R\$1.065 milhões em 2009. Este aumento reflete principalmente a entrada em operação das usinas Baldin, Foz do Chapecó e o início da comercialização de energia pela EPASA.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Comercialização

A receita líquida do segmento de comercialização em 2010 foi de R\$1.779 milhões, apresentando uma ligeira queda de 0,3% quando comparada com R\$1.784 milhões em 2009. Esta queda reflete primordialmente a queda na quantidade vendida de 3,5%, compensada parcialmente pelo aumento no preço médio de 3,3%.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS POR NATUREZA

Custos Operacionais e Despesas Operacionais

Energia Elétrica Comprada para Revenda

Os custos com compra de energia elétrica foram de R\$5.050 milhões em 2010 (75,2% do total de custos e despesas operacionais, descontados os custos com construção de infraestrutura de concessão. Foram 1,4% mais altos do que em 2009, resultado principalmente de (a) aumento de 2,0% no preço médio praticado e, (b) redução de 0,6% na quantidade de energia elétrica comprada.

O preço médio da energia elétrica comprada de Itaipu por nossas empresas de distribuição, que representou 20,7% da quantidade comprada em 2010 foi em média 10,7% menor em 2010 do que em 2009, devido à queda 1,6% nas tarifas em dólar estabelecidas pela ANEEL e da queda de 11,6% na taxa média do dólar em 2010 quando comparada com 2009.

O preço médio praticado pelos demais geradores aumentou em 4,8% sendo que a quantidade de energia comprada destes fornecedores manteve-se constante.

Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição

Os custos com encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 1.172 milhões em 2010 e R\$1.035 milhões em 2009. Este valor é 13,3% superior ao apresentado em 2009, devido ao aumento dos Encargos do Serviço do Sistema e Encargo de Energia de Reserva. Este aumento refere-se principalmente ao rateio de custo de energia de reserva e de termoelétricas que foram acionadas em 2010. Estes encargos, quando acima do previsto nas tarifas, são reembolsados às distribuidoras via processo tarifário.

Parte significativa destes encargos é proveniente de nossas empresas de distribuição (97,0% em 2010).

Outros Custos e Despesas Operacionais

Os outros custos e despesas operacionais (exceto custos do serviço de energia elétrica e da construção com infraestrutura da concessão) foram de R\$ 2.018 milhões em 2010, um aumento de 3,8% com relação a 2009.

O aumento nos custos e despesas operacionais ocorreu principalmente devido aos seguintes fatores: aumento de 7,3% (R\$ 41 milhões) nas despesas com pessoal, decorrente principalmente do acréscimo salarial referente aos Acordos Coletivos de 2009 e 2010 e aumento de 20,2% (R\$ 78 milhões) nas despesas com serviços de terceiros em função de reajuste de preços dos contratos, gastos com manutenção do sistema elétrico, serviços de telefonia, reforço do quadro técnico, consultoria de sistemas e aumento do número de colaboradores nas empresas prestadoras de serviços.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo efeito do reconhecimento do ganho atuarial de R\$81 milhões nos planos de pensão no ano de 2010. Este reconhecimento é resultado dos laudos atuariais preparados por uma empresa especializada e varia principalmente em função das premissas macroeconômicas, em especial a rentabilidade dos ativos.

Resultado do Serviço

O resultado do serviço em 2010 totalizou R\$ 2.739 milhões, apresentando uma queda de 1,6% em relação a 2009, em função do aumento de 6,9% nas despesas operacionais e custo do serviço, embora compensados parcialmente pelo aumento da receita líquida de 5,9%.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS POR SEGMENTO

Distribuição

O resultado do serviço do segmento de distribuição foi de R\$1.853 milhões em 2010 apresentando uma pequena queda de 0,4% quando comparado com 2009. As principais razões para esta queda são:

- Receita líquida: Conforme mencionado acima, em 2009 houve efeito da inclusão do componente financeiro na tarifa como o repasse do aumento dos custos em função do acionamento das usinas térmicas e aumento da taxa de câmbio ocorrido no ano anterior, sendo portanto, pontual o efeito ocorrido na receita líquida em 2009 ao se realizar a comparação com o exercício de 2010;
- Outros efeitos:

10.2 - Resultado operacional e financeiro

- Custo com energia elétrica: o custo com energia elétrica somou R\$ 6.023 milhões, um aumento de 4,6% quando comparado a 2009, pois embora a quantidade de energia comprada tenha reduzido 1,8% em 2010, o preço médio sofreu um incremento de 6,5% para o mesmo período, em função dos reajustes nos preços de energia, entretanto este aumento do custo não impacta de forma relevante o resultado do serviço já que tal aumento está substancialmente contemplado na tarifa cobrada em 2010.
- Despesas operacionais: em 2010, as despesas operacionais somaram R\$811 milhões, um aumento de 3,1% quando comparadas com R\$787 milhões em 2009. Este aumento reflete principalmente o acréscimo salarial referente aos Acordos Coletivos de 2009 e 2010 e aumento das despesas com serviços de terceiros conforme descrito anteriormente.

Geração

O resultado do serviço do segmento de geração foi de R\$616 milhões em 2010, uma queda de 5,1% quando comparado com 2009. Este decréscimo do resultado ocorreu em função do aumento dos custos decorrentes da necessidade de compra de energia no mercado para honrar os compromissos assumidos pelas controladas Epasa e Foz do Chapecó cujas entradas em operação sofreram atrasos.

Comercialização

O resultado do serviço do segmento de comercialização foi de R\$303 milhões em 2010, um aumento de 3,6% quando comparado com 2009. Este aumento reflete a redução do Custo com Energia Elétrica de 3,4%, composto por queda de 3,8% na quantidade comprada, compensada parcialmente pelo aumento de 0,5% no preço médio de compra.

LUCRO LÍQUIDO POR NATUREZA

Resultado Financeiro Líquido

A despesa financeira líquida foi de R\$354 milhões em 2010, em comparação com R\$310 milhões em 2009. Este aumento deve-se principalmente ao aumento dos encargos financeiros das dívidas em função da elevação no nível de endividamento. Outro fator que contribuiu para o aumento das despesas financeiras foi o início de operação da controlada indireta Foz do Chapecó que passou a registrar a atualização monetária da dívida e Uso do bem público como despesa financeira do período. O aumento das rendas de aplicações financeiras foi decorrente do aumento do saldo médio de caixa e equivalentes em 2010 quando comparado com 2009.

Em 31 de dezembro de 2010, o endividamento em moeda nacional totalizou R\$ 8.937 milhões, sobre o qual incidem juros e correção monetária, calculados com base em diversas taxas e índices do mercado financeiro. Havia ainda o equivalente a R\$470 milhões de endividamento em moeda estrangeira (dólares americanos e ienes japoneses). A fim de reduzir o risco de perdas cambiais no que tange a este endividamento em moeda estrangeira, foram contratados *swaps* cambiais de longo prazo para uma parcela significativa dessa dívida. As variações das taxas de indexação mantiveram pequenas alterações em 2010, com a taxa média de CDI caindo de 9,9% em 2009 para 9,8% em 2010 e a TJLP reduzindo de 6,1% em 2009 para 6,0% em 2010.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Foram registradas despesas líquidas de contribuição social e imposto de renda de R\$825 milhões, comparadas com R\$784 milhões em 2009. A alíquota efetiva de 34,6% sobre o lucro antes dos tributos foi aproximadamente igual à alíquota oficial de 34%.

Lucro Líquido do Exercício

Devido aos fatores explicados acima, o lucro líquido em 2010 foi de R\$ 1.560 milhões, representando uma redução de 7,6% (R\$ 129 milhões), quando comparado com 2009.

LUCRO LÍQUIDO POR SEGMENTO

Em 2010, 74,9% de nosso lucro líquido foi oriundo do segmento de distribuição, 16,5% da geração, 13,2% da comercialização. "Outros" representaram um prejuízo de 4,6%.

Distribuição

10.2 - Resultado operacional e financeiro

O lucro líquido do segmento de distribuição foi de R\$1.169 milhões, um aumento de 0,8% (R\$ 10 milhões), que refletiu principalmente a diminuição em 20 milhões das despesas financeiras líquidas, compensada parcialmente pela queda de 8 milhões do resultado do serviço e aumento em R\$ 2 milhões nas despesas com imposto de renda e contribuição social.

Geração

O lucro líquido do segmento de geração foi de R\$257 milhões, uma redução de 22,5%, que refletiu principalmente (i) a queda de 5% no resultado do serviço em função da maior compra de energia para atender contratos de fornecimento das controladas que ainda não estavam em operação e, (ii) devido ao aumento de endividamento por ter havido novas captações para financiamentos dos projetos e também devido a atualização do componente financeiro do "Uso do Bem Público".

Comercialização

O lucro líquido do segmento de comercialização foi de R\$207 milhões, uma redução de 1,5%, que refletiu o consumo do aumento de 3,5% do resultado do serviço pelas despesas financeiras líquidas.

b) variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços;

Tarifas Reguladas de Distribuição

O resultado das operações é afetado significativamente por mudanças nas tarifas reguladas de energia elétrica. Mais especificamente, a maior parte da receita é derivada da venda de energia elétrica para Consumidores Finais cativos com base em tarifas reguladas. Em 2011, as vendas para Consumidores Finais cativos representaram 69,9% da quantidade de energia vendida e 75,5% da receita operacional. Em 2010, as vendas para Consumidores Finais cativos representaram 71,0% da quantidade de energia vendida e 76,1% da receita operacional, em comparação com 70,1% e 78,6% em 2009. Essas proporções podem diminuir se os clientes migrarem da situação de Consumidores Finais cativos para Consumidores Livres.

As receitas operacionais e margens dependem substancialmente do processo de revisão das tarifas, e a administração empenha-se em manter um relacionamento construtivo com a ANEEL, com o governo e com os demais participantes do mercado, para que o processo de revisão de tarifas reflita adequadamente os interesses dos consumidores e acionistas.

Reajuste Tarifário Anual

Os aumentos de tarifas das subsidiárias de distribuição se aplicam de maneira diferenciada para cada classe de consumidores, havendo, em geral, aumentos diferenciados em função do mercado de referência utilizado em cada reajuste tarifário ou revisão tarifária periódica. A tabela a seguir apresenta o aumento médio em termos percentuais de cada reajuste anual a partir de 2009. O aumento percentual das tarifas deve ser avaliado à luz da taxa da inflação brasileira.

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Mococa	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari
2009								
Reposic. econômico ⁽¹⁾	13,58%	2,81%	10,44%	10,69%	10,52%	10,58%	11,80%	11,01%
Componentes financeiros ⁽²⁾	7,64%	3,17%	8,51%	13,40%	0,66%	2,36%	-0,16%	0,35%
Reposic. total	21,22%	5,98%	18,95%	24,09%	11,18%	12,94%	11,64%	11,36%
2010⁽⁴⁾								
Reposic. econômico ⁽¹⁾	1,55%	8,59%	1,72%	1,90%	4,15%	-6,32%	4,30%	5,81%
Componentes financeiros ⁽²⁾	1,15%	1,52%	10,65%	8,19%	-0,17%	-6,89%	1,36%	-0,65%
Reposic. total	2,70%	10,11%	12,37%	10,09%	3,98%	-13,21%	5,66%	5,16%
2011⁽⁴⁾								
Reposic. econômico ⁽¹⁾	6,11%	(4)	8,58%	8,01%	6,84%	6,42%	6,57%	5,22%
Componentes financeiros ⁽²⁾	1,27%	(4)	8,63%	15,60%	2,66%	1,34%	1,45%	0,25%
Reposic. total	7,38%	(4)	17,21%	23,61%	9,50%	7,76%	8,02%	5,47%
2012								
Reposic. econômico ⁽¹⁾	(5)	(5)	(5)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)
Componentes financeiros ⁽²⁾	(5)	(5)	(5)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)
Reposic. total	(5)	(5)	(5)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)

(1) Essa parcela do ajuste reflete primariamente a taxa de inflação do período e é usada como base para os ajustes dos anos subsequentes.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

(2) Essa parcela do ajuste reflete na liquidação de ativos e passivos registrados por competência, principalmente a CVA, e não é considerada no cálculo do ajuste do ano seguinte.

(3) Estes valores foram calculados com base no novo aditivo nos contratos, descrito a seguir.

(4) A ANEEL postergou o 3º ciclo de revisão periódica destas distribuidoras.

(5) O reajuste anual da CPFL Paulista, RGE e CPFL Piratininga ocorre em abril, junho e outubro respectivamente.

Em 2 de fevereiro de 2010, a ANEEL aprovou a proposta para o adendo aos contratos de concessão de distribuidores de energia elétrica ("o Adendo dos Contratos de Concessão"). O Adendo dos Contratos de Concessão modificou a metodologia de cálculo dos ajustes tarifários, excluindo os efeitos de variações do mercado resultantes das diferenças entre a energia vendida projetada e a real (principalmente relacionada aos encargos setoriais) da base de cálculo para o cálculo do ajuste de tarifas. Não esperamos que a nova metodologia de cálculo afete materialmente nossos resultados futuros ou condição financeira.

A nova metodologia prevista nesse aditivo já foi aplicada aos reajustes tarifários que ocorreram em fevereiro de 2010, tornando definitivos os valores homologados para as oito distribuidoras do grupo.

Revisões Periódicas

A tabela a seguir apresenta os resultados do primeiro, segundo e terceiro ciclos de revisões periódicas.

	Primeiro ciclo		Segundo ciclo			
	Data do ajuste	Ajuste total	Data do ajuste	Reposic. econômico	Compon. financeiros	Ajuste total
CPFL Paulista	8 de abril de 2003	20,66%	8 de abril de 2008	-14,07%	0,07%	-14,00%
CPFL Piratininga	23 de outubro de 2003	10,14%	23 de outubro de 2007	-13,50%	0,73%	-12,77%
RGE	19 de abril de 2003	27,96%	19 de abril 2008	-8,11%	10,45%	2,34%
CPFL Santa Cruz.....	3 de fevereiro de 2004	17,14%	3 de fevereiro de 2008	-17,05%	2,64%	-14,41%
CPFL Mococa.....	3 de fevereiro de 2004	21,73%	3 de fevereiro de 2008	-10,41%	2,81%	-7,60%
CPFL Leste Paulista	3 de fevereiro de 2004	20,10%	3 de fevereiro de 2008	-3,22%	1,04%	-2,18%
CPFL Sul Paulista.....	3 de fevereiro de 2004	12,29%	3 de fevereiro de 2008	-4,59%	-0,60%	-5,19%
CPFL Jaguari	3 de fevereiro de 2004	-6,17%	3 de fevereiro de 2008	-3,79%	-1,38%	-5,17%

Terceiro ciclo	
Data do ajuste	Ajuste total
CPFL Paulista	8 de abril de 2013
CPFL Piratininga	23 de outubro de 2011 (1)
RGE	19 de junho de 2013
CPFL Santa Cruz.....	3 de fevereiro de 2012 (1)
CPFL Mococa.....	3 de fevereiro de 2012 (1)
CPFL Leste Paulista.....	3 de fevereiro de 2012 (1)
CPFL Sul Paulista.....	3 de fevereiro de 2012 (1)
CPFL Jaguari	3 de fevereiro de 2012 (1)

(1) Como resultado do atraso da ANEEL em determinar a metodologia aplicável ao terceiro ciclo de revisões periódicas, a revisão periódica da CPFL Piratininga, originalmente programada para 23 de outubro de 2011, foi prorrogada para 23 de outubro de 2012. Por esse mesmo motivo, o processo de revisões periódicas para CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista foi prorrogado de 3 de fevereiro de 2012 para 3 de fevereiro de 2013.

Vendas a Consumidores Potencialmente Livres

Com o intuito de promover transações mais competitivas de energia elétrica, o governo modificou em 1995 a regulamentação do setor permitindo que determinados consumidores possam deixar o ambiente de tarifas reguladas e se tornar consumidores "livres", com direito a contratar seu fornecimento de energia elétrica com qualquer fornecedor. Atualmente, em comparação ao número total de consumidores cativos da Companhia, o número de Consumidores Potencialmente Livres é relativamente pequeno; no entanto, representa um percentual relevante da receita e da quantidade de energia elétrica distribuída. Nos anos de 2011, 2010 e 2009, aproximadamente 17,6%, 22,9% e 22,6% da quantidade de energia elétrica distribuída pela Companhia foi destinada a Consumidores Potencialmente Livres, respectivamente. A maioria dos Consumidores Potencialmente Livres não optou por tornar-se um Consumidor Livre. Isto possivelmente ocorreu (i) por estes consumidores terem considerado que as vantagens de um contrato de longo prazo com taxas de energia elétrica inferiores à tarifa regulada são superadas pelas desvantagens relacionadas a custos adicionais (em particular, a tarifa pelo uso do sistema de transmissão) e pelo risco de flutuação dos preços no longo prazo e (ii) porque parcela significativa dos Consumidores Potencialmente Livres, que celebraram contratos antes de julho de 1995, ficam limitados a mudar para fornecedores que adquirem energia elétrica de fontes de energia renovável, tais como PCHs ou biomassa. Mesmo que um consumidor decida migrar do sistema de tarifas reguladas para se tornar um

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Consumidor Livre, ele ainda teria que pagar à Companhia a tarifa pelo uso do sistema de distribuição, ou TUSD, e tais pagamentos praticamente eliminaram as perdas na receita operacional decorrentes de tal migração. Não se espera que um número substancial dos consumidores tornem-se Consumidores Livres, mas as perspectivas a longo prazo desta migração entre diferentes mercados (cativo e livre) e seu impacto no resultado são difíceis de serem previstas.

Preços para a Energia Elétrica Adquirida

Os preços da energia elétrica adquirida pelas distribuidoras nos termos de contratos de longo prazo firmados no ambiente de contratação regulada são (i) aprovados pela ANEEL, no caso de contratos assinados antes do Novo Modelo do Setor Elétrico, e (ii) determinados em leilões para aqueles assinados após o Novo Modelo, enquanto os preços da energia elétrica comprada no ambiente de contratação livre baseiam-se em índices de mercado prevalentes, de acordo com o contrato bilateral. Em 2011, foram adquiridos 50.853 GWh, em comparação a 52.384 GWh e 52.674 GWh em 2010 e 2009 respectivamente. Os preços nos contratos de longo prazo são corrigidos anualmente para refletir os aumentos em determinados custos de geração e a inflação. A maioria dos contratos tem reajustes vinculados ao reajuste anual nas tarifas de distribuição, de forma que os aumentos de custos são repassados aos consumidores por meio de aumentos de tarifas. Como uma crescente parcela da energia elétrica é adquirida em leilões públicos, o êxito das estratégias nesses leilões afeta as margens e a exposição ao risco de preço de mercado, uma vez que a capacidade de repassar os custos de aquisição de energia elétrica estará vinculada ao êxito na projeção da expectativa de demanda.

Também foi adquirida uma quantidade substancial de energia elétrica de Itaipu nos termos de obrigações "take-or-pay" a preços regidos pelos regulamentos adotados nos termos de um contrato internacional. As concessionárias com operações no Centro-Oeste, Sul e Sudeste são obrigadas por lei a adquirir uma parcela da participação brasileira na capacidade disponível de Itaipu. Em 2011, foram adquiridos 10.855 (21,3% do total comprado) de energia elétrica de Itaipu, 10.835 GWh (20,7% do total comprado) e 11.084 GWh (21,0% da energia elétrica comprada) em 2010 e 2009 respectivamente. O preço da energia elétrica de Itaipu é estabelecido em dólares para refletir os custos de pagamento de sua dívida. De forma correspondente, o preço da energia elétrica adquirida de Itaipu aumenta em termos reais quando o real se desvaloriza em relação ao dólar. A mudança nos custos para a energia elétrica de Itaipu está sujeita ao mecanismo de recuperação de custos da Parcela A descrito abaixo.

Em 2011, a capacidade instalada de geração alcançou 2.644 MW. As usinas da CPFL Bioenergia, Foz do Chapecó e Termonordeste (Epsa) entraram em operação em agosto, outubro e dezembro de 2010, respectivamente. Em julho de 2010, adquirimos o parque eólico Campo dos Ventos no estado do Rio Grande do Norte. Também em 2010, constituímos a CPFL Bio Ipê e CPFL Bio Pedra para desenvolver projetos de geração de energia elétrica a partir do bagaço da cana de açúcar em parceria com o Grupo Pedra Agroindustrial. Esperamos que em 2012 iniciem as operações da Bio Ipê e da Bio Pedra. Em 2011, as termoeletricas Termoparaíba, CPFL Bio Formosa e CPFL Bio Buriti, bem como a quarta unidade geradora da Foz do Chapecó, iniciaram suas operações. Em Fevereiro de 2012, foi iniciada a construção das termoeletricas movidas a biomassa da CPFL Bio Alvorada e da CPFL Bio Coopcana, esperamos que suas operações se iniciem em 2013. As operações dos parques eólicos de Macacos I e de São Benedito estão previstas para iniciarem em 2013 e 2014, respectivamente. Como resultado dos nossos projetos de geração de energia elétrica em andamento, nossa capacidade instalada aumentará para 3.301 MW que representa um aumento de 25% até 2014 (incluindo a aquisição dos parques eólicos dos complexos Atlântica e Bons Ventos).

A maior parte da energia elétrica que foi adquirida no mercado livre foi comprada pela comercializadora CPFL Brasil, que revende esta energia elétrica a Consumidores Livres e a outras concessionárias e licenciadas (inclusive as subsidiárias).

Variações de Custos Não Gerenciáveis - Custos da Parcela A

A conta de compensação da variação dos custos da Parcela A, chamada CVA, é utilizada para refletir nas tarifas de distribuição a variação de alguns dos custos, conhecidos como custos da Parcela A, que são não-gerenciáveis. Em geral, quando esses custos são superiores às projeções utilizadas na fixação da tarifa de distribuição, adquire-se o direito a ser recuperado no reajuste anual subsequente.

Em função da adoção das normas internacionais de contabilidade (IFRS), ativos e passivos regulatórios não podem ser registrados nas demonstrações financeiras 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 no momento do faturamento de energia elétrica por parte dos clientes cativos.

Por exemplo, compramos energia de Itaipu, cujo custo está atrelado ao dólar. Caso o dólar se valorize frente ao real, nossos custos aumentarão, sem a respectiva receita relacionada no mesmo período. Estas perdas serão compensadas no futuro, no momento do próximo reajuste tarifário anual.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

c) impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro do emissor;

Conjuntura Econômica Brasileira

Todas as operações estão no Brasil, e por essa razão a conjuntura econômica brasileira afeta os negócios da Companhia e suas controladas. Em especial, o desempenho geral da economia brasileira afeta a demanda de energia elétrica, e a inflação afeta os custos e as margens. A conjuntura econômica brasileira caracteriza-se por significativas variações nos índices de crescimento econômico, que foi muito lento de 2001 a 2003, apresentando recuperação desde 2004. Em 2009, este ritmo de crescimento se interrompeu em função da crise internacional. Em 2010, houve um forte crescimento em função da recuperação econômica pós efeito da crise financeira internacional de 2008/2009. Em 2011, face às dificuldades da economia internacional, mais precisamente na Zona do Euro, houve reflexo no crescimento da economia brasileira.

A tabela abaixo mostra a inflação, a mudança no produto interno bruto e a variação no valor do real face ao dólar para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro		
	2011	2010	2009
Inflação (IGP-M) ⁽¹⁾	5,1%	11,3%	-1,7%
Inflação (IPCA) ⁽²⁾	6,5%	5,9%	4,3%
Crescimento (retração) no Produto Interno Bruto real	2,7%	7,5%	-0,2%
Depreciação (apreciação) do real x U.S. dólar	12,6%	-4,3%	-25,5%
Taxa de câmbio no fim do período - US\$1.00	R\$1,876	R\$1,666	R\$1,741
Taxa de câmbio média - US\$1.00 ⁽³⁾	R\$1,671	R\$1,759	R\$1,990

Fontes: Fundação Getúlio Vargas, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística e Banco Central

⁽¹⁾ A inflação (IGP-M) é o índice geral de preços de mercado medido pela Fundação Getúlio Vargas.

⁽²⁾ A inflação (IPCA) é um índice amplo de preços ao consumidor medido pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, sendo a referência para as metas de inflação estabelecidas pelo CMN.

⁽³⁾ Representa a média das taxas de venda comerciais no último dia de cada mês durante o período.

A inflação afeta os negócios essencialmente pelo aumento dos custos operacionais e despesas financeiras devido aos encargos de dívidas serem corrigidos pela inflação. Pode-se recuperar uma parte desse aumento de custos por meio do mecanismo de recuperação de custos da Parcela A, porém existe um tempo entre o momento do custo incorrido a maior e aquele no qual as tarifas reajustadas são recebidas, seguindo o reajuste tarifário anual. Os valores que nos são devidos com base na Parcela A são atrelados à variação da taxa SELIC até que sejam repassados às tarifas. Entretanto, esta compensação se realizará somente através do faturamento de energia ocorrido após o reajuste tarifário subsequente, no qual tenha sido contemplado tais perdas.

A depreciação do real eleva o custo de serviço da dívida em moeda estrangeira e os custos de aquisição de energia elétrica da hidrelétrica de Itaipu, um de nossos principais fornecedores e que seus custos são ajustados parcialmente em função da variação do dólar americano. Além disso, também pode inibir o acesso aos mercados de capitais internacionais e reduzir o valor em dólar dos dividendos e o equivalente em dólares ao preço de mercado das ações ordinárias. Alguns fatores externos impactam significativamente os negócios, tais como:

- **Consumidores residenciais e comerciais:** estas classes sofrem grande influência das temperaturas e da distribuição de massa salarial no país. Desta maneira, quando se registram temperaturas elevadas e ocorre aumento da massa salarial da população, as vendas crescem;
- **Consumidores industriais:** o consumo desta classe geralmente está em consonância com, entre outros fatores, a atividade econômica do país, tendo uma correlação com o Produto Interno Bruto. Em momentos de crise econômica, esta classe normalmente sofre os maiores impactos.

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

10.3 Comentários dos diretores sobre os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras do emissor e em seus resultados

a) introdução ou alienação de segmento operacional

Em 2011, a partir de 1º de agosto, com a associação com a ERSA e aquisição das ações da Jantus, descritas nas notas 1 e 13 de nossas demonstrações financeiras, a Administração passou a analisar estas operações de forma segregada, e portanto foi criado um novo segmento operacional para segregar as atividades relacionadas a energias renováveis das atividades relacionadas a energias de fontes convencionais. Desta forma, as análises de segmentos em 2011 ainda consideram o segmento de energia renovável sendo contemplado pelo segmento de geração, uma vez que os comentários devem ter base comparativa.

b) constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Em 2010 o Grupo venceu o Leilão Aneel nº 05/2010, de agosto de 2010, para comercialização do Parque Eólico Campo dos Ventos II, localizado no Estado do Rio Grande do Norte, e constituiu a CPFL Bio Buriti, CPFL Bio Ipê e CPFL Bio Pedra, para, em parceria com o Grupo Pedra Agroindustrial, desenvolver projetos de geração movidos a biomassa de cana-de-açúcar.

Em setembro de 2009, o Grupo, por meio da CPFL Geração, adquiriu 51% das ações da Epasa para viabilizar investimentos em geração de energia a óleo combustível. Os dois empreendimentos termelétricos, Termoparaíba e Termonordeste, terão 341,5 MW de potência instalada e 247,8 MW médios de energia assegurada com entrada em operação comercial prevista para o terceiro trimestre de 2010.

Em 2009, também foram identificados e desenvolvidos projetos de geração eólica, sendo que, em setembro de 2009, o Grupo adquiriu um complexo de parques eólicos no Estado do Rio Grande do Norte, composto pelos parques Santa Clara I, II, III, IV, V e VI e Eurus VI. O projeto possui capacidade instalada total de 188 MW e energia assegurada de 76 MW médios. A energia assegurada já foi comercializada no Leilão ANEEL nº 03, realizado pelo Governo Federal em 14 de dezembro de 2009. Os parques eólicos serão erguidos nos municípios de Parazinho e João Câmara (RN), com previsão de entrada em operação em julho de 2012.

Em outubro de 2009, o Grupo constituiu a CPFL Bio Formosa, que assinou um contrato de parceria com o Grupo Farias para o desenvolvimento de projeto de geração à biomassa de cana-de-açúcar (Projeto Baía Formosa). O projeto consiste na implantação da Usina Termoelétrica Bio Formosa (40 MW/25 MW médios/safra), a qual iniciou suas operações em 2 de setembro de 2011.

Em 7 de abril de 2011, a CPFL Energia S.A. celebrou um Contrato de Compra e Venda para a aquisição de 100% das ações da Jantus. Em 21 de setembro de 2011, a CPFL Energia S.A. cedeu o Contrato de Compra e Venda para a CPFL Energias Renováveis. Para concluir a aquisição, nossa subsidiária CPFL Comercialização Brasil S.A. aportou fundos à CPFL Energias Renováveis. A operação contemplou a aquisição de: (i) quatro parques eólicos em operação no Estado do Ceará com capacidade instalada de 210 MW e (ii) um conjunto de projetos de parques eólicos com capacidade total instalada de 732 MW nos Estados do Ceará e Piauí, dos quais 412 MW já foram certificados e estão qualificados para participação nos próximos leilões de energia. A aquisição foi concluída em 19 de dezembro de 2012.

Em 19 de abril de 2011, firmamos um contrato com a Energias Renováveis S.A. ("ERSA") para combinar ativos e projetos relacionados a fontes de energia renovável (usinas de energia eólica, de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas). A operação envolveu: (i) a transferência de usinas de energia eólica, de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas anteriormente de propriedade e operadas pela CPFL Geração e CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil") para determinadas empresas, que posteriormente transferiram as usinas de energia eólica, de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas para uma holding (a "SMITA"); (ii) a organização da SMITA pela CPFL Geração e CPFL Brasil; (iii) a incorporação da SMITA pela ERSA, da qual nós acabamos detendo uma participação de 54.5%; e (iv) a alteração da razão social da ERSA para CPFL Energia Renováveis S.A. ("CPFL Energias Renováveis"). As demonstrações financeiras da CPFL Energias Renováveis foram consolidadas em nossas demonstrações financeiras consolidadas desde 1º de agosto de 2011. A operação foi ratificada pelos nossos acionistas em 19 de dezembro de 2011.

Em 17 de agosto de 2011, a controlada indireta CPFL Renováveis adquiriu a totalidade das ações representativas de 100% do capital social votante e total da Santa Luzia Energética S.A. ("Santa Luzia"), que possui uma PCH em operação no Estado de Santa Catarina, com potência instalada de 28,5 MW e energia assegurada de 18,4 MW médios. Em 29 de dezembro de 2011, a Companhia concluiu a aquisição da Santa Luzia, tendo sido a transação liquidada em 4 de janeiro de 2012.

Em 13 de 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

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

S.A., Atlântica II Parque Eólico S.A., Atlântica IV Parque Eólico S.A. e Atlântica V Parque Eólico S.A. ("sociedades"). As sociedades são detentoras de autorização 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. O contrato de compra e venda está sujeito à aprovação da ANEEL e demais condições inerentes a este tipo de negociação.

Em 24 de fevereiro de 2012, a CPFL Renováveis celebrou contrato de compra e venda de ações da sociedade BVP S.A., que detém 100% das ações da sociedade Bons Ventos Geradora de Energia S.A. A Bons Ventos detém autorização outorgada pela ANEEL para explorar os parques eólicos Taíba Albatroz, Bons Ventos, Enacel e Canoa Quebrada, com capacidade total instalada de 157,5 MW. O valor total da aquisição é de R\$ 600 milhões. 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 20 anos, através do PROINFA. O fechamento da aquisição e o pagamento do respectivo preço encontram-se sujeitos à satisfação das condições precedentes estabelecidas no contrato de compra e venda de ações e à obtenção das aprovações prévias pertinentes, nas quais se incluem a anuência da ANEEL, dos bancos financiadores, e dos órgãos de defesa da concorrência, incluindo o CADE – Conselho Administrativo de Defesa Econômica.

c) eventos ou operações não usuais

Não aplicável em razão de não ter havido eventos ou operações não usuais no período.

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

10.4 Comentários dos diretores sobre:

a) mudanças significativas nas práticas contábeis

Em função da promulgação das Leis 11.638/07 e 11.941/09, durante o exercício de 2008, o CPC emitiu e a CVM aprovou uma série de Pronunciamentos e Interpretações contábeis que tinha por objetivo a convergência das práticas contábeis brasileiras às práticas internacionais de contabilidade ("IFRS"). Tais pronunciamentos foram integralmente aplicados concluindo a primeira fase do processo de convergência.

Para que o processo fosse totalmente concluído, novos pronunciamentos foram emitidos ao longo de 2009 e 2010, de modo a permitir que as demonstrações financeiras consolidadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2010 fossem aplicadas em consonância com as normas internacionais.

As demonstrações financeiras de 2010 foram as primeiras demonstrações preparadas em conformidade com o IFRS. Para que o processo de harmonização de práticas contábeis fosse possível, a Companhia aplicou os CPCs 37 e 43 e o IFRS 1, adotando como data de transição 1º de janeiro de 2009 e conseqüentemente as demonstrações financeiras de 2009 foram reapresentadas com os ajustes identificados na adoção dos referidos CPCs.

As demonstrações financeiras de 2011 estão em conformidade com o IFRS, de acordo com as normas emitidas pelo IASB. De acordo com os pronunciamentos mencionados acima, existem exceções obrigatórias e isenções opcionais de aplicação retroativa.

Procedimentos adotados pela Companhia:

- Benefícios a empregados: Registro dos planos de pensão do tipo benefício definido. Dada a impraticabilidade da aplicação retroativa, a companhia aplicou a isenção e foram reconhecidos todos os ganhos e perdas atuariais passados em 1º de janeiro de 2009 em contrapartida à conta de prejuízo acumulado.
- ICPC 01 – Contratos de concessão: Recomposição dos ativos financeiros e ativos intangíveis contabilizados de acordo com o ICPC 01 e IFRIC 12 de forma retroativa. Desta forma, a Companhia não utilizou a isenção permitida pelas regras de transição.
- Combinação de negócios: De acordo com a isenção permitida pelo CPC 37 e IFRS 1, na transição para as normas internacionais de contabilidade a Companhia optou por não aplicar retroativamente os requerimentos do CPC 15 – Combinações de Negócios. Desta forma, somente as combinações de negócios ocorridas após 01 de janeiro de 2009 refletem os requerimentos deste pronunciamento.
- Custo atribuído: O CPC 37 permite a opção pela mensuração de um ativo imobilizado pelo custo atribuído na data de transição, conforme Interpretação Técnica "ICPC 10 - Interpretação sobre a Aplicação Inicial ao Ativo Imobilizado e à Propriedade para Investimento dos Pronunciamentos Técnicos CPCs 27, 28, 37 e 43". A Companhia optou por registrar ao valor de mercado, na data de transição, os ativos imobilizados das controladas CPFL Sul Centrais e CPFL Geração.
- As estimativas utilizadas na preparação das demonstrações financeiras em 1º de janeiro de 2009 e em 31 de dezembro de 2009 são consistentes com as estimativas feitas nas mesmas datas de acordo com as práticas anteriormente adotadas no Brasil.

As principais naturezas de ajustes e reclassificações estão descritas a seguir.

Reclassificações nos valores das demonstrações financeiras anteriormente publicadas

De modo a adequar a apresentação das demonstrações financeiras ao novo padrão contábil, algumas reclassificações foram feitas buscando melhorias no entendimento das operações da Companhia. Estas reclassificações referem-se basicamente a (i) reclassificação dos saldos de provisões para contingências que antes eram apresentados líquido dos depósitos judiciais, (ii) transferência do saldo de créditos ou débitos fiscais do circulante para o não circulante e conseqüente realização do encontro dos saldos de ativos e passivos observadas às disposições contidas no CPC 26 – Apresentação das Demonstrações Financeiras e CPC 32 – Tributos sobre o Lucro, e (iii) transferência de saldos entre contas para abrir ou agrupar itens que passaram ou deixaram de ser relevantes na apresentação do balanço patrimonial, após a adoção das novas práticas.

Natureza dos ajustes na adoção inicial do IFRS

- Ajustes de consolidação

O conceito de consolidação aplicado pelas práticas contábeis anteriormente adotadas, difere dos conceitos previstos pelos CPCs 36 e 19 que estão fundamentados pelo critério de controle. De acordo com o CPC 36, controle é o poder de governar as políticas financeiras e operacionais da entidade de forma a obter benefício das suas atividades. O CPC 19, define que o controle em conjunto existe quando as decisões estratégicas e operacionais referentes à atividade requerem um consenso unânime das partes que detêm o controle compartilhado, permitindo então a consolidação proporcional das demonstrações financeiras da controlada.

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

A aplicação destes conceitos para os investimentos detidos pela Companhia resultou na alteração do critério de consolidação da controlada CERAN, que passou a ser consolidada de forma integral. O ajuste registrado nestas linhas refere-se aos saldos da diferença entre 100% e a participação detida nesta controlada que foram acrescidos linha a linha para fins de consolidação.

-Reversão de ativos e passivos regulatórios

As concessionárias de energia elétrica possuíam, até 31 de dezembro de 2008, saldos de ativos regulatórios referentes a pagamentos antecipados efetuados pela concessionária relativos ao aumento dos custos de aquisição de energia elétrica e de gastos com encargos do sistema, dentre outros, que foram recebidos através do aumento da tarifa concedida pelo órgão regulador nos exercícios seguintes. Possuíam também saldos de passivos regulatórios relativos à redução desses custos não gerenciáveis que deveria ser devolvido aos consumidores através de redução subsequente na tarifa.

De acordo com as novas práticas (vide nota 3.13 de nossas demonstrações financeiras), estes ativos e passivos regulatórios não podem ser registrados, uma vez que não atendem a definição de ativos e passivos conforme previsto na Estrutura Conceitual para a Elaboração e Apresentação das Demonstrações Contábeis.

O ajuste registrado desta natureza refere-se à reversão dos saldos dos ativos e passivos regulatórios nas controladas de distribuição. A nota explicativa 37 de nossas demonstrações financeiras apresenta a composição destes saldos para as datas base apresentadas.

- ICPC 01 – Contratos de Concessão e ajuste para recomposição do ativo intangível de infraestrutura

Pelas práticas contábeis anteriores, toda a infraestrutura de concessão era registrada como um ativo imobilizado vinculado à concessão. O ICPC 01 altera a forma de registro das concessões quando determinadas condições são atendidas tais como: (i) controle sobre as atividades que devem ser prestadas, para quem os serviços serão prestados e a que preço, e (ii) reversão dos ativos para o Poder Concedente ao término da concessão.

Atendidas estas definições, a infraestrutura das concessionárias de distribuição foi segregada e movimentada desde a data de sua construção, cumprindo as determinações existentes nos CPCs e IFRSs, de modo que fossem registrados 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 foi determinado pelo seu valor justo, apurado através da base de remuneração dos ativos estabelecida pelo órgão regulador. O ativo financeiro enquadra-se na categoria de disponível para venda e é atualizado e amortizado anualmente de acordo com a atualização de seu valor justo, tendo como contrapartida a conta de Reserva de avaliação patrimonial no patrimônio líquido.

O montante remanescente foi 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 o padrão de consumo que reflita o benefício econômico esperado até o término da concessão.

As controladas de distribuição, seguindo orientações do ICPC01 e OCPC05, aplicaram os conceitos de forma retroativa e reconstruíram a base contábil da infraestrutura de modo que os custos utilizados para formação do ativo intangível e financeiro estejam em completa consonância com as disposições contidas nas normas contábeis internacionais.

O ajuste nas linhas de receita líquida e custo dos serviços prestados corresponde ao registro da receita de prestação de serviços de construção dos ativos de distribuição realizados pelas concessionárias.

- Registro do ativo imobilizado pelo custo atribuído

A Companhia optou por utilizar-se da isenção prevista no CPC 37 quanto à valorização do ativo imobilizado, na data de transição, para os ativos das controladas CPFL Sul Centrais e CPFL Geração, considerando como custo atribuído o valor justo na data de transição.

O ajuste nesta linha corresponde ao registro da mais valia atribuída aos ativos reavaliados, realizado contra o patrimônio líquido, no montante de R\$ 1.002.991 mil (R\$661.974 mil líquido dos efeitos fiscais, data base 01 de janeiro de 2009).

- Uso do bem público

A controlada CERAN e as controladas em conjunto ENERCAN, BAESA e Foz do Chapecó, quando da assinatura dos respectivos Contratos de Concessão, assumiram perante a União obrigações relativas à outorga da concessão, a título de "Uso do bem público". As obrigações são atualizadas anualmente pela variação do Índice Geral de Preços de Mercado – IGP-M.

Até 31 de dezembro de 2008, as controladas registravam as despesas de outorga na demonstração do resultado conforme vencimento contratual. De acordo com as novas práticas, os valores do passivo de Uso do bem público, descontados a

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

valor presente de acordo com as taxas de captação de cada empreendimento, foram reconhecidos na data de assinatura do contrato tendo como contrapartida um ativo intangível relacionado ao direito de explorar a concessão.

O ajuste na data de transição corresponde ao registro do passivo de UBP (já descontado das despesas reconhecidas pelas práticas anteriormente adotadas) no montante de R\$ 424.115 mil, tendo como contrapartida R\$ 395.247 mil e R\$ 28.868 mil (R\$19.053 mil líquidos dos efeitos fiscais) referente ao registro do ativo intangível e prejuízo acumulado do período.

- Depreciação pelo prazo de concessão

Os contratos de concessão da controlada CERAN e das controladas em conjunto ENERCAN, BAESA e Foz do Chapecó estão sob a égide do Decreto 2003 de 1996. Em função de todas as discussões jurídicas e possíveis conflitos existentes entre (i) a redação da Lei de Concessões, (ii) interpretações do próprio decreto, e (iii) forma como os contratos de concessões foram redigidos, a Companhia conservadoramente procedeu aos ajustes nas respectivas taxas de depreciação de modo que o ativo imobilizado relacionado ao projeto básico seja depreciado pela vida útil do bem, desde que limitada ao prazo de vencimento da concessão.

- Benefício a empregados (plano de pensão)

A Companhia optou por reconhecer todos os ganhos e perdas atuariais acumulados em 1º de janeiro de 2009. O ajuste nesta linha de R\$ 294.939 mil (R\$ 194.660 mil líquido dos efeitos fiscais) corresponde ao registro da perda atuarial acumulada existente na data de transição, de acordo com o CPC 37, para todos os planos de benefício definido das controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Geração e RGE.

- Baixa do deságio

De acordo com o CPC 15 "Combinação de Negócios", o deságio registrado de acordo com as práticas contábeis anteriores deve ser baixado na data de transição para as práticas contábeis internacionais.

Na linha de Investimentos foi efetuado o ajuste de R\$ 12.828 mil (R\$ 8.466 mil líquido dos efeitos fiscais) referente à baixa contra lucros acumulados no balanço patrimonial de abertura na data de transição.

- Garantias fornecidas

De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil até 31 de dezembro de 2008, não havia nenhum pronunciamento específico referente às exigências da contabilização de garantias, e, portanto, a emissão de garantias não era registrada nas demonstrações financeiras.

Com a adoção dos pronunciamentos que tratam sobre reconhecimento, mensuração, apresentação e evidenciação de instrumentos financeiros (CPC 38, CPC 39 e CPC 40) a partir de 1º de janeiro de 2009, a Companhia passou a registrar as garantias emitidas superiores a sua participação nos empreendimentos controlados em conjunto.

Estas garantias são inicialmente registradas ao valor justo da obrigação no momento de sua emissão. Desta forma, a Companhia registrou um passivo em Outras Contas a Pagar correspondente ao valor justo da garantia contratada em 01 de janeiro de 2009 no montante total de R\$ 63.692 mil, que será amortizado por um crédito na receita financeira de acordo com a liberação do risco sob as garantias.

As contrapartidas foram registradas como Outros Ativos no montante de R\$ 45.860 mil. O valor correspondente à participação da Companhia em cada controlada em conjunto e os montantes que não serão reembolsados pelos outros acionistas das controladas em conjunto são reconhecidos no resultado como despesa financeira até o final de seu vencimento. Qualquer valor remanescente está sujeito a reembolso pelos outros acionistas das controladas em conjunto. O ajuste líquido em 01 de janeiro de 2009, efetuado contra lucros acumulados, foi de R\$ 17.832 mil (R\$11.769 mil líquidos dos efeitos fiscais).

- Dividendo e juros sobre capital próprio

De acordo com as práticas anteriormente adotadas, o saldo de lucros acumulados deveriam ter uma destinação ao término do exercício. A parcela correspondente a destinação de dividendos era provisionada de acordo com a proposta da Administração, mesmo estando sujeita à aprovação pela AGO.

De acordo com as práticas contábeis atuais, a parcela que excede ao dividendo mínimo obrigatório só será provisionada após aprovação em AGO, momento pelo qual passa a atender aos critérios de obrigação conforme determinado pelo CPC 25. O ajuste apresentado reflete a reversão da provisão para dividendo a pagar adicional ao mínimo obrigatório ainda não aprovado em assembleia.

- Reserva de avaliação patrimonial

Os ajustes neste grupo correspondem (i) ao registro da mais valia do custo atribuído ao imobilizado das geradoras e (ii) à

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

contrapartida da atualização financeira do ativo financeiro da concessão.

- Participação de acionistas não controladores

De acordo com as novas práticas contábeis, através do CPC 26, a partir de 1º de janeiro de 2009, a Companhia passou a classificar a participação de acionistas não controladores como parte do resultado consolidado e como parte do patrimônio líquido nas demonstrações financeiras consolidadas.

Até 31 de dezembro de 2008, no balanço patrimonial consolidado, este saldo era apresentado no passivo, sendo o ajuste nesta linha correspondente à reclassificação do passivo para o patrimônio líquido.

O valor anteriormente apresentado como lucro líquido agora é apresentado como lucro líquido atribuível à Companhia e a parcela dos não controladores como lucro líquido atribuível a não controladores.

b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

O impacto da transição para as práticas contábeis internacionais no balanço patrimonial, patrimônio líquido em 01º de janeiro de 2009 e 31 de dezembro de 2009, assim como o resultado do exercício e na demonstração do fluxo de caixa de 2009 está descrito a seguir. A coluna referência diz respeito ao número da nota explicativa de nossa demonstração financeira referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2010, descrevendo a natureza do ajuste.

i. Balanço patrimonial de abertura em 1º de janeiro de 2009 (R\$ mil):

ATIVO	Referência	Anteriormente publicado	Reclassificações (vide item 5.2)	Consolidação (vide item 5.3.1)	Ajustes	Novas práticas
CIRCULANTE						
Disponibilidades		737.847	-	20.607	-	758.454
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	5.3.2	1.721.028	(82.462)	6.121	(41.532)	1.603.155
Dividendo e Juros Sobre o Capital Próprio		-	-	-	-	-
Títulos e Valores Mobiliários		38.249	-	-	-	38.249
Tributos a Compensar		174.294	-	1.673	-	175.967
Derivativos		36.520	-	-	-	36.520
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa		(82.462)	82.462	-	-	-
Estoques		15.594	7.636	-	-	23.230
Arrendamento		-	1.133	-	-	1.133
Créditos Fiscais Diferidos		220.144	(220.144)	-	-	-
Despesas Pagas Antecipadamente	5.3.2	101.882	(14.065)	745	(88.562)	-
Diferimento de Custos Tarifários	5.3.2	638.229	-	-	(638.229)	-
Outros		110.793	5.296	85	2.223	118.397
		<u>3.712.118</u>	<u>(220.144)</u>	<u>29.231</u>	<u>(766.100)</u>	<u>2.755.105</u>
NÃO CIRCULANTE						
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	5.3.2	286.144	-	-	(7.814)	278.330
Coligadas, Controladas e Controladora		-	-	-	-	-
Depósitos Judiciais		599.973	149.998	3	-	749.974
Títulos e Valores Mobiliários		96.786	-	-	-	96.786
Tributos a Compensar		101.948	-	3.219	-	105.167
Derivativos		396.875	-	-	-	396.875
Créditos Fiscais Diferidos		1.132.736	220.144	-	241.251	1.594.131
Arrendamento		-	5.256	-	-	5.256
Ativo financeiro da concessão	5.3.3	-	-	-	582.241	582.241
Entidade de previdência privada		-	-	-	-	-
Outros Investimentos ao custo		-	116.249	-	-	116.249
Despesas Pagas Antecipadamente	5.3.2	99.210	(10.258)	-	(88.952)	-
Diferimento de Custos Tarifários	5.3.2	157.435	-	-	(157.435)	-
Outros	5.3.8	221.330	-	-	-	-
Investimentos	5.3.8	103.598	(117.393)	-	13.795	-
Imobilizado	5.3.3 / 5.3.4 / 5.3.6	6.614.347	-	398.467	(2.306.277)	4.706.537
Intangível	5.3.3 / 5.3.5	2.700.136	29.492	53	3.322.463	6.052.144
Diferido		20.536	(28.348)	7.812	-	-
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE		<u>12.531.054</u>	<u>370.142</u>	<u>425.445</u>	<u>1.645.510</u>	<u>14.972.151</u>
TOTAL DO ATIVO		<u>16.243.172</u>	<u>149.998</u>	<u>454.676</u>	<u>879.410</u>	<u>17.727.256</u>

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
	Referência	Anteriormente publicado	Reclassificações (vide item 5.2)	Consolidação (vide item 5.3.1)	Ajustes	Novas práticas
CIRCULANTE						
Fornecedores		982.344	-	3.560	-	985.904
Encargos de dívidas		29.081	-	937	-	30.018
Encargos de debêntures		102.112	-	1	-	102.113
Empréstimos e financiamentos		523.167	-	33.038	-	556.205
Debentures		580.076	-	-	-	580.076
Entidade de previdência privada	5.3.7	44.088	-	-	1.169	45.257
Taxas regulamentares		94.054	-	476	-	94.530
Impostos, taxas e contribuições		464.339	-	437	(8.104)	456.672
Dividendos e juros sobre capital próprio	5.3.8	632.087	-	69	(614.644)	17.512
Obrigações estimadas com pessoal		46.244	-	140	-	46.384
Provisão para contingências		15	(23)	8	-	-
Derivativos		53.443	-	-	-	53.443
Uso do bem público	5.3.5	-	-	-	15.228	15.228
Débitos fiscais diferidos		-	-	-	-	-
Diferimento de Ganhos Tarifários	5.3.2	165.871	-	-	(165.871)	-
Outras contas a pagar	5.3.2	524.898	(124.886)	978	(121.323)	279.688
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE		4.241.819	(124.888)	39.644	(893.545)	3.263.030
PASSIVO NÃO CIRCULANTE						
Fornecedores		85.311	-	-	-	85.311
Encargos de dívidas		74.104	-	-	-	74.104
Empréstimos e financiamentos		3.836.882	-	249.257	-	4.086.139
Debêntures		2.026.890	-	-	-	2.026.890
Entidade de previdência privada	5.3.7	508.194	-	-	293.770	801.964
Tributos e contribuições sociais		2.242	-	1	-	2.243
Débitos fiscais diferidos		4.203	-	-	270.639	274.842
Provisão para contingências		107.642	274.886	(1)	-	382.527
Derivativos		961	-	-	-	961
Uso do bem público	5.3.5	-	-	-	408.887	408.887
Diferimento de Ganhos Tarifários	5.3.2	40.779	-	-	(40.779)	-
Outras contas a pagar	5.3.2 / 5.3.8	207.194	-	-	62.318	269.512
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE		6.894.402	274.886	249.257	994.835	8.413.380
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Capital social		4.741.175	-	-	-	4.741.175
Reserva de capital		16	-	-	-	16
Reserva de lucro		277.428	-	-	-	277.428
Dividendo adicional proposto	5.3.8	-	-	-	606.105	606.105
Reserva de avaliação patrimonial	5.3.8	-	-	-	799.870	799.870
Lucro (prejuízo) acumulado		-	-	-	(631.911)	(631.911)
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas controladores		5.018.619	-	-	774.064	5.792.683
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores		88.332	-	165.775	4.056	258.163
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		5.106.951	-	165.775	778.120	6.050.846
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		16.243.172	149.998	454.676	879.410	17.727.256

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

ii. Balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2009 (R\$ mil):

ATIVO	Referência	Anteriormente publicado	Reclassificações (vide item 5.2)	Consolidação (vide item 5.3.1)	Ajustes	Novas práticas
CIRCULANTE						
Disponibilidades		1.473.175	-	14.068	-	1.487.243
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	5.3.2	1.840.107	(81.974)	6.250	(11.525)	1.752.858
Dividendo e Juros Sobre o Capital Próprio		-	-	-	-	-
Títulos e Valores Mobiliários		39.253	-	-	-	39.253
Tributos a Compensar		190.983	-	1.295	-	192.278
Derivativos		795	-	-	-	795
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa		(81.974)	81.974	-	-	-
Estoques		17.360	-	-	-	17.360
Arrendamento		-	2.949	-	-	2.949
Créditos Fiscais Diferidos		162.779	(162.779)	-	-	-
Despesas Pagas Antecipadamente	5.3.2	124.086	(14.354)	28	(109.760)	-
Diferimento de Custos Tarifários	5.3.2	332.813	-	-	(332.813)	-
Outros		145.055	11.405	100	-	156.560
		<u>4.244.432</u>	<u>(162.779)</u>	<u>21.741</u>	<u>(454.098)</u>	<u>3.649.296</u>
NÃO CIRCULANTE						
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	5.3.2	226.314	-	-	(1.427)	224.887
Coligadas, Controladas e Controladora		-	-	-	-	-
Depósitos Judiciais		654.506	139.671	-	-	794.177
Títulos e Valores Mobiliários		79.835	-	-	-	79.835
Tributos a Compensar		110.014	-	3.221	-	113.235
Derivativos		7.881	-	-	-	7.881
Créditos Fiscais Diferidos		1.117.736	162.779	-	6.290	1.286.805
Arrendamento		-	21.243	-	-	21.243
Ativo financeiro da concessão	5.3.3	-	-	-	674.029	674.029
Entidade de previdência privada	5.3.7	-	3.054	-	6.671	9.725
Outros Investimentos ao custo		-	116.477	-	-	116.477
Despesas Pagas Antecipadamente	5.3.2	64.201	(6.573)	-	(57.628)	-
Diferimento de Custos Tarifários	5.3.2	42.813	-	-	(42.813)	-
Outros	5.3.8	160.760	(14.670)	12.826	78.113	237.029
Investimentos	5.3.8	104.801	(117.621)	-	12.820	-
Imobilizado	5.3.3 / 5.3.4 / 5.3.6	7.487.216	-	399.445	(2.673.622)	5.213.039
Intangível	5.3.3 / 5.3.5	2.554.400	22.218	347	3.486.136	6.063.101
Diferido		15.081	(21.074)	5.993	-	-
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE		<u>12.625.558</u>	<u>305.504</u>	<u>421.832</u>	<u>1.488.569</u>	<u>14.841.463</u>
TOTAL DO ATIVO		<u>16.869.990</u>	<u>142.725</u>	<u>443.573</u>	<u>1.034.471</u>	<u>18.490.759</u>
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
CIRCULANTE						
Fornecedores		1.021.348	-	104	-	1.021.452
Encargos de dívidas		26.543	-	1.119	-	27.662
Encargos de debêntures		101.284	-	-	-	101.284
Empréstimos e financiamentos		697.223	-	31.691	-	728.914
Debentures		499.025	-	-	-	499.025
Entidade de previdência privada		44.484	-	-	-	44.484
Taxas regulamentares		62.999	-	751	-	63.750
Impostos, taxas e contribuições		489.976	-	8.634	-	498.610
Dividendos e juros sobre capital próprio	5.3.8	684.185	-	4.836	(663.737)	25.284
Obrigações estimadas com pessoal		50.620	-	278	-	50.898
Derivativos		7.012	-	-	-	7.012
Uso do bem público	5.3.5	-	-	-	15.697	15.697
Débitos fiscais diferidos		2.258	(2.258)	-	-	-
Diferimento de Ganhos Tarifários	5.3.2	313.463	-	-	(313.463)	-
Outras contas a pagar	5.3.2	584.614	(122.792)	1.055	(124.016)	338.861
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE		<u>4.585.034</u>	<u>(125.050)</u>	<u>48.468</u>	<u>(1.085.519)</u>	<u>3.422.933</u>
PASSIVO NÃO CIRCULANTE						
Fornecedores		42.655	-	-	-	42.655
Encargos de dívidas		62.427	-	-	-	62.427
Empréstimos e financiamentos		3.515.236	-	213.806	-	3.729.042
Debêntures		2.751.169	-	-	-	2.751.169
Entidade de previdência privada	5.3.7	425.366	3.054	-	294.866	723.286
Tributos e contribuições sociais		1.639	-	-	-	1.639
Débitos fiscais diferidos		4.376	2.258	-	275.376	282.010
Provisão para contingências		38.181	262.463	-	-	300.644
Derivativos		5.694	-	-	-	5.694
Uso do bem público	5.3.5	-	-	-	405.837	405.837
Diferimento de Ganhos Tarifários	5.3.2	108.691	-	-	(108.691)	-
Outras contas a pagar	5.3.2 / 5.3.8	161.539	-	-	65.105	226.644
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE		<u>7.116.973</u>	<u>267.775</u>	<u>213.806</u>	<u>932.493</u>	<u>8.531.047</u>
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Capital social		4.741.175	-	-	-	4.741.175
Reserva de capital		16	-	-	-	16
Reserva de lucro		341.751	-	-	-	341.751
Dividendo adicional proposto	5.3.8	-	-	-	655.017	655.017
Reserva de avaliação patrimonial	5.3.8	-	-	-	765.667	765.667
Lucro (prejuízo) acumulado		-	-	-	(234.278)	(234.278)
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas controladores		5.082.942	-	-	1.186.406	6.269.348
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores		85.041	-	181.301	1.089	267.431
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		<u>5.167.983</u>	<u>-</u>	<u>181.301</u>	<u>1.187.495</u>	<u>6.536.779</u>
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		<u>16.869.990</u>	<u>142.725</u>	<u>443.575</u>	<u>1.034.469</u>	<u>18.490.759</u>

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

iii. Demonstração do resultado do exercício – 2009 (R\$ mil):

	Referência	Anteriormente publicado	Consolidação (vide item 5.3.1)	Ajustes	Novas práticas
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	5.3.2 / 5.3.3 / 5.3.5 / 5.3.8	10.565.982	73.364	718.660	11.358.006
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA					
Custo com energia elétrica	5.3.2	(6.531.022)	(5.049)	521.562	(6.014.509)
Custo de operação	5.3.2 / 5.3.3 / 5.3.4 / 5.3.5 / 5.3.6 / 5.3.7	(943.492)	(18.199)	(92.247)	(1.053.938)
Custo do serviço prestado a terceiros	5.3.3	(5.387)	-	(615.557)	(620.944)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		3.086.081	50.116	532.418	3.668.615
Despesas operacionais					
Despesas com vendas	5.3.2	(255.114)	-	(85)	(255.199)
Despesas gerais e administrativas	5.3.2 / 5.3.3	(384.086)	(1.723)	(17.581)	(403.390)
Outras despesas operacionais	5.3.2 / 5.3.3 / 5.3.4	(245.562)	(255)	18.474	(227.343)
		(884.762)	(1.978)	808	(885.932)
RESULTADO DO SERVIÇO		2.201.319	48.138	533.226	2.782.683
RESULTADO FINANCEIRO					
Receitas	5.3.2 / 5.3.8	376.996	2.851	(28.487)	351.360
Despesas	5.3.3 / 5.3.5 / 5.3.8	(692.927)	(20.100)	51.961	(661.066)
		(315.931)	(17.249)	23.474	(309.706)
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS		1.885.388	30.889	556.700	2.472.977
Contribuição social		(155.459)	(2.787)	(50.101)	(208.348)
Imposto de renda		(428.847)	(7.739)	(139.176)	(575.761)
		(584.306)	(10.526)	(189.277)	(784.109)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		1.301.082	20.363	367.423	1.688.868
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores		1.286.470	-	370.827	1.657.297
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores		14.612	20.363	(3.404)	31.571

iv. Reconciliação do balanço patrimonial, do patrimônio líquido e do lucro líquido de 2008 e 2009 (R\$ mil):

	Patrimônio líquido									
	Reserva de avaliação patrimonial					Participação dos não controladores				
	Ativo	Passivo	Capital e reservas	Dividendo adicional proposto	Custo atribuído	Instrumentos financeiros	Lucros (prejuízos) acumulados	PL Controlador	PL não controladores	Total do PL
01/01/2009										
Anteriormente publicado	16.243.172	11.136.221	5.018.619	-	-	-	5.018.619	88.332	-	5.106.951
Reclassificações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depósito judicial	149.998	149.998	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras	(6.104)	(6.104)	-	-	-	-	-	-	-	-
Consolidação	454.847	289.074	-	-	-	-	-	165.773	-	165.773
Ajustes										
Estorno de ativos e passivos regulatórios	(1.022.524)	(331.569)	-	-	-	(690.794)	(690.794)	(162)	-	(690.956)
Plano de pensão	-	294.939	-	-	-	(294.939)	(294.939)	-	-	(294.939)
ICPC 01 - Contratos de concessão	200.186	-	-	-	208.930	195.701	195.701	3.485	-	200.186
Ativo imobilizado - custo atribuído	1.002.991	-	-	-	1.002.991	-	1.002.991	-	-	1.002.991
Baixa de deságio	12.828	-	-	-	-	12.828	12.828	-	-	12.828
Garantias	45.860	63.692	-	-	-	(17.832)	(17.832)	-	-	(17.832)
Uso do bem público	395.247	424.115	-	-	-	(18.764)	(18.764)	(10.104)	-	(28.868)
Outros	372	(5)	-	-	-	377	377	-	-	377
Dividendo	-	(614.542)	-	606.105	-	-	606.105	8.537	-	614.542
Efeitos fiscais	250.383	270.691	-	-	(341.016)	(71.035)	389.442	(22.609)	-	(20.307)
Saldo após adoção das novas práticas	17.727.256	11.676.410	5.018.619	606.105	661.975	137.895	(631.911)	5.792.683	258.163	6.050.846
Patrimônio líquido										
Reserva de avaliação patrimonial										
	Ativo	Passivo	Capital e reservas	Dividendo adicional proposto	Custo atribuído	Instrumentos financeiros	Lucros (prejuízos) acumulados	PL Controlador	PL não controladores	TOTAL PL
31/12/2009										
Anteriormente publicado	16.895.991	11.702.008	5.092.942	-	-	-	5.092.942	95.941	-	5.188.883
Reclassificações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depósito judicial	139.671	139.671	-	-	-	-	-	-	-	-
Plano de pensão	3.054	3.054	-	-	-	-	-	-	-	-
Consolidação	443.576	262.275	-	-	-	-	-	181.301	-	20.363
Ajustes										
Estorno de ativos e passivos regulatórios	(555.966)	(548.095)	-	-	-	(7.987)	(7.987)	116	-	(619.898)
Plano de pensão	6.671	294.863	-	-	-	(288.192)	(288.192)	-	-	(281.521)
ICPC 01 - Contratos de concessão	195.927	-	-	-	196.817	181.746	181.746	3.280	-	(4.329)
Ativo imobilizado - custo atribuído	963.440	-	-	-	963.440	-	963.440	-	-	(39.551)
Baixa de deságio	12.828	-	-	-	-	12.828	12.828	-	-	12.828
Garantias	50.052	71.151	-	-	-	(21.099)	(21.099)	-	-	(3.267)
Uso do bem público	392.217	421.534	-	-	-	(19.291)	(19.291)	(10.026)	-	(450)
Depreciação ativos geração	(27.289)	-	-	-	-	(21.730)	(21.730)	(5.558)	-	(27.289)
Outros	1.197	(3.336)	-	-	-	348	5.311	4.963	-	4.941
Dividendo	-	(664.522)	-	655.017	-	-	655.017	9.505	-	664.522
Efeitos fiscais	6.289	275.377	-	-	(327.570)	(66.672)	120.953	(273.289)	4.202	(189.278)
Saldo após adoção das novas práticas	18.490.759	11.953.980	5.092.942	655.017	635.670	129.797	(234.278)	6.269.348	267.431	1.688.868

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

v. Demonstração do Fluxo de Caixa de 2009 (R\$ mil):

	Anteriormente publicado	Consolidação	Ajustes	Novas práticas
Lucro Líquido Incluindo CSLL e IRPJ	1.870.776	25.406	576.795	2.472.977
Ajustes ao lucro	1.181.792	35.414	86.612	1.303.818
Ativos Operacionais	364.677	343	(452.179)	(87.159)
Passivos Operacionais	(995.105)	(30.027)	(225.243)	(1.250.375)
Caixa oriundo das atividades operacionais	2.422.140	31.136	(14.015)	2.439.261
Aquisições de Imobilizado	(1.233.695)	(10.620)	695.269	(549.046)
Adições de Intangível	(93.317)	(31)	(585.706)	(679.054)
Outros	78.755	4.208	(93.764)	(10.801)
Caixa oriundo das atividades de investimento	(1.248.257)	(6.443)	15.799	(1.238.901)
Caixa oriundo das atividades de financiamento	(438.555)	(31.232)	(1.784)	(471.571)
Aumento (Redução) no caixa e equivalentes de caixa	735.328	(6.539)	-	728.789
Saldo inicial no caixa e equivalentes de caixa	737.847	20.607	-	758.454
Saldo final no caixa e equivalentes de caixa	1.473.175	14.068	-	1.487.243

c) ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

2011

O parecer dos auditores independentes, datado de 24 de fevereiro de 2012, contém um parágrafo de ênfase no que diz respeito às demonstrações financeiras separadas da controladora referente 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.

2010

O parecer dos auditores independentes, datado de 14 de março de 2011, contém um parágrafo de ênfase no que diz respeito às demonstrações financeiras separadas da controladora referente 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.

2009

O parecer dos auditores independentes, datado de 08 de fevereiro de 2010, contém uma ênfase referente ao componente financeiro relacionado à sobrecontratação de energia das controladas diretas Companhia Piratininga de Força e Luz e Companhia Paulista de Força e Luz. No reajuste tarifário de 2009, previsto no contrato de concessão, a ANEEL homologou, em caráter provisório este componente.

10.5 - Políticas contábeis críticas

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

10.5 Indicações e comentários dos diretores sobre políticas contábeis críticas adotadas pelo emissor, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimento da receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não-circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros.

Ao elaborar as demonstrações financeiras, a Companhia e suas controladas fazem estimativas relativas a diversos assuntos. Alguns desses assuntos são altamente imprevisíveis, fazendo com que estas estimativas dependam de opiniões formuladas com base nas informações disponíveis. Discutem-se ainda determinadas políticas contábeis relativas a questões regulatórias. Na discussão a seguir, foram identificados diversos outros assuntos com relação aos quais as apresentações financeiras seriam prejudicadas caso (i) fossem utilizadas estimativas diferentes, ou (ii) no futuro, as estimativas sejam alteradas com razoável probabilidade de ocorrer.

A discussão trata apenas das estimativas mais importantes com base no grau de imprevisibilidade e na probabilidade de impacto relevante, caso outras estimativas fossem utilizadas em seu lugar. Há muitas outras áreas nas quais estimativas são utilizadas para situações imprevisíveis, mas o efeito provável da alteração ou substituição das estimativas não é relevante para as demonstrações financeiras. Veja as notas explicativas às demonstrações financeiras, para discussão mais detalhada da aplicação destas e de outras políticas contábeis.

Recuperação de Ativos de Longo Prazo (Impairment)

Os ativos de longo prazo, que incluem ativo imobilizado, ativos intangíveis e investimentos, compreendem parcela significativa da totalidade dos ativos. Os saldos demonstrados no balanço patrimonial tomam por base custos históricos, líquidos de depreciação e amortização acumuladas. Em função do CPC 01, a avaliação periódica destes ativos é obrigatória para identificação se sofreram desvalorização, ou seja, se sua capacidade futura de gerar caixa não justifica sua manutenção por seus valores contábeis. Caso não sejam realizáveis, o reconhecimento da perda é obrigatório, realizando baixa de seu valor total ou parcial. A análise realizada exige que se estimem os fluxos de caixa futuros decorrentes desses ativos, e essas estimativas obrigam a Companhia a adotar uma série de premissas acerca das operações futuras, incluindo julgamentos relativos ao crescimento do mercado, condições regulatórias e a outros fatores macroeconômicos, assim como a demanda por energia elétrica. As alterações dessas premissas poderiam obrigar a Companhia e suas controladas a reconhecer perdas por desvalorização em períodos futuros. As avaliações em 2011, 2010 e 2009 não resultaram em qualquer desvalorização significativa do ativo imobilizado, ativos intangíveis e investimentos.

Plano de Pensão

A Companhia e suas controladas patrocinam planos de benefício de pensão e planos de benefícios em caso de invalidez e falecimento, cobrindo substancialmente todos os empregados. A determinação do valor de nossas obrigações com pensão depende de determinadas premissas atuariais. Para mais informações sobre as premissas atuariais veja nota 18 de nossas demonstrações financeiras.

Impostos diferidos

A contabilização dos impostos sobre o lucro requer o registro de ativos e passivos correntes e diferidos. Dessa forma, os efeitos das diferenças entre o valor contábil para fins fiscais do ativo e passivo e os montantes reconhecidos nas demonstrações financeiras consolidadas são tratadas como diferenças temporárias para os fins de registro do imposto de renda diferido.

O crédito fiscal diferido é testado regularmente para fins de recuperação, sendo que não será reconhecido se a probabilidade de não realização for maior que a probabilidade de realização. Se a Companhia e suas controladas forem incapazes de gerar lucros tributáveis futuros suficientes, ou se houver alteração relevante nas alíquotas de imposto efetivas, ou período no qual as diferenças temporárias subjacentes se tornem tributáveis ou dedutíveis, podem estar obrigadas a estabelecer uma provisão de desvalorização total ou parcial do crédito fiscal diferido. Isso pode resultar em um aumento substancial da alíquota efetiva de imposto da Companhia e suas controladas e um impacto adverso relevante sobre os resultados operacionais.

Provisões para Contingências

A Companhia e suas subsidiárias são partes de processos judiciais no Brasil, decorrentes do curso normal dos negócios, relativos a questões fiscais, trabalhistas, civis entre outras.

10.5 - Políticas contábeis críticas

As provisões para contingências são estimadas com base em experiência histórica, na natureza das reclamações, bem como com base na atual posição das reclamações. As avaliações relativas a essas contingências são realizadas por vários especialistas internos e externos da Companhia. O registro das contingências requer julgamento significativo por parte da administração no tocante às probabilidades estimadas e limites de exposição de obrigação em potencial. A avaliação da administração a respeito da exposição a contingências pode se alterar à medida que se dêem novos acontecimentos ou passem a ficar disponíveis mais informações. O desfecho das contingências pode variar de maneira significativa, acarretando impacto relevante sobre os resultados operacionais, fluxos de caixa e situação financeira.

Instrumentos financeiros

Instrumentos financeiros podem ser avaliados a valor de mercado ou por custo amortizado, de acordo com determinados aspectos. Os avaliados a valor de mercado foram reconhecidos com base nos preços cotados em um mercado ativo, ou avaliados utilizando modelos de precificação, aplicados individualmente para cada transação, levando em consideração o fluxo de pagamentos futuros, com base nas condições contratadas, descontados a valor presente das taxas de juros, baseado em informações obtidas nos web sites da BM&FBOVESPA e da ANDIMA, quando disponíveis. Desta forma, o valor de mercado de um instrumento corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate) registrado a valor presente pelo fator de desconto (relativo a data de vencimento do instrumento) obtida do gráfico de juros de mercado em Reais.

Ativos financeiros classificados como disponíveis para venda referem-se ao direito de compensação a ser paga pelo Governo Federal na reversão dos ativos de distribuição das concessionárias (ativo financeiro da concessão). A metodologia adotada para registro destes ativos a valor de mercado é baseada no processo de revisão tarifária dos distribuidores. Nesta revisão, realizada a cada quatro ou cinco anos de acordo com cada concessionária, consiste na reavaliação a valor de mercado dos ativos da infraestrutura de distribuição. Esta base de avaliação é utilizada para a determinação da tarifa, a qual é acrescida anualmente em cada revisão tarifária, com base nos parâmetros dos principais índices de inflação.

Apesar do Governo Federal ainda não ter definido uma metodologia ou um critério para a avaliação da compensação na reversão destes ativos, nossa administração acredita que será baseada ao menos no modelo de precificação das tarifas. Desta forma, no momento da revisão tarifária, cada concessionária ajusta a posição de sua base do ativo financeiro para compensação pelo montante ratificado pela agência reguladora e utilizando o IGP-M, como a melhor estimativa para o ajuste do valor base ao valor de mercado em datas subseqüentes, em conformidade com o processo de revisão tarifária.

Entretanto, como a metodologia e o critério para avaliação da remuneração ainda são incertos, preparamos uma análise de sensibilidade de nossos resultados para uma mudança potencial na nossa premissa com relação à adoção do modelo de precificação tarifária, que inclui ajuste com base no IGP-M. A análise de sensibilidade descreve o impacto do pagamento de ativos financeiros com base no custo histórico. A análise de sensibilidade encontra-se descrita na nota explicativa 34.e.3 das nossas demonstrações financeiras.

Depreciação de Ativos Imobilizados e Amortização de Ativos Intangíveis

A depreciação é registrada utilizando o método linear, em tarifas anuais baseadas na vida útil estimada dos ativos, de acordo com os regulamentos da ANEEL e a prática do setor adotada no Brasil.

Os ativos intangíveis são compostos por naturezas distintas as quais impactam na forma da amortização é realizada, conforme descrito abaixo:

- Adquiridos através de combinações de negócios: A parcela do ágio oriunda de combinações de negócios que corresponde ao direito de exploração da concessão é amortizada com base na curva do lucro líquido projetado das concessionárias para o prazo remanescente da concessão;
- Investimentos na infraestrutura (aplicação do ICPC 01 – Contratos de 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.
- Uso do Bem Público: O ativo intangível referente a esta natureza está sendo, amortizado linearmente pelo período remanescente da concessão.

10.6 - Controles internos relativos à elaboração das demonstrações financeiras - Grau de eficiência e deficiência e recomendações presentes no relatório do auditor

10.6 Comentários dos Diretores sobre controles internos adotados para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis:

a) grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las

Anualmente, todos os processos e controles internos relevantes para as demonstrações financeiras são avaliados e certificados eletronicamente pelos gestores da Companhia, através de um sistema automático de Gerenciamento de Controles Internos. Nossa Administração avaliou a eficácia dos controles internos sobre a divulgação das informações financeiras com relação às demonstrações de 31 de dezembro de 2011, baseada nos critérios estabelecidos em "Controles Internos - Estrutura Integrada" emitido pelo COSO (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission). Baseada nestes critérios e avaliação, nossa Administração concluiu que nossos controles internos sobre a divulgação de informações financeiras são eficazes para o exercício findo em 31 de dezembro de 2011.

Controles Internos de Informações Financeiras

A Administração da Companhia é responsável por estabelecer e manter controles internos adequados sobre a divulgação de informações financeiras. Os controles internos sobre a divulgação de informações financeiras é um procedimento projetado para prover garantias razoáveis com relação à confiabilidade das informações financeiras e a preparação das demonstrações financeiras de propósitos externos de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos. Os controles internos sobre a divulgação de informações financeiras incluem políticas e procedimentos que: (i) dizem respeito à manutenção de registros que razoavelmente detalhados, refletem de maneira acurada e justa as transações e a disposição dos ativos; (ii) provêem razoável segurança de que são registradas conforme o necessário para permitir a preparação das demonstrações financeiras de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e que os gastos e despesas estão sendo realizados em conformidade com as autorizações da administração e diretoria; e (iii) provêem razoável segurança com relação à prevenção ou detecção a tempo de aquisição não autorizada, uso ou disposição de ativos que poderiam gerar efeito material nas demonstrações financeiras.

Por motivo de limitações inerentes, o controle interno sobre a divulgação de informações financeiras pode não prevenir ou detectar declarações errôneas. Ademais, a eficácia de projeções e avaliações com relação a períodos futuros é sujeita ao risco de que os controles podem ser inadequados por motivo de mudanças de condições e que o grau de conformidade com esses procedimentos e políticas pode se deteriorar.

A eficácia dos controles internos sobre a divulgação das informações financeiras com relação às Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2011 foi auditada pela KPMG Auditores Independentes, uma companhia de auditores independentes, conforme declarado em seu relatório.

b) deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório do auditor independente

Considerando os trabalhos realizados pelos auditores independentes para avaliar a estrutura de controles internos, que tem como objetivo garantir a adequação das demonstrações financeiras, a Administração da Companhia atualmente não tem conhecimento de fatos ou aspectos que possam indicar a presença de deficiências significativas ou fraquezas materiais nos controles internos sobre a divulgação das demonstrações financeiras.

10.7 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios**10.7 Comentários dos diretores sobre oferta pública de distribuição de valores mobiliário do emissor**

a) como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

b) se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição

c) caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios

O emissor não realizou oferta pública de distribuição de valores mobiliários nos exercícios de 2011, 2010 e de 2009.

10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras**10.8 Descrição dos diretores sobre itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor**

- a) os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items):**
- i. arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos;**
 - ii. carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos;**
 - iii. contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços;**
 - iv. contratos de construção não terminada;**
 - v. contratos de recebimentos futuros de financiamento;**

b) outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil até 31 de dezembro de 2008, não havia nenhum pronunciamento específico referente às exigências da contabilização de garantias, e, portanto, a emissão de garantias não era registrada nas demonstrações financeiras.

Com a adoção dos pronunciamentos que tratam sobre reconhecimento, mensuração, apresentação e evidenciação de instrumentos financeiros (CPC 38, CPC 39 e CPC 40) a partir de 1º de janeiro de 2009, a Companhia passou a registrar as garantias emitidas superiores a sua participação nos empreendimentos controlados em conjunto.

Não há itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor.

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

10.9 Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.8, os diretores devem comentar

- a) como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor;*
- b) natureza e o propósito da operação;*
- c) natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação.*

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

10.10 - Plano de negócios

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

10.10 Os diretores devem indicar e comentar os principais elementos do plano de negócios do emissor, explorando especificamente os seguintes tópicos

a) investimentos, incluindo:

i. descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos;

Os principais investimentos nos últimos anos têm sido destinados à manutenção e ao aprimoramento da rede de distribuição e aos projetos de geração. A tabela a seguir apresenta os investimentos das controladas nos três anos encerrados em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro		
	2011	2010	2009
	(em milhões)		
Distribuição	1.065	1.128	746
Geração	823	645	570
Comercialização e outros investimentos	17	28	40
Total	R\$1.905	R\$1.801	R\$ 1.356

Planejamos investir R\$2.942 milhões em 2012 e R\$2.365 milhões em 2013. Deste total, R\$2.309 milhões são esperados para investimento nas distribuidoras e R\$2.891 milhões nas atividades de geração.

Em 2010, no segmento de distribuição foram aplicados R\$ 1.128 milhões, prioritariamente na ampliação e fortalecimento do sistema elétrico, para atendimento ao crescimento do mercado das distribuidoras, em que foram conectados 149 mil novos clientes. No segmento de geração foram alocados R\$ 645 milhões, principalmente nos empreendimentos em construção no exercício.

ii. fontes de financiamento dos investimentos;

Vide item 10.1.d supracitado.

iii. desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos;

Não aplicável em razão de não estar, em andamento, desinvestimento relevante, bem como não haver previsão de desinvestimentos futuros.

b) desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva do emissor;

A CPFL Energia anunciou em 07 de abril de 2011 que, por meio da sua controlada CPFL Brasil, celebrou com Liberty Mutual Insurance Company, Citi Participações e Investimentos Ltda., um fundo de investimentos administrado pelo Black River Asset Management LLC, Carbon Capital Markets Limited, que representa os interesses de seu controlador Trading Emissions PLC na Jantus, Matthew Alexander Swiney, e outros minoritários, um contrato para adquirir 100% das quotas da Jantus SL. A Jantus controla a SIIF Énergies do Brasil Ltda. e, ainda, SIIF Desenvolvimento de Projetos de Energia Eólica Ltda. A conclusão da aquisição ocorreu em 19 de dezembro de 2011, tendo como compradora a CPFL Renováveis. No conjunto, a Jantus detém (i) quatro parques eólicos em operação no Estado do Ceará (Formosa, Icaraizinho, Paracuru e SIIF Cinco), com capacidade instalada de 210 MW e com contratos de venda de energia de 20 anos com a Eletrobrás, incluídos no PROINFA; e (ii) um portfólio de projetos eólicos nos Estados do Ceará e Piauí com capacidade instalada de 732 MW, dos quais 412 MW já são certificados e elegíveis para participação nos próximos leilões de energia.

A CPFL Energia e ERSA – Energias Renováveis S.A. anunciaram, em 19 de abril de 2011, que a CPFL Energia e suas controladas CPFL Geração e CPFL Brasil celebraram, naquela data, com os acionistas da ERSA, um acordo de associação estabelecendo os termos e condições por meio dos quais pretendia unir ativos e projetos de energia renovável detidos por CPFL e ERSA no Brasil, assim considerados empreendimentos: parques eólicos, Pequenas Centrais Hidrelétricas e usinas

10.10 - Plano de negócios

termoelétricas a biomassa. Em linhas gerais, a associação compreendeu as seguintes etapas, com conclusão em 24 de agosto de 2011: (i) a CPFL Geração realizou a segregação das PCHs que compunham seu patrimônio e estavam sob sua operação, transferindo tais ativos para sociedades específicas sob o seu controle direto (as "Sociedades PCH"); (ii) a CPFL Geração e a CPFL Brasil, como únicas acionistas, integraram uma nova sociedade holding (a "SMITA"), para a qual transferiram todos os seus Empreendimentos, inclusive as Sociedades PCH; (iii) a ERSA incorporou a SMITA, de forma que a CPFL Geração e a CPFL Brasil passaram a integrar o bloco de controle da ERSA, como acionistas majoritárias, detendo, em conjunto, 54,5% do capital total e votante da ERSA (percentual este que aumentou para 63,0%, quando do aumento de capital realizado pela CPFL Brasil na CPFL Renováveis para a aquisição da Jantus); e (iv) concomitantemente à realização da incorporação descrita acima, a ERSA teve sua denominação alterada para CPFL Energias Renováveis S.A. (a "CPFL Renováveis").

Em 13 de 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. ("sociedades"). As sociedades 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. O contrato de compra e venda está sujeito à aprovação da ANEEL e demais condições inerentes a este tipo de negociação.

Em 24 de fevereiro de 2012, a CPFL Renováveis celebrou contrato de compra e venda de ações da sociedade BVP S.A., que detém 100% das ações da sociedade Bons Ventos Geradora de Energia S.A. A Bons Ventos detém autorização outorgada pela ANEEL para explorar os parques eólicos Taíba Albatroz, Bons Ventos, Enacel e Canoa Quebrada, com capacidade total instalada de 157,5 MW. O valor total da aquisição é de R\$ 600 milhões. 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 20 anos, através do PROINFA. O fechamento da aquisição e o pagamento do respectivo preço encontram-se sujeitos à satisfação das condições precedentes estabelecidas no contrato de compra e venda de ações e à obtenção das aprovações prévias pertinentes, nas quais se incluem a anuência da ANEEL, dos bancos financiadores, e dos órgãos de defesa da concorrência, incluindo o CADE – Conselho Administrativo de Defesa Econômica.

No início de 2010, constituímos a CPFL Bio Burity, CPFL Bio Ipê e CPFL Bio Pedra, para, em parceria com o Grupo Pedra Agroindustrial, desenvolver projetos de geração movidos a biomassa de cana-de-açúcar. Adicionalmente, em agosto de 2010 vencemos o Leilão Aneel nº 05/2010, para comercialização do Parque Eólico Campo dos Ventos II, localizado no Estado do Rio Grande do Norte.

No exercício de 2009, o Grupo também definiu três novos projetos, nos quais deverá investir R\$ 1,2 bilhão nos três anos subsequentes: a aquisição de 51% do capital da empresa Centrais Elétricas da Paraíba S.A. – EPASA, que compreende as usinas termoelétricas Termoparaíba e Termonordeste movidas a óleo combustível; a aquisição de sete empresas eólicas (Santa Clara I, II, III, IV, V, VI e Eurus VI); e a constituição da CPFL Bioformosa e a assinatura de contrato de parceria com o Grupo Farias, para o desenvolvimento do segundo projeto de geração à biomassa de cana-de-açúcar do Grupo (Projeto Baía Formosa).

c) novos produtos e serviços:

i. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas;

ii. montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços;

iii. projetos em desenvolvimento já divulgados;

iv. montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços.

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

10.11 - Outros fatores com influência relevante

10.11 Comentários dos diretores sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção

Não existem outros fatores que influenciam de maneira relevante o desempenho operacional da Companhia e que não foram mencionados nesta seção.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

11. Projeções

11.1 As projeções devem identificar:

a) objeto da projeção;

A Companhia divulga para o mercado projeções dos Investimentos (Capex) do grupo CPFL, para os próximos cinco anos, segregando os segmentos de distribuição e geração.

b) período projetado e o prazo de validade da projeção;

Compreende os anos de 2012 a 2016. Não existe prazo de validade definido, porém a Companhia atualiza anualmente suas projeções de investimento.

c) premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração do emissor e quais escapam ao seu controle.

Os valores projetados estão em moeda constante de dezembro de 2011.

No segmento de Geração de energia existem Ativos Existentes e Empreendimentos em Construção. Os investimentos em ativos existentes visam melhorias operacionais de suas usinas. Os investimentos nos Empreendimentos em Construção baseiam-se nos cronogramas de desembolso para cada projeto relacionados ao cronograma físico de execução das obras, tendo em vista as datas previstas de entrada em operação de cada empreendimento.

As premissas são suportadas por contratos e cronogramas definidos e gerenciados pela CPFL Energia e pela construtora contratada para gerir os empreendimentos. Os projetos são desenvolvidos utilizando-se adequadas e consagradas práticas de engenharia.

As premissas que ultrapassam ao controle da empresa e poderiam impactar o cumprimento dos cronogramas dos Empreendimentos em Construção estão relacionadas basicamente a riscos hidrológicos, além daqueles preconizados nos projetos básicos (licenças para a execução do projeto aprovada pela Aneel) e executivos (detalhamento do projeto básico para a construção), lembrando que esses eventos têm baixa probabilidade de ocorrência.

Os investimentos no segmento de Distribuição são destinados à expansão, manutenção e aprimoramento da nossa rede. As premissas para projeção de investimentos consideram o atendimento ao cliente, suporte ao crescimento de mercado, manutenção e melhoramento do sistema elétrico, infraestrutura operacional e informática. Considera ainda investimentos em eficiência energética, P&D e projetos especiais, como Luz para Todos.

As premissas que fogem ao controle da empresa estão relacionadas ao comportamento de mercado - crescimento ou redução drástica do número de consumidores/consumo.

d) Valores dos indicadores que são objeto de previsão.

Capex divulgado em setembro de 2012
em R\$ milhões

	2012e	2013e	2014e	2015e	2016e
Distribuição	1.341	1.102	972	843	860
Geração	1.330	1.215	111	68	20
Total	2.671	2.317	1.083	911	880

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

11.2 Na hipótese de o emissor ter divulgado, durante os 3 últimos exercícios sociais, projeções sobre a evolução de seus indicadores:

a) informar quais estão sendo substituídas por novas projeções incluídas no formulário e quais delas estão sendo repetidas no formulário;

A Companhia revisa anualmente suas projeções de investimento, incluindo os novos empreendimentos que são adquiridos pelo Grupo.

b) quanto às projeções relativas a períodos já transcorridos, comparar os dados projetados com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando com clareza as razões que levaram a desvios nas projeções;

Investimento - Distribuição (R\$ milhões)	2011	2010	2009
Realizado	1,065	1,128	746
Previsto	1,182	1,057	738
Desvio % (realizado/previsto)	-10%	7%	1%
Desvio em R\$ (realizado/previsto)	-117	71	8
Investimento - Geração (R\$ milhões)	2011	2010	2009
Realizado	823	645	570
Previsto	842	794	497
Desvio % (realizado/previsto)	-2%	-19%	15%
Desvio em R\$ (realizado/previsto)	-19	-149	73

Com relação aos investimentos realizados em 2011, divulgados em março de 2012, as variações ocorridas no segmento de distribuição referem-se basicamente a atrasos em licenças ambientais e postergação de projetos de infraestrutura, informática e de sistemas corporativos.

Com relação aos investimentos realizados em 2010, divulgados em março de 2011, as variações no investimento do segmento de geração referem-se basicamente a postergações de desembolsos devido à adequação do cronograma físico de obras, renegociação da forma de pagamento junto a fornecedores de equipamentos e adiamento do início de obras devido ao processo de obtenção de CNPJ e legislação ambiental.

Para o ano de 2009, o Capex Projetado divulgado em fev/09 (resultados exercício 2008), não considerava investimentos em eólicas (aquisição dos Parques Eólicos Santa Clara I, II, III, IV, V, VI e Eurus VI em set/09) bem como outros investimentos relativos a melhorias de usinas existentes.

As variações entre o Capex Realizado e o Projetado do segmento de Distribuição de Energia em 2009 e 2010 e do segmento de geração em 2011 são irrelevantes, tornando-se injustificável qualquer esclarecimento adicional.

c) quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data de entrega do formulário e, quando for o caso, explicar por que elas foram abandonadas ou substituídas.

As projeções divulgadas em março de 2012 (resultados do 4º trimestre de 2011) continuam válidas.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

12. Assembleia geral e administração

12.1 Descrever a estrutura administrativa do emissor, conforme estabelecido no seu estatuto social e regimento interno, identificando:

a) atribuições de cada órgão e comitê

A Companhia é administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria Executiva, que são compostos e funcionam em conformidade com o Estatuto Social e as disposições do Acordo de Acionistas.

a.1) Conselho de Administração

O Conselho de Administração da CPFL Energia é um órgão colegiado, eleito pela Assembleia Geral, que poderá ser composto pelo mínimo de sete membros e o máximo de nove membros. Atualmente, o Conselho de Administração da Companhia é composto por sete membros, sendo um deles independente, de acordo com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BMF&BOVESPA e com o Estatuto Social.

O Conselho de Administração da Companhia tem seu funcionamento disciplinado por um Regimento Interno, que disciplina, ainda, o relacionamento do Conselho de Administração com os comitês e comissões que o assessoram e, também, com os demais órgãos da Companhia e de suas sociedades controladas e coligadas.

O Conselho de Administração é o fórum central de decisões estratégicas da Companhia e é responsável por determinar as diretrizes estratégicas globais. Suas competências e atribuições estão dispostas tanto na Lei n. 6.404/1976, como no Art. 17 e respectivas alíneas do Estatuto Social da Companhia, destacando-se, dentre elas, o estabelecimento das políticas gerais de negócios, a eleição da Diretoria e supervisão do exercício de suas funções, a manifestação sobre o Relatório da Administração e as contas da Diretoria, a aprovação da contratação de instituição depositária para prestação de serviços de ações escriturais, a deliberação sobre aquisição, alienação ou oneração de ativos fixos, a autorização para celebração de contratos de qualquer natureza, contratos com acionistas e com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, a constituição de garantias em negócios relacionados aos interesses da Companhia e de suas sociedades controladas ou coligadas, a deliberação sobre a criação de Comitês de assessoramento, a aprovação de alteração em contratos de concessão firmado pela Companhia, pelas suas sociedades controladas e coligadas.

O Estatuto Social da Companhia, bem como o Regimento Interno do Conselho de Administração, estão disponíveis na sede da Companhia, em seu website (www.cpfl.cm.br) e, ainda, no website de Relações com Investidores (www.cpfl.com.br/ri).

a.2) Diretoria

A Diretoria Executiva da Companhia é responsável pela administração cotidiana de suas operações. Nos termos do Estatuto Social, é composta por até seis membros eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição.

As atribuições da Diretoria Executiva estão previstas no Art. 21 do Estatuto Social da Companhia, sendo sua responsabilidade submeter à aprovação do Conselho os planos, políticas e estratégias da Companhia, a proposta de aumento de capital e reforma do Estatuto Social, o calendário anual de eventos corporativos; recomendar ao Conselho de Administração da Companhia a aquisição, alienação ou oneração de ativos fixos, a constituição de garantias aos negócios de interesse da Companhia e, ainda, a celebração de contratos com acionistas ou pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas.

a.3) Comitês e Comissões

O Estatuto Social da Companhia confere atribuição ao Conselho de Administração para criar Comitês e Comissões para assessorá-lo em assuntos estratégicos de sua competência (Art. 17, alínea "w"). São três os Comitês de assessoramento ao Conselho de Administração, cujas competências e regras de funcionamento são reguladas em Regimento Interno: Comitê de Processos de Gestão, Comitê de Partes Relacionadas e Comitê de Gestão de Pessoas.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Nos termos da subcláusula 3.1 do Regimento Interno dos Comitês, compete ao Comitê de Processos de Gestão assessorar o Conselho de Administração nos assuntos a seguir: (i) avaliação da robustez das informações prestadas ao Conselho de Administração; (ii) elaboração de propostas de melhoria dos processos de gestão de negócios; (iii) avaliação das principais áreas de risco dos negócios da CPFL Energia; e (iv) orientação dos trabalhos de Auditoria Interna e elaboração de propostas de aprimoramento.

A competência do Comitê de Gestão de Pessoas está descrita na subcláusula 3.2 do Regimento Interno dos Comitês e consiste em assessorar o Conselho de Administração nos seguintes temas: (i) coordenação do processo de seleção do Diretor Presidente; (ii) definição dos critérios de remuneração da Diretoria Executiva, incluindo Planos de Incentivo de Curto e Longo Prazo; (iii) definição das metas para avaliação de desempenho da Diretoria Executiva; (iv) coordenação do processo de avaliação da Diretoria Executiva; (v) preparação e condução do Plano de Sucessão da Diretoria Executiva; e (vi) monitoramento da execução de políticas e práticas de Recursos Humanos e, quando necessário, elaboração de propostas de aprimoramento.

Segundo a subcláusula 3.3 do Regimento Interno dos Comitês, o Comitê de Partes Relacionadas tem atribuição para assessorar o Conselho de Administração nas seguintes matérias: (i) avaliação do processo de seleção de fornecedores e prestadores de serviços para realização de obras, aquisição de insumos e de serviços cujo valor de contratação seja igual ou superior ao valor mínimo de competência do Conselho de Administração para contratos que envolvam Parte(s) Relacionada(s), conforme previsto no Estatuto Social da CPFL, garantindo que sejam observadas condições de mercado; e (ii) avaliação do processo de fechamento de contrato(s) de compra e/ou venda de energia para Parte(s) Relacionada(s), cujo valor de contratação seja igual ou superior ao valor mínimo de competência do Conselho de Administração para contratos que envolvam Parte(s) Relacionada(s), conforme previsto no Estatuto Social da CPFL, garantindo que sejam observadas condições de mercado.

O Conselho de Administração pode, ainda, estabelecer Comissões de Trabalho com a finalidade de auxiliá-lo em temas específicos e de grande relevância para a Companhia, que não sejam de competência dos Comitês.

Nosso Conselho de Administração criou sete comissões de trabalho *ad hoc* desde 2006 (Comissão de Governança Corporativa, Comissão de Estratégia, Comissão de Orçamento, Comissão de Serviços Financeiros, Comissão de Compra de Energia, Comissão de Avaliação de Projetos e Comissão das IFRS), podendo criar outras comissões.

Comissão de Estratégia. Nossa Comissão de Estratégia é responsável por auxiliar o Conselho de Administração na avaliação e melhoria de nossa estratégia de negócios, buscando atingir nossas metas de crescimento e objetivos de longo prazo.

Comissão de Serviços Financeiros. Nossa Comissão de Serviços Financeiros é responsável por assegurar eficiência de nossas práticas financeiras atuais, assim como pela avaliação de novas oportunidades de operações financeiras que poderiam beneficiar a companhia.

Comissão de Governança Corporativa. Nossa Comissão de Governança Corporativa é responsável pelo monitoramento e implementação de nosso novo modelo de governança corporativa e pela proposição de potenciais melhorias ao Conselho.

Comissão de Orçamento. Nossa Comissão de Orçamento tem a responsabilidade de assessorar o Conselho de Administração na análise e estabelecimento do orçamento anual e projeções de plano de longo prazo.

Comissão de Compra de Energia. Nossa Comissão de Compra de Energia tem a responsabilidade de assessorar o Conselho de Administração na análise da aquisição de energia proveniente de fontes competitivas e alternativas pelas subsidiárias de comercialização.

Comissão de Avaliação de Projetos. Nossa Comissão de Projetos é responsável por auxiliar o Conselho de Administração na avaliação de oportunidades de novos projetos de distribuição e de geração de ativos energéticos previstos no plano estratégico.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Comissão IFRS. Nossa Comissão IFRS é responsável pela consultoria do Conselho de Administração sobre a validação das suas decisões em relação à implementação de novas regras contábeis aplicáveis as nossas demonstrações financeiras desde 2010.

b) data de instalação do conselho fiscal, se este não for permanente, e de criação dos comitês;

O Art. 26 do Estatuto Social da Companhia estabelece que o Conselho Fiscal da Companhia tem funcionamento permanente, com mandato de um ano até a Assembleia Geral Ordinária seguinte à sua eleição. Os membros do Conselho Fiscal da Companhia para o mandato 2012/2013 foram eleitos na Assembleia Geral Ordinária realizada em 12 de abril de 2012 e tomaram posse em 04 de maio de 2012.

Desde 2003, o Estatuto Social da Companhia prevê a constituição de Comitês de assessoramento do Conselho de Administração, cujos membros são nomeados na primeira reunião do Conselho de Administração que se realizar após a Assembleia Geral Ordinária, para cumprirem mandato de 1 (um) ano. Para o período de mandato 2012/2013, os membros dos Comitês de assessoramento do Conselho de Administração foram nomeados na Reunião do Conselho de Administração realizada em 25 de abril de 2012.

c) mecanismos de avaliação de desempenho de cada órgão ou comitê

O Regimento Interno do Conselho de Administração prevê que, no último mês de cada exercício social, o Presidente do Conselho de Administração deve encaminhar a seus membros um questionário de avaliação para ser preenchido individualmente pelos Conselheiros. Os resultados desta avaliação são posteriormente divulgados a todos os Conselheiros, com o objetivo aprimorar cada vez mais o desempenho do Conselho de Administração na realização de suas atribuições.

Os membros do Conselho Fiscal também são autoavaliados, por meio de procedimento que tem por objetivo possibilitar uma reflexão acerca de seu conhecimento e de suas atividades desempenhadas, de acordo com o disposto no Guia do Conselho Fiscal, documento disponível na sede da Companhia, em seu *website* (www.cpfl.cm.br) e, ainda, no *website* de Relações com Investidores (www.cpfl.com.br/ri).

A Companhia realiza a avaliação da sua Diretoria Executiva, verificando o desempenho de seus membros, conforme metas corporativas e individuais, estabelecidas de acordo com o plano estratégico da Companhia e métricas do Sistema de Geração de Valor ao Acionista (GVA®), previamente definidas e aprovadas pelo Conselho de Administração. O Conselho de Administração conta com a assessoria do Comitê de Gestão de Pessoas para acompanhar e avaliar o desempenho da Diretoria Executiva em relação ao cumprimento de suas metas anuais.

Compete, ainda, ao Comitê de Gestão de Pessoas definir o Plano de Sucessão da Diretoria Executiva, seus critérios e, ainda, examinar os cálculos previstos norma administrativa que estabelece diretrizes do Plano de Incentivos de Longo Prazo ("ILP") para os executivos da Companhia.

d) em relação aos membros da diretoria, suas atribuições e poderes individuais;

As atribuições dos membros da Diretoria Executiva estão previstas nas alíneas "a", "b", "c", "d", "e" e "f" do parágrafo único do Art. 18 do Estatuto Social da Companhia.

Compete ao Diretor Presidente da Companhia dirigir todos os negócios e a administração geral da Companhia e suas controladas, promover o desenvolvimento e a execução da estratégia corporativa, incluindo a gestão de riscos e a gestão regulatória, exercer as demais atribuições que lhe foram conferidas pelo Estatuto Social, pelo Conselho de Administração. Tem ainda competência privativa para (i) convocar e presidir as reuniões da Diretoria; (ii) conceder licença aos membros da Diretoria e indicar-lhes substitutos; (iii) coordenar e orientar os trabalhos dos Diretores Vice-Presidentes; (iv) propor ao Conselho de Administração as áreas de atuação de cada Diretor Vice-Presidente; (v) tomar decisões de caráter de urgência de competência da Diretoria, "ad referendum" desta; (vi) representar a Companhia em Assembleias gerais de acionistas e/ou de quotistas da Companhia e de sociedades da qual a Companhia seja acionista ou quotista, ou indicar um Diretor

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Vice-Presidente ou um procurador para representá-lo; e (vii) receber citação inicial e representar a Companhia em Juízo ou fora dele, ou indicar um Diretor Vice-Presidente para fazê-lo (Art. 18, alínea "a").

Ao Diretor Vice-Presidente de Operações cabe dirigir e liderar os negócios de geração, comercialização e distribuição de energia, assim como os negócios de prestação de serviços das empresas controladas pela Companhia, competindo-lhe propor e gerir os investimentos relacionados a todos esses negócios; propor e implantar novos projetos, garantindo a excelência das operações, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia; planejar e realizar as atividades de compra e venda de energia, observando e realizando a necessária política de gestão de risco inerente a esse negócio; desenvolver e oferecer serviços para clientes; gerir os processos relativos aos assuntos regulatórios, ao planejamento energético, à engenharia de operações, às atividades comerciais de varejo e à operação da distribuição, assim como os processos relacionados aos contratos de compra e venda de energia dos negócios de geração, comercialização e distribuição (Art. 18, alínea "b").

Ao Diretor Vice-Presidente de Relações Institucionais compete dirigir e liderar as comunicações externas e a interlocução regulatória e institucional da Companhia e de suas controladas, bem como os departamentos jurídico e do meio ambiente; definir e garantir o cumprimento dos princípios e das regras de sustentabilidade da Companhia e das suas sociedades controladas, direta ou indiretamente, ou coligadas, e realizar ações corretivas na ocorrência de eventuais incidentes jurídicos, regulatórios, ambientais e de reputação (Art. 18, alínea "c").

Ao Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios compete dirigir e liderar a avaliação do potencial e o desenvolvimento de novos negócios nas áreas de distribuição, geração, e comercialização de energia elétrica, e atividades correlatas ou complementares (Art. 18, alínea "d").

O Diretor Vice-Presidente Financeiro tem por atribuições dirigir e liderar a administração e gestão das atividades financeiras da companhia e suas controladas, incluindo a análise de investimentos e definição dos limites de exposição a risco, propositura e contratação de empréstimos e financiamentos, operações de tesouraria, planejamento e controle financeiro e tributário, monitoramento de riscos e a gestão das atividades inerentes à Contabilidade da Companhia e de suas controladas. Compete-lhe, ainda, desempenhar as funções de representantes da Companhia e suas controladas em suas relações com investidores e o mercado de capitais (Art. 18, alínea "e").

Ao Diretor Vice-Presidente Administrativo compete dirigir e liderar as atividades de tecnologia da informação, qualidade, suprimentos, infraestrutura, centro de serviços e logística administrativa da Companhia e suas controladas; gerir os processos e sistemas de gestão organizacional, propor e/ou disseminar as normas internas. Compete-lhe, ainda, propor, examinar, avaliar, planejar e implantar novos projetos e investimentos pertinentes às referidas atividades, em harmonia com o planejamento estratégico da companhia e suas controladas (Art. 18, alínea "f").

e) mecanismos de avaliação de desempenho dos membros do conselho de administração, dos comitês e da diretoria;

Vide item 12.1.c supracitado.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

12.2 Descrever as regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais, indicando:

a) prazos de convocação

A Lei nº. 6.404/76 determina que as assembleias gerais sejam convocadas com antecedência mínima de 15 (quinze) dias em primeira convocação e 8 (oito) dias em segunda convocação. Por ter ações listadas na Bolsa de Nova York, a Companhia tem como prática publicar edital de convocação de assembleia com maior antecedência.

b) competências

As Assembleias Gerais da Companhia têm por competência deliberar sobre matérias previstas tanto na Lei nº. 6.404/76, como no próprio Estatuto Social.

Na forma da Lei nº 6.404/76, em consonância como o Art. 9º do Estatuto Social da Companhia, compete à Assembleia Geral Ordinária da Companhia:

- (a) tomar as contas dos administradores, relativas ao último exercício social;
- (b) examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras, instruídas com parecer do Conselho Fiscal;
- (c) deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição dos dividendos;
- (d) eleger os membros do Conselho Fiscal, efetivos e suplentes;
- (e) eleger os membros do Conselho de Administração titulares e suplentes; e
- (f) fixar os honorários globais dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria, bem como os honorários do Conselho Fiscal.

Nos termos do parágrafo único do Art. 10 do Estatuto Social, compete à Assembleia Geral Extraordinária da Companhia aprovar: (a) o cancelamento do registro de Companhia Aberta perante a Comissão de Valores Mobiliários; (b) a saída do Novo Mercado ("Novo Mercado") da BM&FBOVESPA; (c) a escolha de empresa especializada responsável pela determinação do valor econômico da Companhia para fins das ofertas públicas previstas nos Capítulos IX e X do Estatuto Social, dentre uma lista tríplex de empresas apontadas pelo Conselho de Administração, e (d) planos para outorga de opção de compra de ações a administradores e empregados da Companhia e de outras sociedades que sejam controladas direta ou indiretamente pela Companhia, sem direito de preferência dos acionistas.

c) endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise

Sede da Companhia: Rua Gomes de Carvalho, nº. 1.510, 14º andar, conjunto 1402, São Paulo/SP

Website da Companhia: www.cpfl.com.br

Website de Relações com Investidores: www.cpfl.com.br/ri

Website da Comissão de Valores Mobiliários – CVM: www.cvm.gov.br

Website da BM&FBOVESPA – Bolsa de Valores e Mercadorias de São Paulo: www.bmfbovespa.com.br

d) identificação e administração de conflitos de interesses

A Subcláusula 5.10 do Acordo de Acionistas da Companhia estabelece que o Presidente da Assembleia Geral ou do Conselho de Administração da Companhia e de suas controladas, não deve computar o voto proferido por representantes de Acionista Controlador em infração ao disposto no Acordo de Acionistas ou às deliberações de Reunião Prévia, hipótese

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

em qualquer dos representantes dos demais Acionistas Controladores pode, apresentando cópia da ata da Reunião Prévia em que a matéria tenha sido decidida pelos Acionistas Controladores, exigir que o voto do inadimplente seja considerado e computado no sentido previamente aprovado na Reunião Prévia.

Nos termos da Subcláusula 5.11 do Acordo de Acionistas da Companhia, está determinado, também, que o não comparecimento a Assembleia Geral ou a reunião do Conselho de Administração da Companhia ou de suas controladas, bem como a abstenção de voto de representante de qualquer Acionista Controlador ou de membro do Conselho de Administração por ele eleito nos termos do Acordo de Acionistas, assegura a qualquer dos representantes dos demais Acionistas Controladores que participe, conforme o caso, de Assembleia Geral ou de reunião do Conselho de Administração, o direito de votar (i) no caso de Assembleia Geral, com as ações pertencentes ao Acionista Controlador ausente ou omissor, e (ii) no caso de reunião do Conselho de Administração, em nome do conselheiro ausente ou omissor.

A Subcláusula 6.4 do Acordo de Acionistas da Companhia determina, ainda, que, sem prejuízo do disposto nas subcláusulas 5.10 e 5.11 e no art. 118 da Lei 6.404/76, o eventual exercício por qualquer dos acionistas do Bloco de Controle do direito de voto nas Assembleias Gerais em desacordo com o deliberado em reunião prévia importará em invalidade do voto e nulidade da deliberação que for assim tomada, sem prejuízo do direito dos acionistas do Bloco de Controle interessados de promover a execução específica da obrigação descumprida e pleitear perdas e danos.

O Estatuto Social da Companhia prevê, também, em seu Art. 11, parágrafo único, que o Presidente da Assembleia deverá observar e fazer cumprir as disposições dos acordos de acionistas arquivados na sede da Companhia, não permitindo que se computem os votos proferidos em contrariedade com o conteúdo dos acordos.

Além disso, a Companhia deve cumprir as disposições do Art. 156 da Lei nº. 6.404/76 que veda ao administrador intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da Companhia, bem como na deliberação que a respeito tomarem os demais administradores, cumprindo-lhe cientificá-los do seu impedimento e fazer consignar, em ata de reunião do conselho de administração ou da diretoria, a natureza e extensão do seu interesse. Nos termos do parágrafo 1º deste mesmo artigo, o administrador somente pode contratar com a Companhia se observar condições razoáveis ou equitativas, idênticas às que prevalecem no mercado ou em que a companhia contrataria com terceiros, sob pena de o negócio ser declarado anulável e o administrador interessado será obrigado a transferir para a companhia as vantagens que dele tiver auferido.

e) solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto

A Companhia adota como prática de governança corporativa a elaboração de manuais de assembleia que são disponibilizados aos seus acionistas por meio eletrônico. Nos referidos manuais de assembleia, a Companhia coloca à disposição dos acionistas um modelo de procuração e disponibiliza um executivo da Companhia que poderá ser indicado como procurador para representá-los, sem qualquer ônus e com observância estrita ao mandato que lhe for outorgado, de forma a permitir a maior participação dos acionistas da Companhia.

A Companhia não adota como prática a elaboração de pedidos públicos de procuração, nos termos da Instrução CVM 481/09, bem como não prevê a possibilidade de procurações outorgadas por meio eletrônico. Sem prejuízo do acima, a Companhia constantemente estuda mecanismos para permitir maior participação de seus acionistas nas deliberações sociais, bem como encontra-se apta para cumprir com suas obrigações previstas na Instrução CVM 481/09.

f) formalidades necessárias para aceitação de instrumentos de procuração outorgados por acionistas, indicando se o emissor admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico

O Art.12 do Estatuto Social da Companhia prevê que os documentos de representação sejam depositados na sede social da Companhia com 24 (vinte e quatro) horas de antecedência da hora marcada para o início dos trabalhos.

O parágrafo único do Art. 12 prevê, ainda, que o acionista que comparecer à Assembleia Geral munido dos documentos exigidos poderá participar e votar, mesmo que tenha deixado de depositá-los previamente.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

Esta solicitação de depósito prévio de procuração visa apenas facilitar os trabalhos de preparação da documentação das assembleias e não representa obstáculo à participação daqueles que assim pretenderem participar das mesmas.

O Estatuto Social da Companhia não prevê a possibilidade de procurações outorgadas por meio eletrônico.

g) manutenção de fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias

No *Website* de Relações com Investidores da Companhia: www.cpfl.com.br/ri, existe um *link*, denominado "Fale com o RI", no qual são disponibilizadas as formas possíveis de contato e/ou esclarecimentos de dúvidas junto à Diretoria de Relações com Investidores da Companhia (por e-mail ou telefone), de maneira que os comentários de acionistas sobre as pautas de assembleias podem ser recebidos por meio deste canal.

h) transmissão ao vivo do vídeo e/ou do áudio das assembleias

Não há regra relativa à transmissão ao vivo do vídeo e/ou áudio das assembleias no Estatuto Social da Companhia.

i) mecanismos destinados a permitir a inclusão, na ordem do dia, de propostas formuladas por acionistas

A inclusão de quaisquer matérias para serem deliberadas em assembleias gerais deve ser feita anteriormente à sua convocação, para que constem da ordem do dia e sejam do conhecimento de todos. A Companhia não dispõe de mecanismo formal para permitir a inclusão de propostas de acionistas na ordem do dia na data da Assembleia Geral. No dia da Assembleia Geral, os assuntos eventualmente trazidos para comentários podem ser informados, mas nunca incluídos para deliberação. E, se os acionistas apresentarem novas propostas, estas poderão ser posteriormente examinadas pelo Conselho de Administração e pela Diretoria Executiva.

12.3 - Datas e jornais de publicação das informações exigidas pela Lei nº6.404/76

Exercício Social	Publicação	Jornal - UF	Datas
31/12/2011	Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	13/03/2012
		Valor Econômico - SP	13/03/2012
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	13/03/2012
			14/03/2012
			15/03/2012
		Valor Econômico - SP	13/03/2012
			14/03/2012
15/03/2012			
31/12/2010	Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	29/03/2011
		Valor Econômico - SP	29/03/2011
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	29/03/2011
			30/03/2011
			31/03/2011
		Valor Econômico - SP	29/03/2011
			30/03/2011
			31/03/2011
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	13/05/2011
		Valor Econômico - SP	13/05/2011
31/12/2009	Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	02/03/2010
		Valor Econômico - SP	02/03/2010
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	26/03/2010
			27/03/2010
			30/03/2010
		Valor Econômico - SP	26/03/2010
			29/03/2010
			30/03/2010
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	22/07/2010
		Valor Econômico - SP	22/07/2010

12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

12.4 Descrever as regras, políticas e práticas relativas ao conselho de administração, indicando:

A Companhia se rege por Diretrizes de Governança Corporativa que reúnem e consolidam o conjunto de mecanismos formais e informais que visam promover a interação entre os Acionistas, o Conselho de Administração, o Conselho Fiscal e a Diretoria Executiva da Companhia, e o Conselho de Administração tem suas regras de funcionamento disciplinadas em seu Regimento Interno.

Conforme previsto no Art. 13, parágrafo único do Estatuto Social da Companhia, os cargos de Presidente do Conselho de Administração e de Diretor Presidente não poderão ser acumulados pela mesma pessoa.

O Art. 15 do Estatuto Social da Companhia dispõe que o Conselho de Administração é composto por um mínimo de 07 (sete) e um máximo de 09 (nove) membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral com mandato unificado de 1 (um) ano, sendo permitida a reeleição. No mínimo 20 % (vinte por cento) dos membros do Conselho devem ser Conselheiros Independentes, conforme a definição do Regulamento do Novo Mercado, e expressamente declarados como tais na ata da Assembleia Geral que os elege, sendo também considerado(s) como independente(s) o(s) conselheiro(s) eleito(s) mediante faculdade prevista pelo artigo 141, §§ 4º e 5º e artigo 239 da Lei 6.404/76. Se, em decorrência da observância do referido percentual de 20% (vinte por cento), resultar número fracionário de Conselheiros, procede-se ao arredondamento para número inteiro: (i) imediatamente superior, quando a fração for igual ou superior a 0,5 (cinco décimos); ou (ii) imediatamente inferior, quando a fração for inferior a 0,5 (cinco décimos), nos termos do Regulamento do Novo Mercado.

Nos termos do art. 15, parágrafo 5º do Estatuto Social, a Assembleia Geral poderá eleger Conselheiros suplentes que substituem os Conselheiros titulares a que estiverem vinculados em suas ausências ou impedimentos temporários.

O Conselho de Administração tem um Presidente e um Vice-Presidente que são eleitos pelos membros do Conselho de Administração na primeira reunião que ocorrer após a eleição dos conselheiros. Os Conselheiros têm mandato unificado de 1 (um) ano, podendo ser reeleitos e, ao término do prazo de seus mandatos, permanecem nos cargos até a posse dos sucessores (Art. 15,).

Atualmente, o Conselho de Administração da Companhia é composto por 7 (sete) Conselheiros titulares – dos quais 1 (um) é Conselheiro Independente – e 6 (seis) Conselheiros suplentes.

Todos os membros do Conselho de Administração, ao serem investidos nos respectivos cargos, assinam Termo de Anuência dos Administradores a que alude o Regulamento de Listagem do Novo Mercado, pelo qual se comprometem a cumprir as regras ali constantes, Termo de Adesão à Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da Companhia e Termo de Adesão à Política de Negociação de Valores Mobiliários. Os Conselheiros de Administração que representam acionistas do bloco de controle firmam, também, Termo de Adesão aos dispositivos do Acordo de Acionistas arquivado na sede da Companhia (Art. 14 do Estatuto Social).

a) frequência das reuniões

Nos termos do parágrafo 1º do Art. 17 do Estatuto Social da Companhia, as reuniões ordinárias do Conselho de Administração ocorrem ao menos uma vez a cada mês, podendo, entretanto, ser realizadas com maior frequência, caso o Presidente do Conselho de Administração assim solicite, por iniciativa própria ou mediante provocação de qualquer membro, deliberando validamente pelo voto da maioria dos conselheiros presentes (dentre eles, obrigatoriamente, o Presidente ou o Vice-Presidente). Permite-se que a participação dos conselheiros nas reuniões do Conselho de Administração se dê através de conferência telefônica ou videoconferência.

O parágrafo 2º do Art. 17 do Estatuto Social da Companhia determina que a convocação das reuniões do Conselho de Administração seja feita com 09 (nove) dias de antecedência, por meio de comunicação enviada pelo Presidente do Conselho de Administração, contendo a indicação das matérias a serem tratadas e acompanhadas e dos documentos de apoio porventura necessários, admitindo o parágrafo 3º do mesmo artigo que a convocação de reuniões do Conselho de Administração seja feita em prazo inferior a 09 (nove) dias sempre que houver manifesta urgência.

12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

b) se existirem, as disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho

O Acordo de Acionistas vigente estabelece na Subcláusula 5.10 que o Presidente da Assembleia Geral ou do Conselho de Administração da Companhia e de suas controladas, não deve computar o voto proferido por representantes de Acionista Controlador em infração ao disposto no Acordo de Acionistas ou às deliberações de Reunião Prévia, hipótese em qualquer dos representantes dos demais Acionistas Controladores pode, apresentando cópia da ata da Reunião Prévia em que a matéria tenha sido decidida pelos Acionistas Controladores, exigir que o voto do inadimplente seja considerado e computado no sentido previamente aprovado na Reunião Prévia.

A subcláusula 7.1 do Acordo de Acionistas da Companhia estabelece que os acionistas do Bloco de Controle se obrigam a orientar os membros do Conselho de Administração da Companhia, das sociedades controladas e coligadas por eles eleitos de forma que votem nas reuniões do Conselho de Administração conforme o decidido nas reuniões prévias e conforme as disposições do Acordo de Acionistas vigentes.

c) regras de identificação e administração de conflitos de interesses

Aplicam-se, à Companhia, as disposições do Art. 156 da Lei nº. 6.404/76 que veda ao administrador intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da Companhia, bem como na deliberação que a respeito tomarem os demais administradores, cumprindo-lhe cientificá-los do seu impedimento e fazer consignar, em ata de reunião do conselho de administração ou da diretoria, a natureza e extensão do seu interesse. Nos termos do parágrafo 1º do mesmo artigo, o administrador somente pode contratar com a Companhia se observar condições razoáveis ou eqüitativas, idênticas às que prevalecem no mercado ou em que a Companhia contrataria com terceiros, sob pena do negócio ser declarado anulável e o administrador interessado será obrigado a transferir para a Companhia as vantagens que dele tiver auferido.

A Cláusula Quarta, Subcláusula 4.2 do Acordo de Acionistas estabelece que qualquer negócio ou contrato que venha a ser firmado pela Companhia ou suas controladas com Parte Relacionada deverá ser concluído em bases estritamente comutativas e em condições de mercado, tal qual fosse contratado com terceiros.

O Art. 17 do Estatuto Social estabelece, na alínea "o", como atribuições do Conselho de Administração da Companhia autorizar prévia e expressamente a celebração de contratos pela Companhia com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, direta ou indiretamente, de valor superior a R\$ 5.000.000,00 (cinco milhões de reais)*.

As transações envolvendo Partes Relacionadas à Companhia devem ser previamente submetidas ao Comitê de Partes Relacionadas que, nos termos do disposto no Regimento Interno dos Comitês, tem competência para assessorar o Conselho de Administração na avaliação do processo de seleção de fornecedores e prestadores de serviços para realização de obras, aquisição de insumos e de serviços cujo valor de contratação seja igual ou superior ao valor mínimo de competência do Conselho de Administração para contratos que envolvam Parte(s) Relacionada(s), conforme previsto no Estatuto Social, garantindo que sejam observadas condições de mercado.

* Este valor deve ser corrigido no início de cada exercício social, com base na variação do IGP-M (FGV). Portanto, atualizado para dezembro de 2011, corresponde a R\$8.100.000,00.

12.5 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem

12.5 Se existir, descrever a cláusula compromissória inserida no estatuto para a resolução dos conflitos entre acionistas e entre estes e o emissor por meio de arbitragem.

O Art. 44 do Estatuto Social determina que a Companhia, seus acionistas, os administradores e os membros do Conselho Fiscal, obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, perante a Câmara de Arbitragem do Mercado, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada com ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, no Estatuto Social da Companhia, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento de Listagem do Novo Mercado, do Regulamento de Arbitragem, do Regulamento de Sanções, das Cláusulas Compromissórias do Contrato de Participação no Novo Mercado.

12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Idade	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
Hélio Viana Pereira	59	Pertence apenas à Diretoria	24/04/2013	2 anos - até 1ª RCA após AGO prevista para abr/2015.
237.109.776-49	Engenheiro Eletricista	11 - Diretor Vice Presidente/ Superintendente	02/05/2013	Sim
Ricardo Cleber Zangirolami	42	Pertence apenas à Diretoria	24/04/2013	2 anos - até 1ª RCA após AGO prevista para abr/2015.
151.833.308-75	Advogado	11 - Diretor Vice Presidente/ Superintendente	02/05/2013	Sim
José Marcos Chaves de Melo	49	Pertence apenas à Diretoria	24/04/2013	2 anos - até 1ª RCA após AGO prevista para abr/2015.
730.497.867-87	Engenheiro	11 - Diretor Vice Presidente/ Superintendente	02/05/2013	Sim
Wilson P. Ferreira Junior	53	Pertence apenas à Diretoria	24/04/2013	2 anos - até 1ª RCA após AGO prevista para abr/2015.
012.217.298-10	Engenheiro Eletricista	10 - Diretor Presidente / Superintendente	02/05/2013	Sim
Carlos da Costa Parcias Júnior	52	Pertence apenas à Diretoria	24/04/2013	2 anos - até 1ª RCA após AGO prevista para abr/2015.
667.235.667-34	Economista	11 - Diretor Vice Presidente/ Superintendente	02/05/2013	Sim
Gustavo Estrella	38	Pertence apenas à Diretoria	24/04/2013	2 anos - até 1ª RCA após AGO prevista para abr/2015.
037.234.097-09	Administrador de empresas	11 - Diretor Vice Presidente/ Superintendente	02/05/2013	Sim
Diretor Vice-presidente Financeiro e de Relações com Investidores				
Renê Sanda	49	Pertence apenas ao Conselho de Administração	19/04/2013	1 ano - até Assembleia Geral Ordinária prevista para abril de 2014.
050.142.628-05	Bancário e economiário	21 - Vice Presidente Cons. de Administração	24/04/2013	Sim
Membro do comitê de Gestão de Pessoas.				
Osvaldo Cezar Galli	58	Pertence apenas ao Conselho de Administração	19/04/2013	1 ano - até Assembleia Geral Ordinária prevista para abril de 2014.

12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Idade	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
230.491.899-91	Administrador de Empresas	23 - Conselho de Administração (Suplente)	24/04/2013	Sim
Deli Soares Pereira	63	Pertence apenas ao Conselho de Administração	19/04/2013	1 ano - até Assembleia Geral Ordinária prevista para abril de 2014.
369.030.198-04	Economista	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	24/04/2013	Sim
Teresa Pinto Coelho Gomes	56	Pertence apenas ao Conselho de Administração	19/04/2013	1 ano - até Assembleia Geral Ordinária prevista para abril de 2014.
665.881.897-53	Bancária e economiária	23 - Conselho de Administração (Suplente)	24/04/2013	Sim
Martin Roberto Glogowsky	59	Pertence apenas ao Conselho de Administração	19/04/2013	1 ano - até Assembleia Geral Ordinária prevista para abril de 2014.
861.682.748-04	Administrador de Empresas	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	24/04/2013	Sim
Membro do Comitê de Processos de Gestão				
Claudio Borin Guedes Palaia	38	Pertence apenas ao Conselho de Administração	19/04/2013	1 ano - até Assembleia Geral Ordinária prevista para abril de 2014.
176.093.048-24	Administrador de Empresas	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	24/04/2013	Sim
Francisco Caprino Neto	52	Pertence apenas ao Conselho de Administração	19/04/2013	1 ano - até Assembleia Geral Ordinária prevista para abril de 2014.
049.976.298-39	Engenheiro Metalúrgico	23 - Conselho de Administração (Suplente)	24/04/2013	Sim
Membro dos Comitês de Processos de Gestão, Gestão de Pessoas e Partes Relacionadas.				
Marcelo Pires Oliveira Dias	37	Pertence apenas ao Conselho de Administração	19/04/2013	1 ano - até Assembleia Geral Ordinária prevista para abril de 2014.
258.510.388-96	Administrador de Empresas	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	24/04/2013	Sim

12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Idade	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
Murilo Cesar Lemos dos Santos Passos	65	Pertence apenas ao Conselho de Administração	19/04/2013	1 ano - até Assembleia Geral Ordinária prevista para abril de 2014.
269.050.007-87	Engenheiro Químico	20 - Presidente do Conselho de Administração	24/04/2013	Sim
Fernando Augusto Camargo de Arruda Botelho	31	Pertence apenas ao Conselho de Administração	19/04/2013	1 ano - até AGO prevista para abril de 2014.
292.540.028-01	Administrador de Empresas	23 - Conselho de Administração (Suplente)	24/04/2013	Sim
Rodrigo Cardoso Barbosa	39	Pertence apenas ao Conselho de Administração	19/04/2013	1 ano - até Assembleia Geral Ordinária prevista para abril de 2014.
251.193.308-00	Engenheiro Mecânico	23 - Conselho de Administração (Suplente)	24/04/2013	Sim
Maria Helena dos Santos Fernandes de Santana	53	Pertence apenas ao Conselho de Administração	19/04/2013	1 ano - até Assembleia Geral Ordinária prevista para abril de 2014.
036.221.618-50	Economista	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	24/04/2013	Sim
Carlos Alberto Cardoso Moreira	52	Pertence apenas ao Conselho de Administração	19/04/2013	1 ano - até Assembleia Geral Ordinária prevista para abril de 2014.
039.464.818-84	Administrador de Empresas	23 - Conselho de Administração (Suplente)	24/04/2013	Sim
Membro do Comitê de Gestão de Pessoas				
William Bezerra Cavalcanti Filho	56	Conselho Fiscal	19/04/2013	1 ano - até Assembleia Geral Ordinária prevista para abril de 2014.
530.627.607-53	Economista	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	24/04/2013	Sim
Helena Kerr do Amaral	57	Conselho Fiscal	19/04/2013	1 ano - até Assembleia Geral Ordinária prevista para abril de 2014.
007.675.698-06	Administradora de Empresas	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	24/04/2013	Sim

12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Idade	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
Membro do Comitê de Partes Relacionadas				
Adalgiso Fragoso de Faria	52	Conselho Fiscal	19/04/2013	1 ano - até Assembleia Geral Ordinária prevista para abril de 2014.
293.140.546-91	Economista	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	24/04/2013	Sim
Daniela Corci Cardoso	40	Conselho Fiscal	19/04/2013	1 ano - até Assembleia Geral Ordinária prevista para abril de 2014.
177.834.768-13	Administradora de Empresas	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	24/04/2013	Sim
Fernando Luiz Aguiar Filho	33	Conselho Fiscal	19/04/2013	1 ano - até Assembleia Geral Ordinária prevista para abril de 2014.
306.391.208-57	Engenheiro Civil	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	24/04/2013	Sim
Teresa Rodriguez Cao	48	Conselho Fiscal	19/04/2013	1 ano - até Assembleia Geral Ordinária prevista para abril de 2014.
891.882.767-91	Economista	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	24/04/2013	Sim
Marcelo de Andrade	46	Conselho Fiscal	19/04/2013	1 ano - até a Assembléia Geral Ordinária prevista para abril de 2014.
076.244.538-60	Administrador de empresas	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	24/04/2013	Sim
Maria da Gloria Pellicano	58	Conselho Fiscal	19/04/2013	1 ano - até Assembléia Geral Ordinária prevista para abril de 2014.
159.097.436-00	Bancária e economista	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	24/04/2013	Sim

12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Idade	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
Celene Carvalho de Jesus	57	Conselho Fiscal	19/04/2013	1 ano - até Assembleia Geral Ordinária prevista para abril de 2014.
113.674.231-04	Bancária e Economiária	45 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Minor.Ordinaristas	24/04/2013	Não
Cícero da Silva	62	Conselho Fiscal	19/04/2013	1 ano - até Assembleia Geral Ordinária prevista para abril de 2014.
045.747.611-72	Pensionista	48 - C.F.(Suplent)Eleito p/Minor.Ordinaristas	24/04/2013	Não

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações

Hélio Viana Pereira - 237.109.776-49

Formado em Engenharia Elétrica pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (EFEI) em 1976, com especialização em Engenharia da Qualidade Industrial pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Curso Pós Graduação em Gestão de Negócios de Energia Elétrica pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) e Universidade de São Paulo (USP). Atuou como Engenheiro do Departamento de Eletrificação Rural na Eletrobrás (de 1976 a 1978), como Engenheiro da Área de Estudos de Redes Subterrâneas e como Gerente da Divisão de Iluminação Pública na Companhia de Eletricidade de Brasília (CEB) (de 1978 a 1981). Ocupou diversos cargos de confiança, e foi Supervisor de Controle Operacional e Gerente de Operação da Companhia Energética de São Paulo (CESP) (de 1984 a 1989). Na CPFL Paulista ocupou o cargo de Gerente do Departamento de Planejamento e Modernização (de maio a agosto de 2000), Diretor de Distribuição (2000 a 2002), Diretor Vice-Presidente de Distribuição (2002 a 2011). Foi também Diretor Presidente da CPFL Paulista e CPFL Piratininga (de junho de 2011 a abril 2012). Atualmente, o Sr. Hélio é Diretor Vice-Presidente de Operações da CPFL Energia e Presidente do Conselho de Administração da CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE e CPFL Geração. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Diretor Vice - Presidente não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Ricardo Cleber Zangirolami - 151.833.308-75

Graduado em Direito pela Universidade de São Paulo – USP em 1993, com MBA Executivo Internacional pela FIA/USP em 2007, com especializações em Direito Empresarial e Contratos e outros diversos cursos de gestão e liderança no Brasil e no exterior. Antes de ingressar na CPFL, de 2006 a 2012 atuou como Diretor, Diretor Jurídico e Diretor para Assuntos Corporativos -América Latina na International Paper Brasil Ltd. Suas atribuições compreendiam a liderança das áreas de Comunicações, Governo e Assuntos Institucionais, Sustentabilidade, Responsabilidade Social Corporativa e Ética e Compliance . Durante esse período foi membro do Comitê Executivo na América Latina, Presidente Executivo do Instituto Internacional Paper de Representatividade Social, membro da Diretoria do Fundo de Pensão da IP no Brasil, bem como um dos membros do Conselho de Administração da IP Exports Ltda. Foi também Presidente do Comitê de Ética da IP América Latina. Ocupou posições de liderança em companhias como a Elektro Energy, ABB-Alstom e no Grupo Odebrecht. Desde maio de 2012, é Diretor Vice-Presidente de Relações Institucionais da CPFL Energia. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Diretor Vice - Presidente não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

José Marcos Chaves de Melo - 730.497.867-87

Formado como técnico eletrônico pelo Centro Federal de Educação Tecnológica, no Rio de Janeiro (CEFET-RJ) em 1980. Formado em Engenharia Mecânica pela The University of Kansas em 1986. Possui as seguintes distinções acadêmicas e profissionais: Bolsa de Estudos da Fulbright Commission, U.S. National Engineering Honor Society (Tau Beta Pi), SAP's Diamond Circle Award for Outstanding Business Contributions 2005 e Prêmio Mundial de Inovação da Accenture – em 2006. Atuou na Accenture do Brasil (1987 a 2008) e foi Diretor no período de 1998 a 2008. Foi responsável pela execução dos projetos junto a empresas, tendo atuado por 12 anos no setor elétrico, 5 anos em óleo e gás, 2 anos em siderurgia e 1 ano em manufatura. Acumula experiência em diversas áreas funcionais, como Tecnologia da Informação, Cadeia de Suprimentos e Serviços de Campo e Gestão de Ativos. Ao longo de sua carreira atendeu as empresas Neoenergia, Light, CEMIG, Duke Energy, Petrobrás, Repsol-YPF e CSN e também ao CCEE, e ao ONS. Atualmente é Diretor Administrativo da CPFL Paulista, da CPFL Piratininga, da RGE, da CPFL Geração, e das demais subsidiárias da CPFL Energia. O Sr. Chaves é Vice-Presidente Administrativo da CPFL Energia desde 2008. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Diretor Vice - Presidente não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Wilson P. Ferreira Junior - 012.217.298-10

Formado em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia da Universidade Mackenzie em 1981 e em Administração de Empresas pela Faculdade de Ciências Econômicas, Contábeis e Administrativas pela Universidade Mackenzie em 1983. cursou mestrado em Energia pela Universidade de São Paulo (USP) (não defendeu tese), e várias especializações, dentre as quais Engenharia de Segurança do Trabalho (Universidade Mackenzie, 1982), Marketing (Fundação Getúlio Vargas - FGV, 1988), e Administração de Distribuição de Energia Elétrica (Swedish Power Co. 1992). Na Companhia Energética de São Paulo (CESP) exerceu diversos cargos, incluindo Diretor de Distribuição (1995 a 1998). Foi Presidente da RGE de 1998 a 2000, Presidente do Conselho de Administração da Bandeirante Energia S.A. de 2000 a 2001 e Presidente da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE (2009 a 2010). O Sr. Ferreira Junior atualmente é membro do Conselho de Administração do ONS e Vice-Presidente da Associação Brasileira de Infraestrutura e Indústria de Base (ABDIB). De 2002 a 2011, foi membro do Conselho de Administração da CPFL Paulista, da CPFL Piratininga, CPFL Geração e RGE. De 2000 a 2011 foi Presidente da CPFL Paulista e de 2001 a 2011 foi Presidente da CPFL Piratininga, CPFL Geração e CPFL Brasil. Ele também foi o Presidente da RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguariúna, CPFL Bioenergia, e outras controladas da CPFL Energia. Desde 2002 é o Presidente da CPFL Energia. O Sr. Ferreira Junior atualmente é o presidente do Conselho de Administração da CPFL Energias Renováveis. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Diretor Presidente não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Carlos da Costa Parcias Júnior - 667.235.667-34

Graduado em Economia pela Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC - Rio) (1988), tendo cursado Mestrado em Economia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ- 1984). Em 2011, foi Diretor de Investimentos Energia na companhia holding do Grupo Camargo Correa, 'Advisor' financeiro independente, com foco em fusões e aquisições e estruturação de operações de 'private equity', de 2004 a 2010. Anteriormente ocupou posições de liderança no setor financeiro: Diretor-Presidente da Icatu Gestão de Participações, entre 2001 e 2003, cuja atividade principal é a de gestão de investimentos; Diretor do Banco de Investimentos Fleming Graphus, entre 1998 a 2000; Presidente do BBA-Capital Asset Management, entre 1996 a 1998; head de mercado de capitais do Banco BBA-Creditanstalt de 1993 a 1995; Diretor Executivo do JP Morgan, entre 1992 a 1993; e atuou também como Assessor da Presidência do BNDES, entre 1990 a 1992. Atualmente é nosso Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios desde março de 2012. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Diretor Vice - Presidente não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Gustavo Estrella - 037.234.097-09

Graduado em Administração de Empresas pela Universidade do Rio de Janeiro – UNERJ, com MBA em Finanças pela IBMEC-RJ. Atuou no Grupo Lafarge e nas empresas Light and Brasil Telecom. Desde 2001, atua na CPFL Energia, na posição de Gerente de Planejamento Econômico e Finanças, Diretor de Relações com Investidores e Diretor de Planejamento e Controle. Desde fevereiro de 2013 é o Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Energia e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Geração, RGE e de outras subsidiárias do grupo CPFL Energia. O Sr. Gustavo Estrella é atualmente Vice-Presidente do Conselho de Administração da CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE e CPFL Geração. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Diretor Vice - Presidente não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Renê Sanda - 050.142.628-05

Graduado em Estatística na Universidade de São Paulo –USP, em 1989, tendo cursado Mestrado em Estatística nesta mesma instituição (1989). Em 1992, cursou MBA Executivo em Finanças no IBMEC de Brasília e participou do Commercial and Investment Banking Program Professional Development Center junto ao Citibank, em Fort Lauderdale (EUA). Entre 2002 e 2006, foi Gerente Adjunto do BB Nova Iorque (EUA), tendo sido Diretor Adjunto do Banco do Brasil Securities (USA) entre 2005 e 2006. De 2006 a 2010, foi Diretor de Gestão de Riscos do Banco do Brasil. Atuou como Conselheiro Fiscal da Tele Amazônia Celular participações, da Telemig Celular Participações, da Companhia Paulista de Força e Luz e da CPFL Geração S.A.no período de 2000 a 2001. Foi Conselheiro de Administração da Petroflex S.A. Indústria e Comércio (2007/2008), da Fundação Tupy S.A. (2009/2011), e do Banco do Brasil Securities LLC – Nova York (USA) e BB Securities Ltd. – Londres (UK) (2006/2010). Desde 2010, é Diretor de Investimentos da Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - PREVI e membro da Comissão Técnica Nacional de Investimentos - CTNI da ABRAPP. Em 2010, recebeu a certificação dos Profissionais de Investimento, pelo Instituto de Certificação dos Profissionais de Seguridade Social - ICSS, e de conselheiro de administração/conselheiro fiscal pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa – IBGC. Em 2013, foi eleito Vice-Presidente do Conselho de Administração da CPFL Energia. Nos últimos 5 (cinco) anos, o conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Oswaldo Cezar Galli - 230.491.899-91

Graduado em Administração pelas Faculdades Integradas Norte do Paraná – UNOPAR em 1996, com MBA em Negócios e Finanças pela FIA- USP ((2001) e especializações em Administração Empresarial pela UNOPAR– USP – Londrina (1998) e Administração em Gestão Pública, pela FUNDACE – Brasília (2001). Ele cursou Economia Aplicada junto ao Banco do Brasil e Aperfeiçoamento Profissional em Administração Bancária na Faculdade Católica de Administração e Economia de Curitiba (1992). Atuou como Gerente Geral e de Atendimento (de 1991 a 1997) e Superintendente Regional e Estadual do Banco do Brasil (1998 a 2007), foi membro do Conselho do SEBRAE (2001 a 2003), Superintendente da FIC – Distribuidora de Derivados de Petróleo (2006 A 2007) e Presidente da Pioneiros Bioenergia (2007 a 2008). Desde 2009, é Diretor Financeiro Corporativo na Costa Negócios. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Deli Soares Pereira - 369.030.198-04

Graduado em Ciências Sociais pela Universidade de São Paulo – USP em 1979, com Pós-Graduação em Economia e Gestão das Relações de Trabalho pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo - PUC-SP (2009). Desde 2009, é membro suplente dos conselhos de administração da VALE S.A. e da VALEPAR S.A.. Atuou como membro titular dos Conselhos de Administração da Tigre S.A. – Tubos e Conexões (2001 a 2003), da SOLPART Participações S.A.(2006 a 2008), da CPFL Piratininga, da CPFL Paulista, da CPFL Geração e da CPFL Energia (2004 a 2006). Nos últimos 5 (cinco) anos, a Conselheira não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Teresa Pinto Coelho Gomes - 665.881.897-53

Formada em Administração Pública pela Fundação Getúlio Vargas/ EBAP em 1980. Ela cursou MBA Executivo em Finanças no Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais – IBMEC (1988 a 1990) e pós-graduação em Bank Management for Superior Results na University of Texas at Austin (USA) (1997). Entre 2000 e 2007, trabalhou na BB-DTVM como Gerente de Divisão de Private Equity, Analista Master de Negócios Estruturados, Gerente de Divisão de Fundos de Rede e Analista Sênior de Energia Elétrica.. Atua como Consultora de Projetos na Confiance Inteligência Empresarial, desde 2008. Ela foi membro suplente do Conselho de Administração da Petrobahia e da Brasil Telecom S.A. (2000 a 2001) e membro titular do Conselho de Administração do Hopi Hari (2009). Nos últimos 5 (cinco) anos, a Conselheira não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Martin Roberto Glogowsky - 861.682.748-04

Formado em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas - FGV em 1976 e em Direito pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo - PUC-SP em 1979. Desde 2005, é Diretor Presidente da Fundação CESP, tendo antes ocupado a posição de Diretor de Investimentos e Patrimônio (1999 a 2005). Foi Vice-presidente do Citibank (1977 a 1994). Atuou na área de Mercado de Capitais do Banco Schahin Cury S.A. (1994 a 1997) e do Banco BBA Creditanstaltd (1997 a 1998). É Presidente do Conselho Fiscal da Net Serviços de Comunicação S.A. desde 2005. É associado e conselheiro certificado pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa – IBGC; foi membro da sua Comissão Técnica Nacional de Investimentos (2005) e integrou o Conselho Deliberativo da Abrapp – Associação Brasileira das Entidades de Previdência Complementar (2006). Desde 2002, tem alternado a posição de Conselheiro Fiscal e de Conselheiro de Administração das empresas do grupo CPFL. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Claudio Borin Guedes Palaia - 176.093.048-24

Graduado em Administração de Empresas pela Escola de Administração de Empresas da Fundação Getúlio Vargas de São Paulo, em 1997, com MBA pela The Wharton School of the University of Pennsylvania, em 2002. Atuou como Analista de M&A do Banco JP Morgan, em São Paulo e Nova Iorque de 1997 a 1998. De 2002 a 2005, foi líder de projetos em empresas do Grupo Camargo Corrêa, quais sejam: Camargo Corrêa Energia S.A., Camargo Corrêa S.A. (CCSA) e São Paulo Alpargatas S.A.. De 2005 a 2007, foi Director de Hormigón da Loma Negra C.I.A.S.A. em Buenos Aires, Argentina. De 2008 a 2012 foi Diretor da Intercement Brasil S.A. e, a partir de 2012, é Diretor de Finanças da Intercement Participações S.A.. É membro titular do Conselho de Administração da São Paulo Alpargatas. Em 2009, foi membro suplente do Conselho de Administração da CPFL Energia. Desde 2010, é membro titular do Conselho de Administração da CPFL Energia S.A.. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Francisco Caprino Neto - 049.976.298-39

Graduado em Engenharia Metalúrgica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP) em 1983, tendo cursado Mestrado em Engenharia Metalúrgica pela mesma instituição (1992). Atuou como Chefe de Departamento de Engenharia de Processos e Assessor de Planejamento e Controle da Siderúrgica J.L. Aliperti S.A., e Coordenador de Processos Metalúrgicos da Aços Vilarés S.A.. Foi membro titular do Conselho de Administração da Companhia Paulista de Força e Luz, da Companhia Piratininga de Força e Luz, da CPFL Geração de Energia S.A. e da Rio Grande Energia S.A. (RGE) de 2005 a 2006. Atualmente, é Diretor Superintendente e Presidente do Conselho de Administração da Camargo Corrêa Energia S.A. (CCE), da VBC Energia S.A., da Camargo Corrêa Investimentos em Infraestrutura S.A. (CCII), da ESC Energia S.A. e Diretor da Camargo Corrêa S.A. (CCSA). Também atua como membro do Conselho de Administração da Companhia de Concessões Rodoviárias S.A. (CCR). Ele foi membro titular do Conselho de Administração da CPFL Energia, no período de 2004 a 2013. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Marcelo Pires Oliveira Dias - 258.510.388-96

Graduado em International Business pela American Intercontinental em Londres, em 1998. Participou dos seguintes cursos: SAP, junto à SAP Brasil e Contabilidade na Arthur Andersen (2000), Curso para Conselheiros de Administração pela Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC (2003) e Curso de Negociação (Program on Negotiation for Senior Executives) na Harvard Business School (2005). Ele é Diretor da Camargo Corrêa Investimentos em Infraestrutura (CCII) desde 2008. Atuou como Superintendente de Novos Negócios (2000 a 2002) e Diretor de Novos Negócios (2002 a 2008) da Construções e Comércio Camargo Corrêa (CCCC). De 1998 a 2000, foi Gerente de Negócios na Concessionária Nova Dutra. Atualmente, é Vice-presidente do Conselho de Administração da ESC Energia S.A., da Construções e Comércio Camargo Corrêa S.A. (CCCC), da Camargo Corrêa Investimentos em Infraestrutura S.A. (CCII) e da Camargo Corrêa Energia S.A. (CCE). Atua, desde 2010, como membro do Conselho de Administração da Companhia de Concessões Rodoviárias (CCR). Atualmente, é membro titular do Conselho de Administração da CPFL Energia. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Murilo Cesar Lemos dos Santos Passos - 269.050.007-87

Graduado em Engenharia Química pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) em 1971. Entre 1970 e 1977, atuou no Ministério da Indústria e Comércio - Conselho de Desenvolvimento Industrial (CDI). Entre 1977 e 1992, atuou como empregado e posteriormente Diretor da Área de Produtos Florestais, Meio Ambiente e Metalurgia da Companhia Vale do Rio Doce e como Diretor Presidente da Celulose Nipo-Brasileira S.A (Cenibra) e Florestas Rio Doce S.A.. Entre 1993 e 2006, foi Diretor Superintendente da Bahia Sul Celulose S.A. e da Suzano Papel e Celulose S.A.. Foi membro do Conselho de Administração da Brasil Agro Cia. Brasileira de Propriedades Agrícolas entre setembro de 2007 e junho de 2010. Atualmente, é Diretor da VBC Energia S.A. e membro do Conselho de Administração das empresas São Martinho S.A., Odontoprev S.A., Camil Alimentos S.A., e Tegma Gestão Logística S.A.. Participa também do Comitê de Gestão do Conselho de Administração da Suzano Papel e Celulose S.A., do Conselho de Notáveis da Fundação Nacional da Qualidade (FNQ), do Conselho Consultivo da Associação dos Produtores de Papel e Celulose – BRACELPA e do Conselho Superior do Instituto Ecofuturo. É Presidente do Conselho de Administração da CPFL Energia desde 2010. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Fernando Augusto Camargo de Arruda Botelho - 292.540.028-01

Graduado em Administração de Empresas pelo IBMEC Educacional (atual Insper – Instituto de Ensino e Pesquisa) em 2005. Desde 2011, foi membro suplente do Conselho de Administração da Companhia de Concessões Rodoviárias S.A. (CCR). Foi também Coordenador de Marketing da Intercement (2009/2010), tendo atuado também como Coordenador de Planejamento Estratégico na Camargo Corrêa S.A. (CCSA) de 2008 a 2009. Atualmente, é Vice-presidente do Conselho de Administração da Camargo Correa Investimentos em Infraestrutura S.A. (CCII) e membro do Conselho de Administração da Camargo Corrêa Desenvolvimento Imobiliário S.A. (CCDI). Ele é membro suplente do Conselho de Administração da CPFL Energia desde 2012. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Rodrigo Cardoso Barbosa - 251.193.308-00

Graduado em Engenharia Mecânica pela Universidade Mackenzie em 1997, com MBA na University of Southern California – USC em 2002. Entre 2006 e 2010, atuou como Diretor de Participações na Camargo Corrêa Investimentos em Infraestrutura (CCII). No período de 2008 a 2009, foi membro titular do Conselho de Administração da Companhia de Concessões Rodoviárias (CCR), sendo membro suplente desde 2011. Ele é Diretor Financeiro da VBC Energia S.A. e Diretor da ESC Energia S.A., desde 2012. Atualmente, é Diretor da Camargo Corrêa S.A. (CCSA). Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Maria Helena dos Santos Fernandes de Santana - 036.221.618-50

Graduou-se em Economia pela Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo -- -FEA-USP em 1990; foi Presidente da Comissão de Valores Mobiliários - CVM (2007 a 2012), onde atuou como Diretora, desde 2006. Ela foi também Presidente do Comitê Executivo da Organização Internacional das Comissões de Valores - IOSCO (2011 a 2012), membro do Conselho de Administração do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC (2001 a 2005), Superintendente Executiva de Relações com Empresas da BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros e, desde 2000, é membro da Latin American Roundtable on Corporate Governance (Organisation for Economic Co-operation and Development - OECD / World Bank Group). Atualmente, é também Presidente do Comitê de Governança Corporativa da Companhia Brasileira de Distribuição – CBD e membro do Conselho de Administração da TOTVS S.A.. Nos últimos 5 (cinco) anos, a Conselheira não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Carlos Alberto Cardoso Moreira - 039.464.818-84

Administrador de empresas, graduado pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo – PUC-SP em 1984. Realizou diversos cursos de extensão, seminários e workshops na área de Previdência Complementar e Mercado de Capitais (Ibmec, IBC, Abrapp, Wharton Scholl). De 1984 a 1988, foi Analista de Investimentos Sênior do Credibanco em São Paulo. Entre 1988 e 1992, foi Vice - presidente Residente do Citibank N.A em São Paulo. Foi Diretor de Clientes Institucionais do Banco BMC S.A. em São Paulo, entre 1992 e 1999. Desde junho de 2000, é Diretor de Investimentos e Finanças da Fundação Sistel de Seguridade Social (SISTEL). Atualmente, é membro da Comissão Técnica Nacional de Investimentos – CNTI da Abrapp, membro do Conselho de administração da Geração, Transmissão e Distribuição S.A.- GTD e membro suplente do Conselho de Administração da EMBRAER. É, ainda, Diretor Administrativo da Bonaire Participações S.A.. Em 2012 foi eleito membro titular do Conselho Fiscal da CPFL Energia e, atualmente, é membro suplente do Conselho de Administração. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

William Bezerra Cavalcanti Filho - 530.627.607-53

Graduado em Ciências Econômicas pelas Faculdades Integradas Bennett, em (1982), pós-graduado em Formação Geral para Altos Executivos pela FGV – RJ (1996) e MBA Executivo em Finanças pelo IBMEC – RJ (1991). Atuou como Conselheiro Fiscal na América Latina Logística S.A. - ALL (2009/2010) e da Sadia S.A. (2000/2001), membro suplente do Conselho de Administração da Bolsa de Valores do RJ (200/2001), da Brasilcap S.A. (2001 a 2009) e membro titular dos Conselhos de Administração da Guarani S.A. – atual Neoenergia S.A. (1997 a 2000) e da Guarani Comércio e Serviços S.A. (2001 a 2002). Ele foi também Vice-Presidente dos Conselhos de Administração da Nitrocarbono S.A. e da Pronor S.A. (1997 a 2002). Ele também foi executivo do Banco do Brasil S.A., tendo ocupado os cargos de Gerente Executivo da Gerência de Operações Financeiras – GEROF (1999 a 2003), Diretor de Finanças (2003 a 2009) e Gerente Executivo Financeiro e de Investimentos (2009 a 2013) e Diretor de Finanças (ano/período) do Banco do Brasil S.A., Gerente Executivo da Área Financeira e de Investimentos da Brasilcap S.A. (ano/período) e atuado como instrutor de Economia para Gerentes do Banco do Brasil (1998). Desde 2011, é Conselheiro de Administração na Fiago Participações S.A. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Helena Kerr do Amaral - 007.675.698-06

Graduada em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas pela (EAESP/FGV), em 1978, e Mestre em Administração Pública e Planejamento Urbano pela Fundação Getúlio Vargas - EAESP/FGV (1990). Coursou Especialização em Economia do Setor Público na George Washington University, Washington-DC (EUA), em 1996, e Gestão de Recursos Humanos na Agência de Recursos Humanos do Governo Japonês, Tóquio (Japão), em 1999, e doutorado em Economia pela Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP. Ela é Gerente Executiva de Planejamento Estratégico da Fundação Petrobras de Seguridade Social – Petros, desde 2011. Sua experiência como Gestora pública se estende por mais de 30 anos, onde ocupou cargos de alta direção nos níveis municipal, estadual e federal do governo. Foi presidente da Escola Nacional de Administração Pública – ENAP, de 2003 a 2011, Secretária de Gestão Pública da Prefeitura do Município de São Paulo, de 2001 a 2002, e diretora da Escola Fazendária da Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo, de 1999 a 2000. Além disso, foi Técnica Sênior de Planejamento e Gestão da Fundação de Desenvolvimento Administrativo - FUNDAP do governo do Estado de São Paulo, entre 1986 e 2011. Foi membro dos Conselhos de Administração da CPFL Energia (2012 a 2013) e da AES Eletropaulo (2003 a 2011), da Junta de Administração da Agência Especial de Financiamento Industrial - FINAME/BNDES, de 2007 a 2011, e dos Conselhos de Administração da FINEP, de 2003 a 2007, e da CTEEP, de 2004 a 2005. Nos últimos 5 (cinco) anos, a Conselheira não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Adalgiso Fragoso de Faria - 293.140.546-91

Graduado em Ciências Econômicas pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais -- PUC-MG, em 1987. Coursou MBA em Finanças Corporativas pelo IBMEC (1995) e Política Econômica e Finanças de Empresas pela Fundação Mineira de Educação e Cultura -- FUMEC (1990). Foi Analista Econômico-Financeiro da Andrade Gutierrez S.A. (1979 a 2005) e Diretor Financeiro e Administrativo da SP Vias Concessionária de Rodovias S.A. (2005 a 2006). Desde 2006, é Diretor da Camargo Corrêa S.A. (CCSA). É membro do Conselho Fiscal da Companhia de Concessões Rodoviárias (CCR), da São Paulo Alpargatas, desde 2009, e da CPFL Energia, desde 2009. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Daniela Corci Cardoso - 177.834.768-13

Graduada em Administração de Empresas pela Faculdade de Economia e Administração da Universidade de São Paulo -- FEA-USP em 1994, tendo cursado pós graduação em Mercado de Capitais pela Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras da Universidade de São Paulo -- FIPECAFI – USP (1998) e MBA em Finanças Corporativas pelo IBMEC-SP (2004). Atuou como Analista de Investimentos no Banco Fibra (1995 a 1999), Consultora de Corporate Finance na Price Waterhousecoopers (1999 a 2000) e Gerente de Planejamento Financeiro e Diretora da VBC Energia S.A. (2000 a 2009). Foi Diretora da Camargo Corrêa Investimentos em Infraestrutura S.A. (CCII) e atualmente é Diretora da Camargo Corrêa S.A. (CCSA). Ela foi membro titular do Conselho Fiscal da CPFL Piratinga e da RGE, e membro suplente do Conselho Fiscal da CPFL Paulista. É membro titular do Conselho Fiscal da CPFL Energia desde 2009. Nos últimos 5 (cinco) anos, a Conselheira não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Fernando Luiz Aguiar Filho - 306.391.208-57

Graduado em Engenharia Civil pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo - USP, em 2001. Em 2007, concluiu Mestrado em Engenharia pela mesma instituição. Trabalha no grupo Camargo Corrêa desde 2002 e atua na Divisão de Concessões do grupo Camargo Corrêa. Foi Consultor de Participações e posteriormente Gerente de Participações (2006 a 2008). Atualmente, é membro suplente do Conselho Fiscal da Companhia de Concessões Rodoviárias (CCR) e também da CPFL Energia. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Teresa Rodriguez Cao - 891.882.767-91

Formada em Economia pela UGF (1987), com pós-graduação em finanças pelo Codimec - EPGE/FGV e IBMEC (1988) e mestrado em Administração pelo IBMEC/RJ (2012). Certificada pela APIMEC como Profissional de Investimentos - CNPI (2003). Ingressou na Fundação Petrobras de Seguridade Social – Petros em 2008, e exerce, desde então, a atividade de Analista de Investimentos III. Anteriormente, foi Analista de Investimentos Sênior da Lopes Filho & Associados Consultores de Investimentos (1994 a 2008). Foi, também, membro titular do Comitê de Finanças (2011 a 2012), do Comitê de Recursos Humanos (2010 a 2011) e do Comitê de Riscos e Contingências (2011 a 2012) da Oi S.A., e membro suplente do Conselho de Administração da Lupatech S.A. (2009 a 2011). Ela é membro titular do Conselho de Administração da Multiner S.A., desde 2012 e membro suplente do Conselho Fiscal da Lupatech S.A., desde 2011. Ela é, ainda, membro titular dos Comitês de Finanças e de Investimentos, de Recursos Humanos e de Auditoria da Investimentos e Participações em Infraestrutura S.A. – Invepar, desde 2012, e do Comitê de Engenharia e Redes, Tecnologia e Inovação e Ofertas de Serviços da Oi S.A., desde 2011. Desde 2011, é membro suplente do Comitê Financeiro e de Risco da Norte Energia S.A.. Nos últimos 5 (cinco) anos, a Conselheira não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Marcelo de Andrade - 076.244.538-60

Graduado em Administração de Empresas pela Universidade São Judas Tadeu, de São Paulo, em 1999, tendo cursado pós-graduação em Controladoria (MBA Controller) pela Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras da Universidade de São Paulo - FIECAFI – USP (1999). Atuou como Gerente Corporativo de Planejamento e Orçamento na Santista Têxtil S.A. (1998 a 2008) e Gerente Corporativo de Planejamento Financeiro e Estratégico da Coelho da Fonseca Empreendimentos Imobiliários Ltda.. (2008 a 2009). Desde 2009, atua no grupo Camargo Corrêa e atualmente é Superintendente de Controladoria da Camargo Corrêa S.A. (CCSA). Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Maria da Gloria Pellicano - 159.097.436-00

Bacharel em Ciências Econômicas pela Universidade Católica de Brasília/DF, em 1981, e pós-graduada em Engenharia Econômica pela Universidade do Distrito Federal - UDF (1982). Ela desenvolveu sua carreira como funcionária do Banco do Brasil S.A.. Ela foi Chefe de Gabinete de Parlamentar da Câmara Legislativa do Distrito Federal (1995 a 1998) e membro do Conselho de Administração da Companhia Tecidos Norte de Minas – Coteminas (2001 a 2007). No período de 2009 a 2010, foi gestora municipal de projetos na Prefeitura Municipal de Jacutinga/MG. Desde 2011, é Assessora da Secretaria de Desenvolvimento Econômico do Distrito Federal. Nos últimos 5 (cinco) anos, a Conselheira não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Celene Carvalho de Jesus - 113.674.231-04

Graduada em Ciências Contábeis pela UniCEUB – Centro Universitário de Brasília, em (1983) com especialização em Contabilidade Gerencial pela Fundação Getúlio Vargas (1989) e MBA em Gestão de Instituições Financeiras pela Universidade Católica de Brasília (2002). Ela foi Gerente Executiva /Contadora na PREVI (2002 a 2007) e Analista Sênior do Banco do Brasil (1999 a 2002), atuou como membro do Comitê de Auditoria do Banco do Brasil (2008 a 2012) e é Conselheira Fiscal certificada pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa – IBGC, tendo atuado nesta função na Cooperforte, na Embraer, na Embratel Participações, na Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - PREVI e no Transporte Coletivo de Brasília (1996 a 2008). Nos últimos 5 (cinco) anos, a Conselheira não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Cícero da Silva - 045.747.611-72

Graduado em Direito pela Anhanguera - Centro Universitário de Campo Grande, em 2008, e em Ciências Contábeis, na Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, em 1980, cursou Pós-Graduação em Perícia Investigativa Contábil, Financeira e Empresarial na Universidade Católica Dom Bosco (2002) e MBA em Auditoria na FIECAFI-- USP (1997). Exerceu o cargo de Auditor na AUDIT Campo Grande (1994 a 1998) e de Gerente Geral e Gerente Adjunto do Banco do Brasil (de 1986 a 1994). Foi membro suplente do Conselho Fiscal e do Conselho de Administração do grupo CPFL (2005 a 2009) e da VALE S.A. (2009 a 2013). Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

12.7 - Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração

Nome	Tipo comitê	Cargo ocupado	Profissão	Data eleição	Prazo mandato
CPF	Descrição outros comitês	Descrição outros cargos ocupados	Idade	Data posse	
Outros cargos/funções exercidas no emissor		Experiência Profissional / Declaração de Eventuais Condenações			
Carlos Alberto Cardoso Moreira	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Administrador de Empresas	24/04/2013	1 ano até 1ª RCA após AGO prevista para abr/2014
039.464.818-84	Comitê de Gestão de Pessoas		52	24/04/2013	
Conselheiro de Administração Suplente					
Fernando Santos do Nascimento	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Economista	24/04/2013	1 ano até 1ª RCA após AGO prevista para abr/2014
042.934.047-83	Comitê de Partes Relacionadas		37	24/04/2013	
N/A					
Francisco Caprino Neto	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro Metalúrgico	24/04/2013	1 ano até 1ª RCA após AGO prevista para abr/2014
049.976.298-39	Comitê de Processos de Gestão/ Comitê de Gestão de Pessoas/ Comitê de Partes Relacionadas		52	24/04/2013	
Conselheiro de Administração Suplente					
Helena Kerr do Amaral	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Administradora de empresas	24/04/2013	1 ano até 1ª RCA após AGO prevista para abr/2014
007.675.698-06	Comitê de Partes Relacionadas		57	24/04/2013	
Conselheira Fiscal titular					
João Ernesto de Lima Mesquita	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Bancário	24/04/2013	1 ano até 1ª RCA após AGO prevista para abr/2014
003.586.467-23	Comitê de Processos de Gestão		41	24/04/2013	
N/A					
Martin Roberto Glogowsky	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Administrador de Empresas	24/04/2013	1 ano até 1ª RCA após AGO prevista para abr/2014
861.682.748-04	Comitê de Processos de Gestão		59	24/04/2013	

12.7 - Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração

Nome	Tipo comitê	Cargo ocupado	Profissão	Data eleição	Prazo mandato
CPF	Descrição outros comitês	Descrição outros cargos ocupados	Idade	Data posse	
Outros cargos/funções exercidas no emissor		Experiência Profissional / Declaração de Eventuais Condenações			
Conselheiro de Administração Titular					
Renê Sanda	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Bancário e Economiário	24/04/2013	1 ano até 1ª RCA após AGO prevista para abr/2014
050.142.628-05	Comitê de Gestão de Pessoas		49	24/04/2013	
Vice-Presidente do Conselho de Administração					

12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores

Nome	CPF	Nome empresarial do emissor, controlada ou controlador	CNPJ	Tipo de parentesco com o administrador do emissor ou controlada
------	-----	--------------------------------------------------------	------	-----------------------------------------------------------------

Administrador do emissor ou controlada

Marcelo Pires Oliveira Dias	258.510.388-96	CPFL ENERGIA S.A.	02.429.144/0001-93	Filho ou Filha (1º grau por consangüinidade)
-----------------------------	----------------	-------------------	--------------------	----------------------------------------------

Membro do Conselho de Administração

Pessoa relacionada

Regina de Camargo Pires Oliveira Dias	153.204.398-81	RCPODON Empreendimentos e Participações S.A.	09.594.541/0001-60	
---------------------------------------	----------------	----------------------------------------------	--------------------	--

Acionista controladora da RCPODON Empreendimentos e Participações S.A. e da RCPODPN Empreendimentos e Participações S.A., sociedades que, indiretamente, integram o grupo de controle da CPFL Energia;

Observação

Marcelo Pires Oliveira Dias, membro do Conselho de Administração, é filho de Regina de Camargo Pires Oliveira Dias, acionista controladora da RCPODON Empreendimentos e Participações S.A. e da RCPODPN Empreendimentos e Participações S.A., sociedades que, indiretamente, integram o grupo de controle da CPFL Energia;

Administrador do emissor ou controlada

Fernando Augusto Camargo de Arruda Botelho	292.540.028-01	CPFL ENERGIA S.A.	02.429.144/0001-93	Filho ou Filha (1º grau por consangüinidade)
--------------------------------------------	----------------	-------------------	--------------------	----------------------------------------------

Membro do Conselho de Administração

Pessoa relacionada

Rosana Camargo de Arruda Botelho	535.804.358-68	RCABPN Empreendimentos e Participações S.A.	09.594.459/0001-35	
----------------------------------	----------------	---------------------------------------------	--------------------	--

Acionista da RCABPN Empreendimentos e Participações S.A. e da RCABON Empreendimentos e Participações S.A., sociedades que, indiretamente, integram o grupo de controle da CPFL Energia.

Observação

Fernando Augusto Camargo de Arruda Botelho, membro do Conselho de Administração, é filho de Rosana Camargo de Arruda Botelho, acionista da RCABPN Empreendimentos e Participações S.A. e da RCABON Empreendimentos e Participações S.A., sociedades que, indiretamente, integram o grupo de controle da CPFL Energia.

Administrador do emissor ou controlada

Claudio Borin Guedes Palaia	176.093.048-24	CPFL ENERGIA S.A.	02.429.144/0001-93	Genro ou Nora (2º grau por afinidade)
-----------------------------	----------------	-------------------	--------------------	---------------------------------------

Membro do Conselho de Administração

Pessoa relacionada

Renata De Camargo Nascimento	535.804.608-97	RCNON Empreendimentos e Participações S.A.	09.594.570/0001-21	
------------------------------	----------------	--------------------------------------------	--------------------	--

Acionista controladora da RCNON Empreendimentos e Participações S.A. e da RCNPN Empreendimentos e Participações S.A., sociedades que, indiretamente, integram o grupo de controle da CPFL Energia;

Observação

12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores

Nome	CPF	Nome empresarial do emissor, controlada ou controlador	CNPJ	Tipo de parentesco com o administrador do emissor ou controlada
Cargo				

Claudio Borin Guedes Palaia, membro do Conselho de Administração, é genro de Renata de Camargo Nascimento, acionista controladora da RCNON Empreendimentos e Participações S.A. e da RCNPN Empreendimentos e Participações S.A, sociedades que, indiretamente, integram o grupo de controle da CPFL Energia;

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação Cargo/Função	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
-------------------------------	----------	--------------------------------------------------------------	----------------------------

Exercício Social 31/12/2011Administrador do Emissor

Francisco Caprino Neto 049.976.298-39 Controle Controlador Direto
 Diretor Superintendente da Camargo Corrêa Investimentos em Infraestrutura S.A., Diretor Superintendente da VBC Energia S.A. e Diretor Superintendente da Camargo Corrêa Energia S.A.;

Pessoa Relacionada

CPFL ENERGIA S.A. 02.429.144/0001-93
 Membro Titular do Conselho da Administração da CPFL Energia

Observação

Francisco Caprino Neto é Diretor Superintendente da Camargo Corrêa Investimentos em Infraestrutura S.A., Diretor Superintendente da VBC Energia S.A. e Diretor Superintendente da Camargo Corrêa Energia S.A.

Exercício Social 31/12/2010Administrador do Emissor

Carlos Alberto Cardoso Moreira 039.464.818-84 Controle Controlador Indireto
 Diretor de Investimento e Finanças da Fundação Sistel de Seguridade Social (SISTEL)

Pessoa Relacionada

CPFL ENERGIA S.A. 02.429.144/0001-93
 Membro titular do Conselho de Administração da CPFL Energia

Observação

Carlos Alberto Cardoso Moreira é Diretor de Investimentos e Finanças da Fundação Sistel de Seguridade Social (SISTEL).

Administrador do Emissor

Ivan de Souza Monteiro 667.444.077-91 Controle Controlador Indireto
 Vice-Presidente de Finanças, Mercado de Capitais e Relações com Investidores do Banco do Brasil S.A.

Pessoa Relacionada

CPFL ENERGIA S.A. 02.429.144/0001-93
 Membro titular do Conselho de Administração da CPFL Energia

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação Cargo/Função	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
-------------------------------	----------	--------------------------------------------------------------	----------------------------

Observação

Ivan de Souza Monteiro é Vice-Presidente de Finanças, Mercado de Capitais e Relações com Investidores do Banco do Brasil

Exercício Social 31/12/2009**Administrador do Emissor**

Rodrigo Cardoso Barbosa Diretor Financeiro da Camargo Corrêa S.A. e Diretor Financeiro da VBC Energia S.A;	251.193.308-00	Controle	Controlador Direto
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------	----------	--------------------

Pessoa Relacionada

CPFL ENERGIA S.A. Membro Suplente do Conselho de Administração CPFL Energia	02.429.144/0001-93		
--------------------------------------------------------------------------------	--------------------	--	--

Observação

Rodrigo Cardoso Barbosa é Diretor Financeiro da Camargo Corrêa S.A. e Diretor Financeiro da VBC Energia S.A;

Administrador do Emissor

Renê Sanda Diretor de Investimento da Previ	050.142.628-05	Controle	Controlador Direto
------------------------------------------------	----------------	----------	--------------------

Pessoa Relacionada

CPFL ENERGIA S.A. Membro titular do Conselho de Administração da CPFL Energia	02.429.144/0001-93		
----------------------------------------------------------------------------------	--------------------	--	--

Observação

Renê Sanda é Diretor de Investimentos da PREVI – Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores

12.11 Descrever as disposições de quaisquer acordos, inclusive apólices de seguro, que prevejam o pagamento ou o reembolso de despesas suportadas pelos administradores, decorrentes da reparação de danos causados a terceiros ou ao emissor, de penalidades impostas por agentes estatais, ou de acordos com o objetivo de encerrar processos administrativos ou judiciais, em virtude do exercício de suas funções.

A Companhia mantém seguro de responsabilidade civil para diretores estatutários, conselheiros de administração e conselheiros fiscais.

Seguro de Responsabilidade Civil Geral de Administradores (Directors & Officers Liability Insurance):

- Apólice n.º 17.10.0003189.12
- Vigência: 31/03/2012 a 31/03/2013
- Seguradora: ACE Seguradora S.A.
- Riscos Cobertos: proteção ao patrimônio pessoal dos administradores, caso estes venham a ser responsabilizados por atos danosos causados a terceiros, decorrentes da gestão das empresas do Grupo CPFL Energia S/A; a cobertura estende-se à todas as empresas que a CPFL Energia detenha participação societária superior a 51% (cinquenta e um por cento);
- Importância Segurada: US\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de dólares americanos);
- Prêmio do seguro: US\$ 214.760,00 (duzentos e quatorze mil, setecentos e sessenta dólares americanos).

Franquias:

- Cobertura "A": sem franquias
- Cobertura "B": sem franquias
- Cobertura "C": Mercado de Capitais Internacional R\$ 200.000,00; Mercado de Capitais Nacional R\$ 50.000,00

12.12 - Outras informações relevantes

12.12 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Quanto aos membros titulares do Conselho de Administração da Companhia, ocupam, atualmente, os seguintes cargos no Conselho de Administração, Conselho Fiscal, Comitês e Órgãos executivos de outras sociedades ou entidades:

(i) **Murilo Passos:**

Atualmente, é Diretor da VBC Energia S.A. e membro do Conselho de Administração das empresas São Martinho S.A., Odontoprev S.A., Camil Alimentos S.A., e Tegma Gestão Logística S.A.. Participa também do Comitê de Gestão do Conselho de Administração da Suzano Papel e Celulose S.A., do Conselho de Notáveis da Fundação Nacional da Qualidade (FNQ), do Comitê de Finanças e Auditoria da São Martinho S.A., do Conselho Consultivo da Associação dos Produtores de Papel e Celulose – BRACELPA e do Conselho Superior do Instituto Ecofuturo.

(ii) **Claudio Borin Guedes Palaia:**

Atualmente, é membro titular do Conselho de Administração da São Paulo Alpargatas S.A.

(iii) **Marcelo Pires Oliveira Dias:**

Atualmente, é Vice-presidente do Conselho de Administração da ESC Energia S.A., da Construções e Comércio Camargo Corrêa S.A. (CCCC), da Camargo Corrêa Investimentos em Infraestrutura S.A. (CCII) e da Camargo Corrêa Energia S.A. (CCE). Atua, desde 2010, como membro do Conselho de Administração da Companhia de Concessões Rodoviárias (CCR).

(iv) **Renê Sanda:**

Atualmente, é Diretor de Investimentos da Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - PREVI, membro da Comissão Técnica Nacional de Investimentos – CNTI da ABRAPP.

(v) **Deli Soares Pereira:**

Desde 2009, é membro suplente dos conselhos de administração da VALE S.A. e da VALEPAR S.A.

(vi) **Martim Roberto Glogowsky:**

É Presidente do Conselho Fiscal da Net Serviços de Comunicação S.A. desde 2005 e associado e conselheiro certificado pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa.

(vii) **Maria Helena dos Santos Fernandes de Santana:**

Atualmente, é também Presidente do Comitê de Governança Corporativa da Companhia Brasileira de Distribuição – CBD e membro do Conselho de Administração da TOTVS S.A..

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

13. Remuneração de Administradores

13.1 Política ou prática de remuneração do conselho de administração, da diretoria estatutária e não estatutária, do conselho fiscal e dos comitês.

a) objetivos da política ou prática de remuneração

A política de remuneração dos administradores com função executiva praticada pela CPFL Energia tem por objetivo atrair e reter, motivar e desenvolver executivos com o padrão de excelência requerido pelo Grupo CPFL Energia.

A remuneração fixa dos membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal, e da Diretoria Estatutária da CPFL Energia é baseada em pesquisa de mercado realizada por consultorias especializadas, que, periodicamente, apresentam as suas avaliações sobre a remuneração desses cargos praticada no mercado. Em 2011, as referidas pesquisas de mercado foram realizadas pela *Towers Perrin Forster & Crosby Ltda.* e pela *Mercer Human Resources Consulting Ltda.*

A remuneração variável dos diretores estatutários é baseada em metas contratadas com base no Planejamento Estratégico da Companhia.

O Comitê de Gestão de Pessoas da CPFL Energia, órgão de assessoramento do Conselho de Administração, verifica a aderência dos planos de remuneração variável ao plano estratégico da Companhia, bem como avalia o cumprimento das metas contratadas.

Os comitês de assessoramento do Conselho de Administração da Companhia, quais sejam, Comitê de Processos de Gestão, Comitê de Gestão de Pessoas e Comitê de Partes Relacionadas são compostos, em sua maioria, por membros titulares ou suplentes do Conselho de Administração, não sendo paga remuneração adicional pelo desempenho dessa função.

b) composição da remuneração

i. elementos da remuneração e os objetivos

Os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia recebem honorários fixos mensais.

Os membros da Diretoria Estatutária, além da remuneração fixa recebida mensalmente, fazem jus a (i) benefícios, (ii) incentivos de curto prazo e (iii) incentivos de longo prazo.

Com relação à remuneração variável, (i) os incentivos de curto prazo têm por objetivo central direcionar o comportamento dos executivos ao aperfeiçoamento da estratégia dos negócios da Companhia e ao atingimento de resultados; e (ii) os incentivos de longo prazo têm como objetivos a criação de visão e comprometimento de longo prazo; o alinhamento dos interesses dos diretores estatutários da Companhia ao conjunto de acionistas; e a premiação da geração de resultados e de criação de valor de forma sustentável.

ii. proporção de cada elemento na remuneração total

	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Honorários fixos	100%	100%	74%
Benefícios	-	-	3%
Incentivos de curto prazo	-	-	12%
Incentivos de longo prazo	-	-	11%
TOTAL	100%	100%	100%

Os percentuais informados para a Diretoria Estatutária poderão variar tendo em vista, especialmente, a composição baseada em elementos variáveis.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

iii. metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração

Os membros titulares do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal recebem honorários fixos mensais. Os conselheiros suplentes não recebem honorários, a não ser na hipótese de substituírem o conselheiro titular a que estão vinculados. Nessa circunstância, a Companhia paga ao membro suplente o valor equivalente a 50% da remuneração mensal do membro titular, caso participe de reunião ordinária do órgão, ou a totalidade da remuneração mensal do conselheiro titular se esse último estiver, temporariamente, impossibilitado de exercer suas funções. O reajuste da remuneração dos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia é feito com base em pesquisa de mercado, realizado por empresa especializada.

A proposta de remuneração definida pelo Conselho de Administração da Companhia para os diretores estatutários, bem como eventual reajuste, baseia-se em pesquisa de mercado realizada anualmente por consultorias especializadas. Em 2011, as referidas pesquisas de mercado foram realizadas pela *Towers Perrin Forster & Crosby Ltda.* e pela *Mercer Human Resources Consulting Ltda.*

iv. razões que justificam a composição da remuneração

A composição da remuneração considera as responsabilidades de cada cargo e tem como parâmetro os valores praticados pelo mercado para os profissionais que exercem funções equivalentes.

c) principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração

A remuneração dos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia é fixa e não considera indicadores de desempenho.

Com relação à remuneração variável dos diretores estatutários, a Companhia realiza a avaliação da sua Diretoria Executiva, verificando o desempenho de seus membros, conforme metas corporativas e individuais, estabelecidas de acordo com o plano estratégico da Companhia e métricas do Sistema de Geração de Valor ao Acionista (GVA®), previamente definidas e aprovadas pelo Conselho de Administração. O Conselho de Administração conta com a assessoria do Comitê de Gestão de Pessoas para acompanhar e avaliar o desempenho da Diretoria Executiva em relação ao cumprimento de suas metas anuais.

Compete, ainda, ao Comitê de Gestão de Pessoas definir o Plano de Sucessão da Diretoria Executiva, seus critérios e, ainda, examinar os cálculos previstos norma administrativa que estabelece diretrizes do Plano de Incentivos de Longo Prazo ("ILP") para os executivos da Companhia.

d) como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho

Os honorários do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal são revisados anualmente através de pesquisa de mercado e possíveis ajustes são definidos pelo Conselho de Administração, com o apoio do Comitê de Gestão de Pessoas, sendo posteriormente submetidos à deliberação da Assembléia Geral de Acionistas da Companhia.

No que tange aos diretores estatutários, a remuneração variável é totalmente baseada em metas quantitativas formalmente contratadas, as quais refletem a evolução dos indicadores de desempenho da Companhia.

e) como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses do emissor de curto, médio e longo prazo;

A política de remuneração dos diretores estatutários está alinhada aos interesses da Companhia, por ser fundamentada por critérios atrelados ao desempenho econômico-financeiro da Companhia previamente definidos. O Comitê de Gestão de Pessoas, que assessoria o Conselho de Administração da Companhia, é um órgão que contribui para a verificação do alinhamento da remuneração.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

f) existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

Os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia não exercem quaisquer cargos em subsidiárias ou controladas e, portanto, não recebem remuneração.

Com objetivo de manter o alinhamento das diretrizes de governança corporativa em todas as empresas do grupo CPFL, os diretores estatutários da CPFL Energia exercem cargos de diretores estatutários nas sociedades controladas e coligadas do grupo CPFL e são remunerados por tais atribuições, conforme informado na tabela constante do item 13.15 deste documento.

É importante destacar que os diretores estatutários que também exercem cargo de membros do Conselho de Administração nas sociedades controladas renunciam ao direito de receber remuneração pelo exercício desta função.

g) existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário do emissor

Em relação aos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da CPFL Energia, não há qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário.

Quanto aos diretores estatutários, há previsão de indenização na hipótese de alteração significativa dos acionistas que compõem o bloco de controle majoritário, que implique a extinção do cargo de diretor, destituição unilateral por parte do Conselho de Administração, ou alteração das condições de trabalho análogas a uma rescisão indireta do contrato de trabalho.

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal**Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 01/01/2012 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	7,00	6,00	5,00	18,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	1.475.000,00	4.868.000,00	600.000,00	6.943.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	65.000,00	0,00	65.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	295.000,00	1.363.000,00	120.000,00	1.778.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se ao INSS e FGTS.	Refere-se ao INSS e FGTS.	Refere-se ao INSS e FGTS.	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	3.083.000,00	0,00	3.083.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	3.524.000,00	0,00	3.524.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se ao incentivo de curto e longo prazo, INSS e FGTS.		
Pós-emprego	0,00	406.000,00	0,00	406.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	O número de membros de cada órgão corresponde à média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente. No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.	O número de membros de cada órgão corresponde à média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente. No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.	O número de membros de cada órgão corresponde à média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente. No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.	
Total da remuneração	1.770.000,00	13.309.000,00	720.000,00	15.799.000,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2011 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	7,00	5,58	5,08	17,66
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	983.000,00	2.130.000,00	575.000,00	3.688.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	6.000,00	0,00	6.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	197.000,00	1.573.000,00	115.000,00	1.885.000,00

Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se ao INSS e FGTS.	Refere-se ao INSS e FGTS.	Refere-se ao INSS e FGTS.	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	845.000,00	0,00	845.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	882.000,00	0,00	882.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se ao incentivo de curto e longo prazo, INSS e FGTS.		
Pós-emprego	0,00	208.000,00	0,00	208.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	O número de membros de cada órgão corresponde à média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente. No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.	O número de membros de cada órgão corresponde à média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente. No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.	O número de membros de cada órgão corresponde à média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente. No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.	
Total da remuneração	1.180.000,00	5.644.000,00	690.000,00	7.514.000,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2010 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	7,00	6,08	5,00	18,08
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	785.000,00	1.148.000,00	537.000,00	2.470.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	0,00	0,00	0,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	155.000,00	223.000,00	100.000,00	478.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se ao INSS e FGTS.	Refere-se ao INSS e FGTS.	Refere-se ao INSS e FGTS.	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	600.000,00	0,00	600.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	41.000,00	0,00	41.000,00

Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se ao incentivo de curto e longo prazo, INSS e FGTS.		
Pós-emprego	0,00	85.000,00	0,00	85.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	O número de membros de cada órgão corresponde à média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente. No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.	O número de membros de cada órgão corresponde à média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente. No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.	O número de membros de cada órgão corresponde à média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente. No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.	
Total da remuneração	940.000,00	2.097.000,00	637.000,00	3.674.000,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2009 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	7,00	6,00	5,00	18,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	739.000,00	639.000,00	405.000,00	1.783.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	0,00	0,00	0,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	122.000,00	247.000,00	85.000,00	454.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se ao INSS e FGTS.	Refere-se ao INSS e FGTS.	Refere-se ao INSS e FGTS.	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	96.000,00	0,00	96.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	94.000,00	0,00	94.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se ao incentivo de curto e longo prazo, INSS e FGTS.		
Pós-emprego	0,00	46.000,00	0,00	46.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	O número de membros de cada órgão corresponde à média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente. No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.	O número de membros de cada órgão corresponde à média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente. No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.	O número de membros de cada órgão corresponde à média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente. No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.	
Total da remuneração	861.000,00	1.122.000,00	490.000,00	2.473.000,00

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

13.3 Remuneração variável dos exercícios de 2009 e 2010 e a prevista para o exercício social corrente do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal

REMUNERAÇÃO VARIÁVEL NO EXERCÍCIO DE 2009⁽¹⁾ (R\$ mil)			
a. Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
b. Número de membros	7 membros	5 membros	6 membros
c. Bônus			
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	114 ⁽¹⁾
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	362 ⁽¹⁾
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	301 ⁽¹⁾
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	114 ⁽¹⁾
d. Participação no Resultado			
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	N/A
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado dos 3 últimos exercícios sociais	N/A	N/A	N/A

REMUNERAÇÃO RECONHECIDA NO EXERCÍCIO DE 2010⁽¹⁾ (R\$ mil)			
a. Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
b. Número de membros	7 membros	5 membros	6,08 membros
c. Bônus			
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	560 ⁽¹⁾
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	840 ⁽¹⁾
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	700 ⁽¹⁾
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	700 ⁽¹⁾
d. Participação no Resultado			
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	N/A
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado dos 3 últimos exercícios sociais	N/A	N/A	N/A

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

REMUNERAÇÃO RECONHECIDA NO EXERCÍCIO DE 2011 (R\$ mil)			
a. Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
b. Número de membros	7 membros	5,08 membros	5,58 membros
c. Bônus			
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	676 ⁽¹⁾
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	1.014 ⁽¹⁾
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	845 ⁽¹⁾
d. Participação no Resultado			
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	N/A

REMUNERAÇÃO PREVISTA PARA O EXERCÍCIO DE 2012 (R\$ mil)			
a. Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
b. Número de membros	7 membros	5 membros	6 membros
c. Bônus			
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	2.721
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	4.081
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	3.402
d. Participação no Resultado			
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	N/A

⁽¹⁾ No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

13.4 Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, em vigor no último exercício social e previsto para o exercício social corrente

- a) termos e condições gerais;**
- b) principais objetivos do plano;**
- c) forma como o plano contribui para esses objetivos;**
- d) como o plano se insere na política de remuneração do emissor;**
- e) como o plano alinha os interesses dos administradores e do emissor a curto, médio e longo prazo;**
- f) número máximo de ações abrangidas;**
- g) número máximo de opções a serem outorgadas;**
- h) condições de aquisição de ações;**
- i) critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício;**
- j) critérios para fixação do prazo de exercício;**
- k) forma de liquidação;**
- l) restrições à transferência das ações;**
- m) critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano;**
- n) efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações.**

Não aplicável em razão da Companhia não possuir plano de remuneração baseado em ações.

13.5 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão

13.5 Informar a quantidade de ações ou cotas direta ou indiretamente detidas, no Brasil ou no exterior, e outros valores mobiliários conversíveis em ações ou cotas, emitidos pelo emissor, seus controladores diretos ou indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum, por membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, na data de encerramento do último exercício social.

AÇÕES DETIDAS PELOS ADMINISTRADORES DA CPFL ENERGIA EM 31/12/2009			
Empresa emissora das ações	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
CPFL Energia	112	-	6.450
Controladores	-	-	-
VBC Energia S.A.	2	-	-
Bonaire Participações S.A.	1	-	-
Controladas	-	-	-
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	2
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	2
Companhia Piratininga de Força e Luz	-	-	2
Rio Grande Energia S.A.	-	-	2

AÇÕES DETIDAS PELOS ADMINISTRADORES DA CPFL ENERGIA EM 31/12/2010			
Empresa Emissora das Ações	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
CPFL Energia	112	-	2.354
Controladores			
VBC Energia S.A.	1	-	-
Bonaire Participações S.A.	1	-	-
Controladas			
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	1
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	2
Companhia Piratininga de Força e Luz	-	-	2
Rio Grande Energia S.A.	-	-	2

AÇÕES DETIDAS PELOS ADMINISTRADORES DA CPFL ENERGIA EM 31/12/2011			
Empresa Emissora das Ações	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
CPFL Energia	612	-	50.000
Controladores			
VBC Energia S.A.	1	-	-
Bonaire Participações S.A.	1	-	-
Controladas			
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	1

13.5 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão

Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	1
Companhia Piratininga de Força e Luz	-	-	1
Rio Grande Energia S.A.	-	-	1

13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

13.6 Remuneração baseada em ações reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária

- a) órgão
- b) número de membros
- c) em relação a cada outorga de opções de compra de ações:
 - i. data de outorga;
 - ii. quantidade de opções outorgadas;
 - iii. prazo para que as opções se tornem exercíveis;
 - iv. prazo máximo para exercício das opções;
 - v. prazo de restrição à transferência das ações;
 - vi. preço médio ponderado de exercício de cada um dos seguintes grupos de opções:
 - em aberto no início do exercício social;
 - perdidas durante o exercício social;
 - exercidas durante o exercício social;
 - expiradas durante o exercício social;
- d) valor justo das opções na data de outorga;
- e) diluição potencial em caso de exercício de todas as opções outorgadas.

Não aplicável em razão da Companhia não possuir plano de remuneração baseado em ações.

13.7 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária

13.7 Opções em aberto do conselho de administração e da diretoria estatutária ao final do último exercício social

- a) órgão**
- b) número de membros**
- c) em relação às opções ainda não exercíveis**
 - i. quantidade**
 - ii. data em que se tornarão exercíveis**
 - iii. prazo máximo para exercício das opções**
 - iv. prazo de restrição à transferência das ações**
 - v. preço médio ponderado de exercício**
 - vi. valor justo das opções no último dia do exercício social**
- d) em relação às opções exercíveis**
 - i. quantidade**
 - ii. prazo máximo para exercício das opções**
 - iii. prazo de restrição à transferência das ações**
 - iv. preço médio ponderado de exercício**
 - v. valor justo das opções no último dia do exercício social**
 - vi. valor justo do total das opções no último dia do exercício social**

Não aplicável em razão da Companhia não possuir plano de remuneração baseado em ações.

13.8 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

13.8 Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais

- a) órgão;
- b) número de membros;
- c) em relação às opções exercidas informar:
 - i. número de ações;
 - ii. preço médio ponderado de exercício;
 - iii. valor total da diferença entre o valor de exercício e o valor de mercado das ações relativas às opções exercidas;
- d) em relação às ações entregues informar:
 - i. número de ações;
 - ii. preço médio ponderado de aquisição;
 - iii. valor total da diferença entre o valor de aquisição e o valor de mercado das ações adquiridas.

Não aplicável em razão da Companhia não possuir plano de remuneração baseado em ações.

13.9 - Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.6 a 13.8 - Método de precificação do valor das ações e das opções

13.9 Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.6 a 13.8, tal como a explicação do método de precificação do valor das ações e das opções

- a) modelo de precificação
- b) dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco
- c) método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado
- d) forma de determinação da volatilidade esperada
- e) se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo

Não aplicável em razão da Companhia não possuir plano de remuneração baseado em ações.

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

13.10 Planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

Somente os Diretores Estatutários têm planos de previdência. Os Conselheiros Fiscais e de Administração não gozam desse benefício.

EXERCÍCIO DE 2009 (R\$ mil)		
a. Órgão	Diretoria Estatutária	
b. Número de membros	4 diretores	2 diretores
c. Nome do plano	PGBL Bradesco	PGBL Brasil Prev
d. Quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar	2	1
e. Condições para se aposentar antecipadamente	N/A	N/A
f. Valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	82	94
g. Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores*	25	45
h. Se há a possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	O valor referente à parte do participante poderá ser resgatado a qualquer momento, porém, o resgate da parcela da empresa segue as regras estabelecidas em contrato (cláusula de vesting).	O valor referente à parte do participante poderá ser resgatado a qualquer momento, porém, o resgate da parcela da empresa segue as regras estabelecidas em contrato (cláusula de vesting).

EXERCÍCIO DE 2010 (R\$ mil)		
a. Órgão	Diretoria Estatutária	
b. Número de membros	3 diretores	2 diretores
c. Nome do plano	PGBL Bradesco	PGBL Brasil Prev
d. Quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar	2	0
e. Condições para se aposentar antecipadamente	N/A	N/A
f. Valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	91	140
g. Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores*	18	66
h. Se há a possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	O valor referente à parte do participante poderá ser resgatado a qualquer momento, porém, o resgate da parcela da empresa segue as regras estabelecidas em contrato (cláusula de vesting).	O valor referente à parte do participante poderá ser resgatado a qualquer momento, porém, o resgate da parcela da empresa segue as regras estabelecidas em contrato (cláusula de vesting).

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

* valores já atualizados monetariamente.

EXERCÍCIO DE 2011 (R\$ mil)		
a. Órgão	Diretoria Estatutária	
b. Número de membros *	3 diretores	2 diretores
c. Nome do plano	PGBL Bradesco	PGBL Brasil Prev
d. Quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar	0	0
e. Condições para se aposentar antecipadamente	N/A	N/A
f. Valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	200	222
g. Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores**	118	74
h. Se há a possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	O valor referente à parte do participante poderá ser resgatado a qualquer momento, porém, o resgate da parcela da empresa segue as regras estabelecidas em contrato (cláusula de vesting).	O valor referente à parte do participante poderá ser resgatado a qualquer momento, porém, o resgate da parcela da empresa segue as regras estabelecidas em contrato (cláusula de vesting).

* Posição em 31/12/2011

** valores já atualizados monetariamente.

13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Item não divulgado em razão da liminar concedida pelo MM. Juíz da 5ª Vara Federal do Rio de Janeiro, nos autos do Processo nº 2010.510102888-5.

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria

13.12 Descrição dos arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturam mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria, bem como as consequências financeiras para o emissor

A Norma Administrativa que estabelece as diretrizes do Plano de Incentivo de Longo Prazo ("Plano de ILP") para os executivos da Companhia (diretores estatutários), em seu item 10 - Regras para o caso de desligamento do executivo, estabelece o tratamento a ser dado ao exercício das Unidades Virtuais de Valor ("UVVs") conversíveis (pós-vesting) e não conversíveis (pré-vesting) na eventualidade do desligamento do executivo:

Evento	Unidades Não Conversíveis	Unidades Conversíveis
Rescisão Voluntária do Executivo	O participante perde todos os direitos	O participante perde todos os direitos
Rescisão por Justa Causa	O participante perde todos os direitos	O participante perde todos os direitos
Rescisão unilateral por iniciativa da empresa, sem Justa Causa, antecipada ou no Término de Contrato sem renovação.	O participante perde todos os direitos	As unidades serão convertidas, com base no último valor de conversão apurado, e pagas ao executivo.
Morte ou Aposentadoria por Invalidez permanente	O prazo de carência será antecipado e os dependentes receberão as unidades convertidas com base no último valor apurado.	As unidades serão convertidas com base no último valor de conversão apurado e pagas aos dependentes.

No caso de ocorrer antes do término do prazo do mandato por iniciativa do emissor, terá direito a:

- honorários integrais do mês de destituição
- 13º honorário proporcional ao número de meses trabalhados no ano
- (01) honorário mensal, a título de Aviso Prévio
- indenização das parcelas conversíveis do Incentivo de Longo Prazo – ILP.

Assegura-se ao administrador, de forma suplementar aos demais direitos, o recebimento de uma indenização especial e única, correspondente ao valor de 06 (seis) honorários, caso ocorram alterações significativas dos acionistas que compõem o bloco de controle majoritário da sociedade, que impliquem em:

- i) extinção do cargo, objeto deste contrato;
- ii) destituição unilateral por parte do Conselho de Administração;
- iii) alterações das condições de trabalho, análogas a uma rescisão indireta de contrato de trabalho previstas no artigo 483 da CLT, ou que tornem menos atraente o desempenho do cargo, tais como: remuneração, benefícios, funções, atribuições, autoridade ou responsabilidades. Nessa hipótese, o administrador poderá rescindir o presente contrato, fazendo jus à indenização aqui estabelecida.

13.13 - Percentual na remuneração total devido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores

13.13 Percentual da remuneração total de cada órgão, nos exercícios sociais de 2009 e 2010, reconhecida no resultado do emissor referente a membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores, diretos ou indiretos, conforme definido pelas regras contábeis que tratam desse assunto.

EXERCÍCIO DE 2009			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	86%	100%	0%

EXERCÍCIO DE 2010			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	86%	100%	0%

EXERCÍCIO DE 2011			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	86%	100%	0%

13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam

13.14 Valores reconhecidos no resultado do emissor como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam, como por exemplo, comissões e serviços de consultoria ou assessoria prestados.

Não é devida qualquer remuneração além dos honorários a que fazem jus pelo cargo que ocupam no Conselho de Administração e no Conselho Fiscal.

Nenhum dos diretores estatutários presta serviços de consultoria ou assessoria à Companhia.

13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

13.15 Valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor, como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal do emissor, agrupados por órgão, nos exercícios sociais de 2009 e 2010

EXERCÍCIO DE 2009⁽¹⁾			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Controladores diretos e indiretos	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	14.100
Sociedades sob controle comum	-	-	-

EXERCÍCIO DE 2010⁽¹⁾			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Controladores diretos e indiretos	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	13.273
Sociedades sob controle comum	-	-	-

(1) No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

EXERCÍCIO DE 2011⁽¹⁾			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Controladores diretos e indiretos	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	15.953
Sociedades sob controle comum	-	-	-

(1)No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

13.16 - Outras informações relevantes

13.16 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Todas as informações pertinentes à Remuneração de Administradores foram divulgadas nos itens anteriores.

14.1 - Descrição dos recursos humanos**14. Recursos humanos****14.1 Descrever os recursos humanos do emissor, fornecendo as seguintes informações:**

a) número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica);

Localização geográfica	Atividade desempenhada	Número de empregados 2011	Número de empregados 2010	Número empregados 2009
Minas Gerais	Distribuição	4	5	5
	Geração	37	1	1
	Total Minas Gerais	41	6	6
Paraná	Distribuição	10	9	9
	Total Paraná	10	9	9
Rio Grande do Sul	Distribuição	1.318	1.300	1.301
	Comercialização	29	31	28
	Corporativo	99	126	141
	Geração	68	71	66
	Total Rio Grande Sul	1.514	1.528	1.536
Santa Catarina	Geração	139	119	99
	Total Santa Catarina	139	119	99
São Paulo	Comercialização ¹	464	585	634
	Corporativo	751	791	719
	Distribuição	4.711	4.726	4.338
	Geração	340	160	109
Total São Paulo	6.154	6.262	5.800	
Rio Grande do Norte	Geração	3	-	-
Total Rio Grande do Norte		3	-	-
Paraíba	Paraíba	8	-	-
Total Paraíba		8	-	-
Pernambuco	Pernambuco	44	-	-
Total Pernambuco		44	6.262	5.800
Total Geral		7.913	7.924	7.450

b) número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica);

Nossas distribuidoras terceirizam algumas atividades inerentes a concessão do serviço público de energia elétrica por meio de contrato de prestação de serviços medido em unidades por atividades. Não há, assim, controle das pessoas envolvidas e nem o controle quantitativo de homem/hora (Hh).

A Companhia, embora houvesse informado uma estimativa de força de trabalho vinculada aos serviços terceirizados em anos anteriores, chegou à conclusão de que não mais deveria fazer essa estimativa de força de trabalho uma vez que contrata a execução de serviços dos mais diversos fins (manutenção, operação, administrativo, etc.) sem quantificar a força de trabalho envolvida.

c) índice de rotatividade;

O índice de rotatividade foi de 10,92% em 2011, 10,95% em 2010 e 7,81% em 2009.

d) exposição do emissor a passivos e contingências trabalhistas.

Vide item 4.6.

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos

14.2 Comentar qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item 14.1 acima.

Não houve alterações relevantes nos números acima.

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

14.3 Descrever as políticas de remuneração dos empregados do emissor, informando:

a) política de salários e remuneração variável

Os salários são definidos conforme a avaliação dos cargos alinhados ao mercado conforme pesquisas salariais periódicas. Os aumentos salariais são de, no máximo, 10% ao ano e os aumentos por promoção (movimentação para cargo mais avaliado) não podem ocorrer em períodos inferiores a 6 meses.

Em conformidade com a legislação e a política de remuneração da Companhia, os empregados são elegíveis para o programa de participação nos resultados. Este montante é estabelecido nas convenções coletivas de cada companhia do Grupo, ajustados anualmente. Em 2011, foram provisionados R\$47 milhões (R\$42 milhões dos quais são lançados como passivo circulante) registrados para o Programa de Participação nos Lucros.

Adicionalmente, parte da remuneração de cada empregado está atrelada a metas de desempenho. Os empregados são avaliados com base em critérios tais como qualidade do produto de trabalho, atendimento de protocolos de segurança e produtividade. O sistema de avaliação de desempenho foi concebido também para avaliar habilidades exigidas, e permite avaliar o desenvolvimento dos empregados.

b) política de benefícios

Benefícios alinhados às práticas de mercado e, na sua grande maioria, com participação do colaborador no custo. O mais significativo deles é o patrocínio da Fundação CESP, em parceria com outras dez empresas elétricas, que complementa os benefícios de aposentadoria e saúde do Governo Federal cabíveis aos empregados de CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Geração e CPFL Brasil.

c) características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores, identificando:

- i. grupos de beneficiários;**
- ii. condições para exercício;**
- iii. preços de exercício;**
- iv. prazos de exercício;**
- v. quantidade de ações comprometidas pelo plano.**

Não aplicável por não haver planos de remuneração baseado em ações.

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos

14.4 Descrever as relações entre o emissor e sindicatos

O grupo CPFL mantém relacionamento com mais de 17 sindicatos, reconhecendo-os como os representantes legais e legítimos dos colaboradores para o encaminhamento de suas reivindicações.

Os instrumentos coletivos celebrados com essas entidades sindicais representam para a CPFL o instrumento fundamental a reger as relações de trabalho e suas disposições serão integralmente cumpridas no período de sua vigência.

O Grupo considera indispensável para o desenvolvimento saudável das relações com os Sindicatos, o permanente respeito mútuo entre as partes e a lisura nos procedimentos, garantindo total imparcialidade, seja qual for a entidade sindical. O Grupo acredita manter boas relações com os sindicatos que representam seus colaboradores, evidenciado pelo fato de não ter ocorrido nenhuma greve nos últimos 23 anos que tenha afetado materialmente as operações do Grupo.

O Grupo garante aos seus colaboradores a livre associação sindical em conformidade com disposto no Artigo 8º da Constituição Federal.

15.1 / 15.2 - Posição acionária

Acionista						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
Detalhamento por classes de ações (Unidades)						
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
FUNDO MÚTUO DE INVESTIMENTOS EM AÇÕES - BB CARTEIRA LIVRE I						
73.899.742/0001-74	Brasileira-RJ	Sim	Sim	26/12/2012		
288.569.602	29,990000%	0	0,000000%	288.569.602	29,990000%	
ESC Energia S.A.						
15.146.011/0001-51	Brasileira-SP	Sim	Sim	25/03/2013		
234.092.930	24,330000%	0	0,000000%	234.092.930	24,330000%	
BNDES PARTICIPAÇÕES S.A.						
00.383.281/0001-09	Brasileira-RJ	Não	Não	15/08/2011		
81.053.460	8,420000%	0	0,000000%	81.053.460	8,420000%	
BONAIRE PARTICIPAÇÕES S.A.						
02.117.801/0001-67	Brasileira-SP	Sim	Sim	09/04/2012		
6.308.790	0,660000%	0	0,000000%	6.308.790	0,660000%	
ENERGIA SÃO PAULO FUNDO DE INVESTIMENTO EM AÇÕES						
02.178.371/0001-93	BRASILEIRA-RJ	Sim	Sim	25/03/2013		
136.820.640	14,220000%	0	0,000000%	136.820.640	14,220000%	
OUTROS						
215.428.838	22,380000%	0	0,000000%	215.428.838	22,380000%	
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%	
TOTAL						
962.274.260	100,000000%	0	0,000000%	962.274.260	100,000000%	

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
BNDES PARTICIPAÇÕES S.A.				00.383.281/0001-09	
BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL					
33.657.248/0001-89	Brasileira-RJ	Não	Não	15/12/2009	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL	1	100,000000	0	0,000000	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
BONAIRE PARTICIPAÇÕES S.A.				02.117.801/0001-67	
ENERGIA SÃO PAULO FUNDO DE INVESTIMENTO EM AÇÕES					
02.178.371/0001-93	BRASILEIRA-RJ	Não	Não	19/12/2012	
66.728.875	100,000000	0	0,000000	66.728.875	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
3	0,000000	0	0,000000	3	0,000000
TOTAL	66.728.878	100,000000	0	0,000000	66.728.878
					100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
ENERGIA SÃO PAULO FUNDO DE INVESTIMENTO EM AÇÕES				02.178.371/0001-93	
Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros					
34.053.942/0001-50	Brasileira-RJ	Não	Não	16/11/2004	
181.405.069	22,780000	0	0,000000	181.405.069	22,780000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
FUNDAÇÃO SABESP DE SEGURIDADE SOCIAL - SABESPREV					
65.471.914/0001-86	Brasileira-SP	Não	Não	16/11/2004	
4.823.881	0,610000	0	0,000000	4.823.881	0,610000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
FUNDAÇÃO SISTEL DE SEGURIDADE SOCIAL					
00.493.916/0001-20	Brasileira-SP	Não	Não	16/11/2004	
256.722.311	32,230000	0	0,000000	256.722.311	32,230000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
Fundos de Investimento em Cotas de Fundo de Investimento em Participações 114					
07.792.436/0001-00	Brasileira-SP	Não	Não	16/11/2004	
353.528.507	44,380000	0	0,000000	353.528.507	44,380000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
ENERGIA SÃO PAULO FUNDO DE INVESTIMENTO EM AÇÕES				02.178.371/0001-93	
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
796.479.768	100,000000	0	0,000000	796.479.768	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
ESC Energia S.A.				15.146.011/0001-51	
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
975.610.433	100,000000	0	0,000000	975.610.433	100,000000
VBC ENERGIA S.A.					
00.095.147/0001-02	Brasileira-SP	Não	Não	21/11/2012	
975.610.433	100,000000	0	0,000000	975.610.433	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
FUNDO MÚTUO DE INVESTIMENTOS EM AÇÕES - BB CARTEIRA LIVRE I				73.899.742/0001-74	
CAIXA DE PREVIDÊNCIA DOS FUNCIONÁRIOS DO BANCO DO BRASIL - PREVI					
33.754.482/0001-24	Brasileira-RJ	Não	Não	03/11/2009	
130.163.541	100,000000	0	0,000000	130.163.541	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL	130.163.541	100,000000	0	0,000000	130.163.541 100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Fundos de Investimento em Cotas de Fundo de Investimento em Participações 114				07.792.436/0001-00	
Fundação CESP					
62.465.117/0001-06	Brasileira-SP	Não	Não	16/11/2004	
353.528.507	100,000000	0	0,000000	353.528.507	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL	353.528.507	100,000000	0	0,000000	353.528.507 100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
VBC ENERGIA S.A.				00.095.147/0001-02	
ATILA HOLDINGS S/A					
07.305.671/0001-00	BRASILEIRA-SP	Não	Não	31/08/2011	
2.405.393	47,970000	70.530	52,820000	2.475.923	48,090000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0,000000			
CAMARGO CORRÊA ENERGIA S.A.					
04.922.357/0001-88	BRASILEIRA-SP	Não	Não	05/09/2011	
1.504.095	29,990000	47.018	35,220000	1.551.113	30,130000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0,000000			
CAMARGO CORRÊA INVESTIMENTO EM INFRA-ESTRUTURA S.A.					
02.372.232/0001-04	BRASILEIRA-SP	Não	Não	31/08/2011	
388.107	7,740000	0	0,000000	388.107	7,540000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0,000000			
CAMARGO CORRÊA S.A.					
01.098.905/0001-09	BRASILEIRA-SP	Não	Não	26/10/2012	
717.383	14,300000	15.963	11,960000	733.346	14,240000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0,000000			

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
VBC ENERGIA S.A.				00.095.147/0001-02	
OUTROS					
5	0,000000	0	0,000000	5	0,000000
TOTAL					
5.014.983	100,000000	133.511	100,000000	5.148.494	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
ATILA HOLDINGS S/A				07.305.671/0001-00		
CAMARGO CORRÊA S.A.						
01.098.905/0001-09	BRASILEIRA-SP	Não	Não	01/09/2009		
440.877.607	53,670000	0	0,000000	440.877.607	53,670000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
CONSTRUÇÕES E COMÉRCIO CAMARGO CORRÊA S.A.						
61.522.512/0001-02	BRASILEIRA-SP	Não	Não	31/08/2011		
380.575.180	46,330000	0	0,000000	380.575.180	46,330000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
TOTAL	821.452.787	100,000000	0	0,000000	821.452.787	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
CAMARGO CORRÊA ENERGIA S.A.				04.922.357/0001-88		
CAMARGO CORRÊA INVESTIMENTO EM INFRA-ESTRUTURA S.A.						
02.372.232/0001-04	BRASILEIRA-SP	Não	Não	30/04/2012		
2.360.886	100,000000	689.071	100,000000	3.049.957	100,000000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				
OUTROS						
0	0,000000	4	0,000000	4	0,000000	
TOTAL	2.360.886	100,000000	689.075	100,000000	3.049.961	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
CAMARGO CORRÊA INVESTIMENTO EM INFRA-ESTRUTURA S.A.				02.372.232/0001-04	
CAMARGO CORRÊA S.A.					
01.098.905/0001-09	BRASILEIRA-SP	Não	Não	30/04/2012	
1.058.326.173	100,000000	0	0,000000	1.058.326.173	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
5	0,000000	0	0,000000	5	0,000000
TOTAL	1.058.326.178	100,000000	0	0,000000	1.058.326.178
					100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
CAMARGO CORRÊA S.A.				01.098.905/0001-09	
OUTROS					
3	0,010000	1	0,000000	4	0,000000
PARTICIPAÇÕES MORRO VERMELHO S.A.					
03.987.192/0001-60	BRASILEIRA-SP	Não	Não	30/04/2012	
48.943	99,990000	93.099	100,000000	142.042	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0,000000			
TOTAL	48.946	100,000000	93.100	100,000000	142.046
					100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
CONSTRUÇÕES E COMÉRCIO CAMARGO CORRÊA S.A.				61.522.512/0001-02		
Camargo Corrêa Construções e Participações S.A.						
11.196.609/0001-02	BRASILEIRA-SP	Não	Não	28/08/2012		
374.477	100,000000	87.775	99,990000	462.252	100,000000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				
OUTROS						
4	0,000000	5	0,010000	9	0,000000	
TOTAL	374.481	100,000000	87.780	100,000000	462.261	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
PARTICIPAÇÕES MORRO VERMELHO S.A.				03.987.192/0001-60	
OUTROS					
9	0,010000	0	0,000000	9	0,010000
RCABON EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES S.A					
09.594.448/0001-55	BRASILEIRA-SP	Não	Não	02/05/2012	
749.997	33,330000	0	0,000000	749.997	11,110000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
RCABPN Empreendimentos e Participações S.A.					
09.594.459/0001-35	BRASILEIRA-SP	Não	Não	01/10/2008	
0	0,000000	1.498.080	33,290000	1.498.080	22,190000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
RCNON Empreendimentos e Participações S.A.					
09.594.570/0001-21	BRASILEIRA-SP	Não	Não	02/05/2012	
749.997	33,330000	0	0,000000	749.997	11,110000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
RCNPN EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES S.A					
09.594.480/0001-30	BRASILEIRA-SP	Não	Não	01/10/2008	
0	0,000000	1.498.080	33,290000	1.498.080	22,190000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
PARTICIPAÇÕES MORRO VERMELHO S.A.				03.987.192/0001-60		
RCNPN EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES S.A						
09.594.480/0001-30	BRASILEIRA-SP	Não	Não	01/10/2008		
0	0,000000	1.498.080	33,290000	1.498.080	22,190000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				
RCPODON Empreendimentos e Participações S.A.						
09.594.541/0001-60	BRASILEIRA-SP	Não	Não	02/05/2012		
749.997	33,330000	0	0,000000	749.997	11,110000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				
RCPODPN EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES S.A						
09.594.468/0001-26	BRASILEIRA-SP	Não	Não	01/10/2008		
0	0,000000	1.498.080	33,290000	1.498.080	22,190000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				
RRRPN EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES S.A						
09.608.284/0001-78	BRASILEIRA-SP	Não	Não	01/10/2008		
0	0,000000	5.760	0,130000	5.760	0,090000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
PARTICIPAÇÕES MORRO VERMELHO S.A.				03.987.192/0001-60	
TOTAL					
2.250.000	100,000000	4.500.000	100,000000	6.750.000	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Camargo Corrêa Construções e Participações S.A.				11.196.609/0001-02	
CAMARGO CORRÊA S.A.					
01.098.905/0001-09	BRASILEIRA-SP	Não	Não	03/10/2011	
2.749.756.292	100,000000	0	0,000000	2.749.756.292	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
2	0,000000	0	0,000000	2	0,000000
TOTAL	2.749.756.294	100,000000	0	0,000000	2.749.756.294
					100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
RCABON EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES S.A				09.594.448/0001-55		
OUTROS						
0	0,000000	110	73,330000	110	0,010000	
Rosana Camargo de Arruda Botelho						
535.804.358-68	Brasileira-SP	Não	Não	01/10/2008		
749.850	100,000000	40	26,670000	749.890	99,990000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				
TOTAL	749.850	100,000000	150	100,000000	750.000	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
RCABPN Empreendimentos e Participações S.A.				09.594.459/0001-35	
OUTROS					
110	0,010000	0	0,000000	110	0,010000
Rosana Camargo de Arruda Botelho					
535.804.358-68	BRASILEIRA-SP	Não	Não	01/10/2008	
1.499.890	99,990000	0	0,000000	1.499.890	99,990000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
1.500.000	100,000000	0	0,000000	1.500.000	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
RCNON Empreendimentos e Participações S.A.				09.594.570/0001-21		
OUTROS						
0	0,000000	110	73,330000	110	0,010000	
Renata De Camargo Nascimento						
535.804.608-97	BRASILEIRA-SP	Não	Não	01/10/2008		
749.850	100,000000	40	26,670000	749.890	99,990000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				
TOTAL	749.850	100,000000	150	100,000000	750.000	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
RCNPN EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES S.A				09.594.480/0001-30	
OUTROS					
110	0,010000	0	0,000000	110	0,010000
Renata De Camargo Nascimento					
535.804.608-97	BRASILEIRA-SP	Não	Não	01/10/2008	
1.499.890	99,990000	0	0,000000	1.499.890	99,990000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
1.500.000	100,000000	0	0,000000	1.500.000	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
RCPODON Empreendimentos e Participações S.A.				09.594.541/0001-60		
OUTROS						
0	0,000000	150	100,000000	150	0,020000	
Regina de Camargo Pires Oliveira Dias						
153.204.398-81	BRASILEIRA-SP	Não	Não	01/10/2008		
749.850	100,000000	0	0,000000	749.850	99,980000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
TOTAL	749.850	100,000000	150	100,000000	750.000	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
RCPODPN EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES S.A				09.594.468/0001-26	
OUTROS					
150	0,010000	0	0,000000	150	0,010000
Regina de Camargo Pires Oliveira Dias					
153.204.398-81	BRASILEIRA-SP	Não	Não	01/10/2008	
1.499.850	99,990000	0	0,000000	1.499.850	99,990000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
1.500.000	100,000000	0	0,000000	1.500.000	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
RRRPN EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES S.A				09.608.284/0001-78		
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
Regina de Camargo Pires Oliveira Dias						
153.204.398-81	BRASILEIRA-SP	Não	Não	01/10/2008		
1.980	33,340000	0	0,000000	1.980	33,340000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
Renata De Camargo Nascimento						
535.804.608-97	BRASILEIRA-SP	Não	Não	01/10/2008		
1.980	33,330000	0	0,000000	1.980	33,330000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
Rosana Camargo de Arruda Botelho						
535.804.358-68	BRASILEIRA-SP	Não	Não	01/10/2008		
1.980	33,330000	0	0,000000	1.980	33,330000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
TOTAL	5.940	100,000000	0	0,000000	5.940	100,000000

15.3 - Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	09/04/2012
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	12.931
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	4.388
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	967

Ações em Circulação

Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantdas em tesouraria

Quantidade ordinárias (Unidades)	295.593.838	30,718300%
Quantidade preferenciais (Unidades)	0	0,000000%
Preferencial Classe A	0	0,000000%
Total	295.593.838	30,718300%

15.4 - Organograma dos acionistas

15.4 Caso o emissor deseje, inserir organograma dos acionistas do emissor, identificando todos os controladores diretos e indiretos bem como os acionistas com participação igual ou superior a 5% de uma classe ou espécie de ações, desde que compatível com as informações apresentadas nos itens 15.1 e 15.2.

A Companhia optou por apresentar os controladores diretos e indiretos por meio de tabela apresentada no item 15.1 e organograma no item 8.2.

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

15.5 Com relação a qualquer acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte, regulando o exercício do direito de voto ou a transferência de ações de emissão do emissor, indicar:

a) partes;

b) data de celebração;

c) prazo de vigência;

O Acordo de Acionistas foi assinado entre a Companhia e as empresas VBC ENERGIA S.A., 521 PARTICIPAÇÕES S.A e BONAIRE PARTICIPAÇÕES S.A., em 22 de março de 2002 e aditado em 27 de agosto de 2002, 05 de novembro de 2003 e 06 de dezembro de 2007.

Em outubro de 2009, as ações de emissão da Companhia detidas pelo acionista 521 foram transferidas para o fundo BB Carteira Livre I Fundo de Investimento em Ações ("BB CL I") que passou a ser o atual acionista da Companhia e titular de todos os direitos e obrigações inerentes às ações vinculadas ao Acordo de Acionistas.

Em agosto de 2011, a Bonaire transferiu 102.756.048 (cento e dois milhões, setecentas e cinquenta e seis mil e quarenta e oito) ações de emissão da Companhia à sua acionista controladora Energia São Paulo Fundo de Investimento em Participações ("Energia SP FIP") que passou a ser acionista da Companhia juntamente com a Bonaire e, consequentemente, titular de direitos e obrigações inerentes às ações vinculadas ao Acordo de Acionistas.

Em fevereiro de 2012, a Bonaire transferiu 12.362.202 (doze milhões, trezentas e sessenta e duas mil, duzentas e duas) ações de emissão da Companhia à sua acionista controladora Energia SP FIP, aumentando a participação desta última no capital social da Companhia.

Conforme disposto na Cláusula Décima-Quarta, sub-cláusula 14.1 do Acordo de Acionistas, foi firmado por 25 (vinte e cinco) anos, ficando renovado automaticamente por períodos iguais e sucessivos de 5 (cinco) anos, caso não seja denunciado com a antecedência mínima de 6 (seis) meses antes do término do prazo contratual então em vigor.

d) descrição das cláusulas relativas ao exercício do direito de voto e do poder de controle;

A Cláusula Sexta do Acordo de Acionistas disciplina o exercício do direito de voto dos Acionistas Controladores nas Assembleias Gerais da Companhia e suas sociedades controladas, e coligadas (quando aplicável).

De acordo com subcláusula 6.2, somente podem ser submetidas à Assembleia Geral as matérias cuja competência lhe seja expressamente atribuída por lei, devendo as decisões da Assembleia Geral serem tomadas por maioria simples dos acionistas presentes, à exceção das matérias em que a lei exija maioria qualificada, conforme disposto no Estatuto Social da Companhia.

A subcláusula 6.3 determina, também, que, nada obstante o disposto na subcláusula 6.2, os Acionistas Controladores se obrigam a comparecer a todas as Assembleias gerais da Companhia e nelas exercer seu direito de voto de modo a assegurar que as deliberações sobre quaisquer matérias somente sejam aprovadas conforme o definido em reunião prévia e pelo voto de Acionistas Controladores titulares de ao menos 80% (oitenta por cento) das ações vinculadas ao Acordo de Acionistas.

Nos termos da subcláusula 6.4, o eventual exercício do direito de voto nas Assembleias Gerais, por qualquer Acionista Controlador, em desacordo com o deliberado em reunião prévia importará em invalidade do voto e nulidade da deliberação que for assim tomada, sem prejuízo do direito da parte interessada de promover a execução específica da obrigação descumprida e pleitear perdas e danos.

A Subcláusula 5.10 do Acordo de Acionistas da Companhia estabelece que o Presidente da Assembleia Geral ou do Conselho de Administração da Companhia e de suas controladas, não deve computar o voto proferido por representantes de Acionista Controlador em infração ao disposto no Acordo de Acionistas ou às deliberações de Reunião Prévia, hipótese em qualquer dos representantes dos demais Acionistas Controladores pode, apresentando cópia da ata da Reunião Prévia

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

em que a matéria tenha sido decidida pelos Acionistas Controladores, exigir que o voto do inadimplente seja considerado e computado no sentido previamente aprovado na Reunião Prévia.

Nos termos da Subcláusula 5.11 do Acordo de Acionistas da Companhia está determinado, também, que o não comparecimento a Assembleia Geral ou a reunião do Conselho de Administração da Companhia ou de suas controladas, bem como a abstenção de voto de representante de qualquer Acionista Controlador ou de membro do Conselho de Administração por ela eleito nos termos do Acordo de Acionistas, assegura a qualquer dos representantes das demais Acionistas Controladores que participe, conforme o caso, de Assembleia Geral ou de reunião do Conselho de Administração, o direito de votar (i) no caso de Assembleia Geral, com as ações pertencentes ao Acionista Controlador ausente ou omissa, e (ii) no caso de reunião do Conselho de Administração, em nome do conselheiro ausente ou omissa.

e) descrição das cláusulas relativas à indicação de administradores;

O Acordo de Acionistas da Companhia prevê, em suas subcláusulas 8.2.1 e 8.2.1.1 que os acionistas elegerão conjuntamente 6 (seis) membros para o Conselho de Administração, de acordo com a participação que cada acionista tem no Bloco de Controle, sendo 3 (três) membros indicados pelo acionista VBC Energia S.A., 2 (dois) membros indicados pelo acionistas BB Carteira Livre I Fundo de Investimento em Ações e 1 (um) membro pelo acionista Energia SP FIP/Bonaire Participações S.A.

Por ser a CPFL Energia uma companhia listada no Novo Mercado da BM&FBovespa, o Acordo de Acionistas prevê, também, que caso os acionistas minoritários não elejam um Conselheiro, os Acionistas Controladores devem, de comum acordo, propor à assembleia geral nome(s) que atenda(m) à definição de Conselheiro Independente, conforme disposto na subcláusula 8.2.2.1.

De acordo com a subcláusula 8.2.4 do Acordo de Acionistas, o Presidente do Conselho de Administração será nomeado, na primeira reunião que ocorrer após a eleição de seus membros, dentre os conselheiros titulares indicados pelo Acionista Controlador que isoladamente seja titular da maior quantidade das ações vinculadas, e o Vice-Presidente pelo Acionista Controlador que isoladamente detenha a segunda maior quantidade dessas ações.

f) descrição das cláusulas relativas à transferência de ações e à preferência para adquiri-las;

Em suas Cláusulas Décima Primeira e Décima Segunda, o Acordo de Acionistas da Companhia traz previsões sobre transferência de ações e exercício do direito de preferência na aquisição das mesmas, pelos acionistas do Bloco de Controle.

A Cláusula Décima Primeira do Acordo de Acionistas da Companhia estabelece as limitações à transferência de ações, garantindo aos acionistas do Bloco de Controle o direito de preferência na aquisição das ações vinculadas que algum deles pretenda alienar (subcláusula 11.1) e estabelecendo as modalidades de negócios jurídicos aplicáveis à alienação de ações vinculadas (subcláusula 11.2). Das subcláusulas 11.3 e 11.4 constam os procedimentos que deverão ser observados para o exercício do direito de preferência, e as subcláusulas 11.5 e 11.6 tratam das hipóteses de exclusão do exercício do direito de preferência. Nas subcláusulas 11.7 a 11.14, encontram-se as demais disposições gerais aplicáveis à transferência de ações vinculadas.

A Cláusula Décima Segunda do Acordo de Acionistas da Companhia, por sua vez, trata do procedimento de transferência de ações em caso de mudança de controle societário, garantindo aos acionistas do Bloco de Controle o direito de preferência na aquisição de todas as ações vinculadas pertencentes ao acionista ofertante (subcláusulas 12.1, 12.2 e 12.3). As subcláusulas 12.4, 12.5 e 12.6, por sua vez, disciplinam os procedimentos que devem ser observados tanto pelo(s) acionista(s) ofertante(s), como pelo(s) acionista(s) interessado(s), no caso de transferência de ações por mudança de controle.

O Acordo de Acionistas da Companhia se encontra disponível na sede da Companhia, em seu *website* (www.cpfl.cm.br) e, ainda, no *website* de Relações com Investidores (www.cpfl.com.br/ri).

g) descrição das cláusulas que restrinjam ou vinculem o direito de voto de membros do conselho de administração.

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

Determina a subcláusula 5.6.2 do Acordo de Acionistas que a orientação de voto definida pelos Acionistas Controladores em reunião prévia será seguida de maneira uniforme e em bloco pelos representantes dos Acionistas Controladores nos órgãos sociais da Companhia, de controlada ou de coligada que vá sobre elas deliberar.

A subcláusula 5.8.1 do Acordo de Acionistas estabelece, também, que os Acionistas Controladores se obrigam a observar, nas deliberações tomadas em reuniões prévias, o disposto no Art. 115 da Lei nº. 6.404/76, que dispõe sobre abuso do direito de voto e conflito de interesses.

O Art. 46 do Estatuto Social dispõe que a Companhia observará os acordos de acionistas, arquivados na sua sede, que dispuserem sobre as restrições à circulação de ações, preferência para adquiri-las, o exercício de voto, ou do poder de controle, nas Assembleias Gerais e nas Reuniões do Conselho de Administração, cumprindo-lhe e fazer com que (i) a instituição financeira depositária os anote no extrato da conta de depósito fornecido ao acionista; e (ii) o Presidente da Reunião do Conselho de Administração ou a mesa diretora da Assembleia Geral, conforme o caso, recuse a validade de voto proferido contra suas disposições.

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor

15.6 Indicar alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor.

Em janeiro de 2009, a Votorantim Energia Ltda. iniciou a operação (concluída em fevereiro do mesmo ano) de venda de sua participação acionária na VBC Energia S.A. ao Grupo Camargo Corrêa. Detalhes da referida operação estão disponíveis nos Fatos Relevantes divulgados pela Companhia em 30 de janeiro e em 20 de fevereiro de 2009.

Em agosto de 2009, teve início a operação, concluída em dezembro do mesmo ano, de transferência das ações de emissão da Companhia detidas pelo acionista 521 Participações S.A. para o fundo BB Carteira Livre I Fundo de Investimento em Ações. Detalhes da referida operação estão disponíveis nos Fatos Relevantes divulgados pela Companhia em 21 e 31 de agosto e em 03 de dezembro de 2009.

Em agosto de 2011, a Bonaire Participações S.A. transferiu parte de suas ações de emissão da Companhia à sua acionista controladora Energia São Paulo Fundo de Investimento em Participações ("Energia SP FIP"). Detalhes desta operação estão disponíveis nos Comunicados ao Mercado divulgados pela Companhia em 15 e 18 de agosto de 2011.

Em fevereiro de 2012, a Bonaire novamente transferiu um determinado número de ações de emissão da Companhia à sua acionista controladora Energia SP FIP, aumentando a participação desta última no capital social da Companhia. Detalhes desta operação estão disponíveis no Comunicado ao Mercado divulgado pela Companhia em 30 de janeiro de 2012.

O Presidente do Conselho de Administração, Sr. Luiz Aníbal de Lima Fernandes, eleito na Assembléia Geral Ordinária realizada em 23 de abril de 2009 para o mandato 2009/2010 apresentou sua renúncia ao cargo na reunião do Conselho de Administração realizada em 26 de agosto de 2009.

Em 28 de setembro de 2009, a Companhia realizou Assembléia Geral Extraordinária na qual foi eleito o Sr. Pedro Pullen Parente como novo Presidente do Conselho de Administração, para cumprir o prazo restante do mandato, até a Assembléia Geral Ordinária de 2010 (ocorrida em 26 de abril de 2010).

Em 26 de abril de 2010, a Companhia realizou Assembléia Geral Ordinária na qual foram eleitos os membros do Conselho de Administração para o mandato 2010/2011 e, na Reunião do Conselho de Administração realizada em 28 de abril de 2010, foram eleitos, para o referido mandato, o Sr. Murilo Cesar Lemos dos Santos Passos, como novo Presidente do Conselho de Administração, e o Sr. Robson Rocha, como Vice Presidente do Conselho de Administração.

Em 28 de abril de 2011, a Companhia realizou Assembléia Geral Ordinária na qual foram eleitos os membros do Conselho de Administração para o mandato 2011/2012 e, na Reunião do Conselho de Administração realizada em 25 de maio de 2011, foram eleitos, para o referido mandato, o Sr. Murilo Cesar Lemos dos Santos Passos, como novo Presidente do Conselho de Administração, e o Sr. Ivan Monteiro de Souza, como Vice Presidente do Conselho de Administração.

Em 12 de abril de 2012, a Companhia realizou Assembleia Geral Ordinária na qual foram eleitos os membros do Conselho de Administração para o mandato 2012/2013 e, na Reunião do Conselho de Administração realizada em 25 de abril de 2012, foram eleitos, para o referido mandato, o Sr. Murilo Cesar Lemos dos Santos Passos, como Presidente do Conselho de Administração, e o Sr. Ivan Monteiro de Souza como Vice Presidente do Conselho de Administração.

Mais informações sobre operações societárias dos nossos controladores estão apresentadas em detalhes no item 8.3.

15.7 - Outras informações relevantes**15.7 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.**

Em virtude da operação de grupamento das ações ordinárias da CPFL Energia, na proporção de 10 (dez) para 1 (uma) e, simultaneamente, o desdobramento das ações grupadas, na proporção de 1 (uma) para 20 (vinte), aprovadas em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 28 de abril de 2011, implementadas no exercício social de 2011, parcela significativa dos acionistas com participação a inferior a 10 (dez) ações optaram por não complementar suas posições acionárias e retiraram-se da Companhia. O quadro abaixo inclui os acionistas da Companhia, inclusive os não identificados, para a data base 30 de abril de 2012 o que já reflete a alteração da base acionária da Companhia em comparação a 30 de abril de 2011.

Custódia Banco do Brasil e BM&FBovespa	Número de Acionistas
Pessoas físicas	12.931
Pessoas jurídicas	4.388
Não identificados	3.124
Residentes no exterior	396
Institucionais	967
TOTAL	21.806

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas

16. Transações com partes relacionadas

16.1 Descrever as regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas, conforme definidas pelas regras contábeis que tratam desse assunto.

O CPC 05 (R1) Partes Relacionadas – Pronunciamento técnico do Comitê de Pronunciamentos Contábeis, aprovado pela Deliberação CVM nº 642/10, é a regra contábil que trata das divulgações necessárias sobre Partes Relacionadas nas notas explicativas às demonstrações financeiras. Adicionalmente, em atendimento ao Regulamento de Listagem do Novo Mercado, a CPFL Energia deve divulgar ao mercado informações sobre os contratos celebrados com partes relacionadas que ultrapassem o limite estabelecido pelo Regulamento.

Em atendimento aos requerimentos acima estabelecidos e preservando seu compromisso com a defesa e a criação de valor em sintonia com as melhores práticas de governança corporativa e com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo – BMF&Bovespa, a Companhia possui mecanismos internos para acompanhamento e controle das transações envolvendo Partes Relacionadas.

De acordo com o Estatuto Social e Acordo de Acionistas da CPFL Energia, os contratos de valor superior a R\$ 5.000.000,00^(*) celebrados com Partes Relacionadas devem ser aprovados pelo Conselho de Administração.

Para assessorar o Conselho de Administração em assuntos relacionados à Companhia, às suas controladas e suas coligadas, foi criado o Comitê de Partes Relacionadas, órgão consultivo composto por três membros, devendo, no mínimo, um membro ser titular ou suplente do Conselho de Administração. O Comitê deve se reunir mediante solicitação do Conselho de Administração sempre que houver necessidade de análise e opinião sobre as matérias de sua competência.

Compete ao Comitê de Partes Relacionadas assessorar o Conselho de Administração nos seguintes temas:

(i) Avaliação do processo de seleção de fornecedores e prestadores de serviços para realização de obras, aquisição de insumos e de serviços cujo valor de contratação seja igual ou superior ao valor mínimo de competência do Conselho de Administração para contratos que envolvam Parte(s) Relacionada(s), conforme previsto no Estatuto Social da CPFL, garantindo que sejam observadas condições de mercado; e

(ii) Avaliação do processo de fechamento de contrato(s) de compra e/ou venda de energia para Parte(s) Relacionada(s), cujo valor de contratação seja igual ou superior ao valor mínimo de competência do Conselho de Administração para contratos que envolvam Parte(s) Relacionada(s), conforme previsto no Estatuto Social da CPFL, garantindo que sejam observadas condições de mercado.

** Este valor deverá ser corrigido no início de cada exercício social, com base na variação do IGP-M (FGV). Este valor atualizado para 2011 era de R\$ 8.100.000,00.*

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Paulista (transação com Foz do Chapecó)	16/10/2007	247.304.000,00	R\$247.304.000,00	N/A	01/01/2012 a 31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Falência, inadimplência						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PIRATINGA (Transação com Foz do Chapecó)	16/10/2007	100.333.000,00	R\$100.333.000,00	N/A	01.01.2012 a 31.12.2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Falência, inadimplência						
Natureza e razão para a operação							
RGE (transação com Foz do Chapecó)	16/10/2007	208.049.000,00	R\$208.049.000,00	N/A	01.01.2012 a 31.12.2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Falência, inadimplência						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (Transação com Foz do Chapecó)	08/12/2011	5.781.000,00	R\$5.781.000,00	N/A	01.01.2012 a 31.12.2012	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de energia elétrica						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Falência, inadimplência						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Geração (Transação com Foz do Chapecó)	01/05/2011	964.000,00	R\$589.000,000	N/A	01.05.2011 a 31.10.2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de Serviços						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Inadimplência de qualquer uma das partes						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços(Transação com CPFL Piratininga)	29/01/2009	2.104.000,00	R\$0	N/A	29/01/2009 a 28/02/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de Serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Pedido de recuperação, de decretação de liquidação, judicial e extrajudicial, decretação de falência, ou dissolução						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PAULISTA (Transação com CPFL Brasil)	13/10/2011	4.809.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de Serviço						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PAULISTA (Transação com CPFL Brasil)	13/10/2011	4.809.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Brasil)	04/11/2011	15.638.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Vale S.A.(Transação com CPFL Brasil)	11/03/2009	576.000,00	0	N/A	01/02/2009 a 28/02/2009	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Suprimento de energia - Mercado livre						
Garantia e seguros	Pagamento antecipado						
Rescisão ou extinção	Inadimplência/ ausência de Registro e Validação do Contrato/ Falência/ Revogação de autorização/ e direito como membro da CCEE suspenso						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
CPFL ENERGIAS RENOVAVEIS S.A. (Transação com CPFL Brasil)	24/11/2011	6.000.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	REPASSE DO BNDES						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Brasil)	05/12/2011	15.554.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PAULISTA (Transação com CPFL Brasil)	14/12/2011	4.156.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Brasil)	20/12/2011	16.060.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL ENERGIAS RENOVAVEIS S.A. (Transação com CPFL Brasil)	21/12/2011	15.600.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	REPASSE DO BNDES						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
TIVIT Terceirização de Tecnologia e Serviços S.A.(Transação com CPFL Piratininga)	13/01/2009	227.000,00	0	N/A	01/11/2008 a 31/10/2010	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores Em 31/12/2009, não se enquadra como parte relacionada.						
Objeto contrato	Prestação de Serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Distrato consensual						
Natureza e razão para a operação							
CPFL ENERGIAS RENOVAVEIS S.A. (Transação com CPFL Brasil)	28/12/2011	14.000.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	REPASSE DO BNDES						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL ATENDE (Transação com CPFL Paulista)	10/12/2008	30.233.000,00	R\$0	N/A	18/11/2008 a 28/10/12	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	MATERIAL E PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Companhia Piratininga de Força e Luz (Transação com CPFL Paulista)	15/01/2009	299.000,00	N/A	N/A	Prazo indeterminado pois referem-se a pedidos que ocorrem com frequência.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de material						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Companhia Piratininga de Força e Luz (Transação com CPFL Paulista)	04/02/2009	128.000,00	N/A	N/A	Prazo indeterminado pois referem-se a pedidos que ocorrem com frequência.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de material						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CAMPOS NOVOS ENERGIA S.A. (Transação com CPFL Paulista)	10/01/2011	10.431.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ ENERGIA S.A. (Transação com CPFL Paulista)	12/01/2011	10.917.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	13/01/2011	1.662.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	13/01/2011	1.961.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	13/01/2011	2.127.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Paulista)	13/01/2011	7.232.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Paulista)	14/01/2011	7.879.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
PETROBRAS (Transação com CPFL Paulista)	17/01/2011	1.650.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
PETROBRAS (Transação com CPFL Paulista)	17/01/2011	2.384.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Vale S.A.(Transação com CPFL Brasil)	06/08/2009	2.479.000,00	0	N/A	01/07/2009 a 31/07/2009	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Suprimento de energia - Mercado livre						
Garantia e seguros	Pagamento antecipado						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção							
Inadimplência/ ausência de Registro e Validação do Contrato/ Falência/ Revogação de autorização/ e direito como membro da CCEE suspenso							
Natureza e razão para a operação							
Vale S.A.(Transação com CPFL Brasil)	14/10/2009	1.462.000,00	0	N/A	01/09/2009 a 30/09/2009	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Por controladores							
Objeto contrato							
Suprimento de energia - Mercado livre							
Garantia e seguros							
Pagamento antecipado							
Rescisão ou extinção							
Inadimplência/ ausência de Registro e Validação do Contrato/ Falência/ Revogação de autorização/ e direito como membro da CCEE suspenso							
Natureza e razão para a operação							
Vale S.A.(Transação com CPFL Brasil)	12/11/2009	1.358.000,00	0	N/A	01/10/2009 a 31/10/2009	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Por controladores							
Objeto contrato							
Suprimento de energia - Mercado livre							
Garantia e seguros							
Pagamento antecipado							
Rescisão ou extinção							
Inadimplência/ ausência de Registro e Validação do Contrato/ Falência/ Revogação de autorização/ e direito como membro da CCEE suspenso							
Natureza e razão para a operação							
Vale S.A.(Transação com CPFL Brasil)	12/11/2009	905.000,00	0	N/A	01/10/2009 a 31/10/2009	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Por controladores							
Objeto contrato							
Suprimento de energia - Mercado livre							
Garantia e seguros							
Pagamento antecipado							
Rescisão ou extinção							
Inadimplência/ ausência de Registro e Validação do Contrato/ Falência/ Revogação de autorização/ e direito como membro da CCEE suspenso							
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - Coelba (Transação com Ceran)	10/02/2010	46.209.000,00	R\$43.132.000,00	N/A	01/2010 a 12/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	O contrato têm vigência a partir da data de assinatura até a data de término, ocasião em que o contrato restará automaticamente terminado.						
Natureza e razão para a operação							
Companhia Energética do Pernambuco - Celpe (Transação com Ceran)	10/02/2010	32.346.000,00	R\$30.192.000,00	N/A	01/2010 a 12/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	O contrato têm vigência a partir da data de assinatura até a data de término, ocasião em que o contrato restará automaticamente terminado.						
Natureza e razão para a operação							
Companhia Luz e Força Santa Cruz - CPFL Sta Cruz (Transação com Ceran)	10/02/2010	2.100.000,00	R\$1.960.000,00	N/A	01/2010 a 12/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	O contrato têm vigência a partir da data de assinatura até a data de término, ocasião em que o contrato restará automaticamente terminado.						
Natureza e razão para a operação							
Construções e Comércio Camargo Correa S.A. (Transação com Ceran)	20/09/2010	959.000,00	R\$0	N/A	20/09/2010 a 19/03/2011	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Tratamento de reforço em talude						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - Cosern (Transação com Ceran)	10/02/2010	18.484.000,00	R\$ 17.253.000,00	N/A	01/2010 a 12/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	O contrato têm vigência a partir da data de assinatura até a data de término, ocasião em que o contrato restará automaticamente terminado.						
Natureza e razão para a operação							
PETROBRAS (Transação com CPFL Paulista)	20/01/2011	1.529.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
PETROBRAS (Transação com CPFL Paulista)	20/01/2011	1.700.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
PETROBRAS (Transação com CPFL Paulista)	20/01/2011	3.059.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
PETROBRAS (Transação com CPFL Paulista)	20/01/2011	3.400.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com Foz do Chapecó)	18/10/2002	1.354.314.000,00	R\$1.252.478.000,00	N/A	18.10.2002 a 30.11.2027	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Falência, inadimplência						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Piratininga (Transação com Foz do Chapecó)	18/10/2002	714.455.000,00	R\$663.917.000,00	N/A	18.10.2002 a 31.12.2027	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Falência, inadimplência						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (Transação com Foz do Chapecó)	05/03/2010	101.958.000,00	R\$0	N/A	05.03.2010 a 31.12.2011	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Falência, inadimplência						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com Foz do Chapecó)	01/09/2010	184.000,00	R\$161.000,00	N/A	01/09/10 a 31/08/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Prestação de Serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Inadimplência de qualquer uma das partes						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Geração (Transação com Foz do Chapecó)	01/09/2010	221.000,00	R\$0	N/A	01/09/10 a 31/08/2013	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Prestação de Serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Inadimplência de qualquer uma das partes						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (Transação com Foz do Chapecó)	15/12/2010	1.493.000,00	0	N/A	1 mês	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Compra de energia elétrica						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Banco do Brasil S.A. (Transação com CJEE)	06/08/2010	1.750.000,00	R\$2.029.000,00	N/A	jul/13	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro .Taxa de juros cobrada 98,50% CDI						
Banco do Brasil S.A. (Transação com CLFM)	06/08/2010	8.300.000,00	R\$9.623.000,00	N/A	jul/13	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de juros cobrada 98,50% CDI						
Banco do Brasil S.A. (Transação com CPEE)	06/08/2010	16.450.000,00	R\$19.073.000,00	N/A	jul/13	SIM	98,500000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de juros cobrada 98,50% CDI						
Banco do Brasil S.A. (Transação com CPFL Geração)	23/04/2010	617.520.000,00	R\$ 630.685.000,00	N/A	abr/15	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Fiança CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de juros cobrada 107,00% CDI						
Banco do Brasil S.A. (Transação com CPFL Paulista)	23/04/2010	103.234.000,00	R\$105.435.000,00	N/A	abr/10	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Fiança CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de juros cobrada 107,00% CDI						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Banco do Brasil S.A. (Transação com CPFL Paulista)	06/08/2010	196.800.000,00	R\$228.181.000,00	N/A	jul/15	SIM	98,500000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de juros cobrada 98,50% CDI						
Banco do Brasil S.A. (Transação com CPFL Piratininga)	06/08/2010	18.100.000,00	R\$20.986.000,00	N/A	jul/15	SIM	98,500000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de juros cobrada 98,50% CDI						
Banco do Brasil S.A.(Transação com CSPE)	06/08/2010	9.900.000,00	R\$11.479.000,00	N/A	jul/13	SIM	98,500000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de juros cobrada 98,50% CDI						
Banco do Brasil S.A. (Transação com RGE)	06/08/2010	85.100.000,00	R\$98.670.000,00	N/A	jul/15	SIM	98,500000
Relação com o emissor	Por controladores						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de juros cobrada 98,50% CDI						
Banco do Brasil S.A. (Transação com RGE)	06/08/2010	147.400.000,00	R\$170.904.000,00	N/A	jul/13	SIM	98,500000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de juros cobrada 98,50% CDI						
Banco do Brasil S.A. (Transação com Santa Cruz)	06/08/2010	16.000.000,00	R\$18.551.000,00	N/A	jul/13	SIM	98,500000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de juros cobrada 98,50% CDI						
Banco do Brasil S.A. (Transação com BAESA)	18/12/2009	9.098.000,00	R\$8.274.000,00	N/A	mar/13	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Negociação com LFT						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Banco do Brasil S.A. (Transação com CPFL Paulista)		214.000,00	o pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arr	N/A	Anual	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Taxa de arrecadação						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	o pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante debito da C/C da CPFL no Banco. Não há montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Natureza e razão para a operação							
Banco Nossa Caixa S.A. (Transação com CPFL Paulista)		34.000,00	0 - o pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arr	N/A	Anual	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Taxa de arrecadação						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	o pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante debito da C/C da CPFL no Banco. Não há montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Natureza e razão para a operação							
Banco do Brasil S.A. (Transação com CPFL Piratininga)		77.000,00	0 - o pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arr	N/A	Anual	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Taxa de arrecadação						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	o pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante debito da C/C da CPFL no Banco. Não há montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Natureza e razão para a operação							
Banco Nossa Caixa S.A. (Transação com CPFL Piratininga)		16.000,00	0 - o pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arr	N/A	Anual	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Taxa de arrecadação						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	o pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante debito da C/C da CPFL no Banco. Não há montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Natureza e razão para a operação							
Banco do Brasil S.A. (Transação com CPFL Santa Cruz)		10.000,00	0 - o pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arr	N/A	Anual	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Taxa de arrecadação						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	o pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), median debito da C/C da CPFL no Banco. Não há montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Banco Nossa Caixa S.A. (Transação com CPFL Santa Cruz)		3.000,00	o pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arr	N/A	Anual	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Taxa de arrecadação						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	o pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante debito da C/C da CPFL no Banco. Não há montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Natureza e razão para a operação							
Banco do Brasil S.A. (Transação com ENERCAN)	04/03/2008	8.826.000,00	R\$10.518.000,00	N/A	jun/03	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Negociação com LFT						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Comercialização)	04/01/2010	15.281.000,00	R\$0	N/A	04/01/2010 a 05/12/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro. Taxa de juros cobrada 110% CDI							
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	15/06/2010	101.000,00	0	N/A	15/06/2010 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro/Taxa de juros cobrada 110% CDI							
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	08/07/2010	102.000,00	R\$0	N/A	08/07/2010 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro/Taxa de juros cobrada 110% CDI							
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	20/07/2010	204.000,00	R\$0	N/A	20/07/2010 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro/Taxa de juros cobrada 110% CDI							
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	04/08/2010	408.000,00	R\$0	N/A	04/08/2010 a 30/11/2011	SIM	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/Taxa de juros cobrada 110% CDI						
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	10/09/2010	102.000,00	R\$0	N/A	10/09/2010 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/Taxa de juros cobrada 110% CDI						
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	14/09/2010	611.000,00	R\$0	N/A	14/09/2010 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/Taxa de juros cobrada 110% CDI						
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	20/09/2010	255.000,00	R\$0	N/A	20/09/2010 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/Taxa de juros cobrada 110% CDI						
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	27/09/2010	815.000,00	R\$0	N/A	27/09/2010 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/Taxa de juros cobrada 110% CDI						
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	18/10/2010	6.996.000,00	R\$0	N/A	18/10/2010 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/Taxa de juros cobrada 110% CDI						
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	08/11/2010	611.000,00	R\$	N/A	08/11/2010 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	09/11/2010	102.000,00	R\$0	N/A	09/11/2010 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	11/11/2010	183.000,00	R\$0	N/A	11/11/2010 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	16/11/2010	407.000,00	R\$0	N/A	16/11/2010 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	09/12/2010	102.000,00	R\$0	N/A	09/12/2010 a 30/11/2011	SIM	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/Taxa de juros cobrada 110% CDI						
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	10/12/2010	102.000,00	R\$0	N/A	10/12/2010 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/Taxa de juros cobrada 110% CDI						
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	15/12/2010	457.000,00	R\$0	N/A	15/12/2010 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/Taxa de juros cobrada 110% CDI						
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	16/12/2010	203.000,00	R\$0	N/A	16/12/2010 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/Taxa de juros cobrada 110% CDI						
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	28/12/2010	406.000,00	R\$0	N/A	28/12/2010 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/Taxa de juros cobrada 110% CDI						
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	29/12/2010	102.000,00	R\$0	N/A	29/12/2010 a 05/12/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/Taxa de juros cobrada 110% CDI						
CPFL Bioenergia (Transação com CPFL Energia)	11/01/2010	14.345.000,00	0	N/A	11/01/2010 a 28/07/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro/Taxa de juros cobrada 110% CDI							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Energia)	04/01/2010	673.000,00	-	N/A	04/01/2010 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro/Taxa de juros cobrada 110% CDI							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Energia)	29/03/2010	202.000,00	-	N/A	29/03/2010 a 30/11/11	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro/Taxa de juros cobrada 110% CDI							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Energia)	30/03/2010	304.000,00	-	N/A	30/03/2010 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro/Taxa de juros cobrada 110% CDI							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Energia)	29/04/2010	303.000,00	-	N/A	29/04/2010 a 05/12/2011	SIM	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/Taxa de juros cobrada 110% CDI						
EPASA (Transação com CPFL Energia)	16/07/2010	2.513.000,00	0	N/A	16/07/2010 a 30/12/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/Taxa de juros cobrada 112,6% CDI						
EPASA (Transação com CPFL Energia)	20/07/2010	1.508.000,00	0	N/A	20/07/2010 a 30/12/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/Taxa de juros cobrada 112,6% CDI						
EPASA (Transação com CPFL Energia)	21/07/2010	4.523.000,00	0	N/A	21/07/2010 a 30/12/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/Taxa de juros cobrada 112,6% CDI						
EPASA (Transação com CPFL Energia)	23/07/2010	3.216.000,00	0	N/A	23/07/2010 a 30/12/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/Taxa de juros cobrada 112,6% CDI						
EPASA (Transação com CPFL Energia)	28/07/2010	503.000,00	0	N/A	28/07/2010 a 30/12/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/Taxa de juros cobrada 112,6% CDI						
EPASA (Transação com CPFL Energia)	30/07/2010	1.508.000,00	0	N/A	30/07/2010 a 30/12/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro/Taxa de juros cobrada 112,6% CDI							
EPASA (Transação com CPFL Energia)	02/08/2010	5.528.000,00	0	N/A	02/08/2010 a 30/12/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro/Taxa de juros cobrada 112,6% CDI							
EPASA (Transação com CPFL Energia)	05/08/2010	503.000,00	0	N/A	05/08/2010 a 30/12/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro/Taxa de juros cobrada 112,6% CDI							
EPASA (Transação com CPFL Energia)	06/08/2010	4.521.000,00	0	N/A	06/08/2010 a 30/12/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro/Taxa de juros cobrada 112,6% CDI							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	03/02/2011	1.662.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
EPASA (Transação com CPFL Energia)	10/08/2010	1.004.000,00	0	N/A	10/08/2010 a 30/12/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/Taxa de juros cobrada 112,6% CDI						
EPASA (Transação com CPFL Energia)	11/08/2010	13.558.000,00	0	N/A	11/08/2010 a 30/12/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/Taxa de juros cobrada 112,6% CDI						
EPASA (Transação com CPFL Energia)	16/08/2010	1.105.000,00	0	N/A	16/08/2010 a 30/12/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/Taxa de juros cobrada 112,6% CDI						
EPASA (Transação com CPFL Energia)	23/08/2010	1.807.000,00	0	N/A	23/08/2010 a 30/12/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/Taxa de juros cobrada 112,6% CDI						
EPASA (Transação com CPFL Energia)	24/08/2010	1.004.000,00	0	N/A	24/08/2010 a 30/12/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/Taxa de juros cobrada 112,6% CDI						
EPASA (Transação com CPFL Energia)	27/08/2010	1.004.000,00	0	N/A	27/08/2010 a 30/12/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro/Taxa de juros cobrada 112,6% CDI							
EPASA (Transação com CPFL Energia)	31/08/2010	7.029.000,00	0	N/A	31/08/2010 a 30/12/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro/Taxa de juros cobrada 112,6% CDI							
EPASA (Transação com CPFL Energia)	01/09/2010	2.008.000,00	0	N/A	01/09/2010 a 30/12/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro/Taxa de juros cobrada 112,6% CDI							
EPASA (Transação com CPFL Energia)	03/09/2010	502.000,00	0	N/A	03/09/2010 a 30/12/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro/Taxa de juros cobrada 112,6% CDI							
EPASA (Transação com CPFL Energia)	13/12/2010	1.004.000,00	0	N/A	13/12/2010 a 30/12/2010	SIM	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro/Taxa de juros cobrada 112,6% CDI						
Camargo Corrêa Cimentos S.A. (Transação com BAESA)	04/01/2010	6.715.000,00	R\$ 0	N/A	ano 2010	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Geração (Transação com BAESA)	21/01/2010	13.995.000,00	0	N/A	ano 2010	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com Ceran)	01/06/2005	671.000,00	R\$128.000,00	N/A	78 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de Serviços						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Inadimplência de qualquer uma das partes						
Natureza e razão para a operação							
Ceran (Transação com CPFL Paulista)	03/02/2011	1.961.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Suprimento Energia						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Ceran (Transação com CPFL Paulista)	03/02/2011	2.127.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
PETROBRAS (Transação com CPFL Paulista)	09/02/2011	1.704.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Paulista)	09/02/2011	13.163.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Paulista)	10/02/2011	7.232.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CAMPOS NOVOS (Transação com CPFL Paulista)	10/02/2011	10.431.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Paulista)	17/02/2011	1.633.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com Rio Grande Energia)	06/07/2009	22.092.000,00	0	N/A	06/07/2009 a 14/07/2009	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro / Taxa de juros cobrada 110,0% CDI						
CPFL Paulista (Transação com Rio Grande Energia)	03/07/2009	42.181.000,00	0	N/A	03/07/2009 a 15/07/2009	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro / Taxa de juros cobrada 110,0% CDI						
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	18/06/2010	101.000,00	0	N/A	18/06/2010 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro / Taxa de juros cobrada 110% CDI						
Banco do Brasil S.A. (Transação com CPFL Energia)		0,00	R\$91.025.000,00	N/A	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Conta corrente e aplicação financeira						
Garantia e seguros	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Rescisão ou extinção	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Natureza e razão para a operação							
Banco do Brasil S.A. (Transação com RGE)		39.000,00	0 - o pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arr	N/A	Anual	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Taxa de arrecadação						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	o pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante debito da C/C da CPFL no Banco. Não há montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Banco Nossa Caixa S.A. (Transação com CPFL Leste Paulista)		1.000,00	0 - o pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arr	N/A	Anual	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Taxa de arrecadação						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	o pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante debito da C/C da CPFL no Banco. Não há montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Natureza e razão para a operação							
PETROBRAS (Transação com CPFL Paulista)	17/02/2011	2.878.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Paulista)	17/02/2011	7.327.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	10/03/2011	1.501.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	10/03/2011	1.771.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
PETROBRAS (Transação com CPFL Paulista)	18/04/2011	2.344.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Paulista)	18/04/2011	9.153.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	06/05/2011	1.743.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	06/05/2011	2.057.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	06/05/2011	2.231.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Paulista)	09/05/2011	13.809.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Paulista)	10/05/2011	7.587.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CAMPOS NOVOS (Transação com CPFL Paulista)	10/05/2011	10.622.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Paulista)	17/05/2011	1.506.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
PETROBRAS (Transação com CPFL Paulista)	17/05/2011	2.080.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Paulista)	17/05/2011	10.196.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	07/06/2011	1.843.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	07/06/2011	2.175.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	07/06/2011	2.360.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Paulista)	07/06/2011	14.605.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Paulista)	09/06/2011	8.024.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CAMPOS NOVOS (Transação com CPFL Paulista)	09/06/2011	11.142.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
PETROBRAS (Transação com CPFL Paulista)	15/06/2011	2.187.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Paulista)	16/06/2011	7.970.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	07/07/2011	1.784.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	07/07/2011	2.105.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	07/07/2011	2.283.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Paulista)	07/07/2011	14.134.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CAMPOS NOVOS (Transação com CPFL Paulista)	08/07/2011	10.782.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Paulista)	11/07/2011	7.765.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Paulista)	15/07/2011	7.529.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CAMPOS NOVOS (Transação com CPFL Paulista)	25/07/2011	11.142.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	03/08/2011	1.843.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	03/08/2011	2.175.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	03/08/2011	2.360.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Paulista)	04/08/2011	14.605.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Paulista)	09/08/2011	8.024.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
PETROBRAS (Transação com CPFL Paulista)	17/08/2011	1.540.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
PETROBRAS (Transação com CPFL Paulista)	17/08/2011	1.839.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CAMPOS NOVOS (Transação com CPFL Paulista)	26/08/2011	11.142.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	12/09/2011	1.843.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	12/09/2011	2.175.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	12/09/2011	2.360.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Paulista)	12/09/2011	8.024.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Paulista)	12/09/2011	14.605.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CAMPOS NOVOS (Transação com CPFL Paulista)	27/09/2011	10.782.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	07/10/2011	1.784.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	07/10/2011	2.105.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	07/10/2011	2.283.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	10/03/2011	1.921.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Paulista)	10/03/2011	6.532.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CAMPOS NOVOS (Transação com CPFL Paulista)	10/03/2011	9.422.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Paulista)	10/03/2011	11.889.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
PETROBRAS (Transação com CPFL Paulista)	15/03/2011	1.601.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
PETROBRAS (Transação com CPFL Paulista)	17/03/2011	1.890.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Paulista)	18/03/2011	8.825.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços(Transação com CPFL Paulista)	14/01/2009	1.290.000,00	R\$0	N/A	01/04/2009 a 31/07/2010	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de Serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Pedido de recuperação judicial e extrajudicial, decretação de falência, pedido ou decretação de liquidação, judicial ou extrajudicial, ou dissolução						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços(Transação com CPFL Paulista)	12/05/2009	1.621.000,00	R\$0	N/A	01/06/2009 a 30/03/2010	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de Serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Pedido de recuperação judicial e extrajudicial, decretação de falência, pedido ou decretação de liquidação, judicial ou extrajudicial, ou dissolução						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços(Transação com CPFL Paulista)	22/05/2009	534.000,00	R\$0	N/A	27/05/2009 a 26/05/2010	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de Serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Pedido de recuperação judicial e extrajudicial, decretação de falência, pedido ou decretação de liquidação, judicial ou extrajudicial, ou dissolução						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços(Transação com CPFL Paulista)	25/06/2009	2.524.000,00	R\$0	N/A	01/08/2009 a 30/07/2010	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de Serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Pedido de recuperação judicial e extrajudicial, decretação de falência, pedido ou decretação de liquidação, judicial ou extrajudicial, ou dissolução						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	11/04/2011	1.662.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	11/04/2011	1.961.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	11/04/2011	2.127.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CAMPOS NOVOS (Transação com CPFL Paulista)	11/04/2011	10.431.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Paulista)	11/04/2011	13.163.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Paulista)	12/04/2011	7.232.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Paulista)	18/04/2011	2.002.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Paulista)	10/10/2011	7.765.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Paulista)	10/10/2011	14.134.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CAMPOS NOVOS (Transação com CPFL Paulista)	27/10/2011	11.142.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	09/11/2011	1.843.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	09/11/2011	2.175.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	09/11/2011	2.360.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Paulista)	09/11/2011	8.024.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Paulista)	09/11/2011	14.605.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CAMPOS NOVOS (Transação com CPFL Paulista)	28/11/2011	10.782.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	07/12/2011	1.784.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	07/12/2011	2.105.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Paulista)	07/12/2011	2.283.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Paulista)	07/12/2011	7.765.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Paulista)	07/12/2011	14.134.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL ATENDE (Transação com CPFL Piratininga)	10/12/2008	11.335.000,00	R\$9.255.000,00	N/A	18/11/2008 a 28/10/12	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	MATERIAL E PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CAMPOS NOVOS (Transação com CPFL Piratininga)	10/01/2011	5.748.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Piratininga)	12/01/2011	3.796.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Piratininga)	12/01/2011	5.731.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Piratininga)	09/02/2011	6.910.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Piratininga)	10/02/2011	3.796.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CAMPOS NOVOS (Transação com CPFL Piratininga)	10/02/2011	5.478.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Piratininga)	09/03/2011	6.241.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Piratininga)	11/03/2011	3.429.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CAMPOS NOVOS (Transação com CPFL Piratininga)	11/04/2011	5.748.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Piratininga)	12/04/2011	3.796.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Piratininga)	12/04/2011	6.910.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Piratininga)	06/05/2011	6.687.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Piratininga)	10/05/2011	3.674.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CAMPOS NOVOS (Transação com CPFL Piratininga)	10/05/2011	5.563.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Piratininga)	09/06/2011	3.796.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CAMPOS NOVOS (Transação com CPFL Piratininga)	09/06/2011	5.748.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Piratininga)	08/07/2011	6.687.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CAMPOS NOVOS (Transação com CPFL Piratininga)	25/07/2011	5.748.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Piratininga)	04/08/2011	6.910.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Piratininga)	10/08/2011	3.796.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CAMPOS NOVOS (Transação com CPFL Piratininga)	26/08/2011	5.748.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Piratininga)	09/09/2011	3.796.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Piratininga)	09/09/2011	6.910.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CAMPOS NOVOS (Transação com CPFL Piratininga)	27/09/2011	5.563.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Piratininga)	07/10/2011	6.687.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Piratininga)	10/10/2011	3.674.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CAMPOS NOVOS (Transação com CPFL Piratininga)	27/10/2011	5.852.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Piratininga)	09/11/2011	3.878.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Piratininga)	09/11/2011	7.059.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CAMPOS NOVOS (Transação com CPFL Piratininga)	28/11/2011	5.910.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL GERAÇÃO (Transação com CPFL Piratininga)	07/12/2011	3.948.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Piratininga)	07/12/2011	7.186.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
CPFL ATENDE (Transação com RGE)	17/12/2008	3.434.000,00	R\$3.408.000,00	N/A	18/11/2008 a 28/10/12	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	MATERIAL E PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Brasil Telecom (Transação com RGE)	25/01/2011	12.320.000,00	R\$7.605.000,00	N/A	1/1/2011 a 31/12/11	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	Aluguel de Postes						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
BAESA (Transação com CPFL Geração)	24/01/2011	4.742.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PAULISTA (Transação com CPFL Geração)	28/01/2011	7.232.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
BAESA (Transação com CPFL Geração)	14/03/2011	4.509.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
BAESA (Transação com CPFL Geração)	08/04/2011	4.992.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
BAESA (Transação com CPFL Geração)	09/05/2011	4.831.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
BAESA (Transação com CPFL Geração)	13/08/2011	4.992.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
BAESA (Transação com CPFL Geração)	19/09/2011	4.992.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL ENERGIA (Transação com CPFL Geração)	23/09/2011	39.091.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
BAESA (Transação com CPFL Geração)	16/10/2011	4.831.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
BAESA (Transação com CPFL Geração)	17/11/2011	4.992.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL ENERGIAS RENOVAVEIS (Transação com CPFL Geração)	27/10/2011	61.024.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	REPASSE DO BNDES						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL ENERGIAS RENOVAVEIS (Transação com CPFL Geração)	25/11/2011	142.389.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	REPASSE DO BNDES						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
BAESA (Transação com CPFL Geração)	06/12/2011	4.481.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL SERVIÇOS (Transação com CPFL Bioenergia)	07/10/2010	17.020.000,00	R\$9.106.000,00	N/A	24/6/2010 a 30/11/11	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	MATERIAL E PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PIRATININGA (Transação com CPFL Atende)	21/06/2011	3.934.000,00	R\$3.013.000,00	N/A	1/1/2011 a 31/12/11	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prest.Serviço Teleatendimento						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
CPFL PIRATININGA (Transação com CPFL Atende)	21/06/2011	4.846.000,00	R\$3.351.000,00	N/A	1/1/2011 a 31/12/11	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prest.Serviço Teleatendimento						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PAULISTA (Transação com CPFL Atende)	21/06/2011	13.650.000,00	R\$11.001.000,00	N/A	1/1/2011 a 31/12/11	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prest.Serviço Teleatendimento						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
RGE (Transação com CPFL Atende)	21/07/2011	4.858.000,00	R\$4.738.000,00	N/A	1/1/2010 a 31/12/12	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prest.Serviço Teleatendimento						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PAULISTA (Transação com CPFL Atende)	21/09/2011	23.535.000,00	R\$0	N/A	1/1/2010 a 31/12/12	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prest.Serviço Teleatendimento						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PIRATININGA (Transação com CPFL Atende)	21/10/2011	3.316.000,00	R\$3.155.000,00	N/A	19/10/2011 a 31/12/12	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prest.Serviço de Teleatendimento						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PAULISTA (Transação com CPFL Atende)	21/10/2011	10.396.000,00	R\$9.773.000,00	N/A	19/10/2011 a 31/12/12	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prest.Serviço de Teleatendimento						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Jaguari (Transação com CPFL Energia)	10/08/2011	1.506.000,00	R\$0	N/A	10/08/2011 a 11/08/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110% CDI						
CPFL Jaguari (Transação com CPFL Energia)	11/08/2011	1.506.000,00	R\$	N/A	11/08/2011 a 26/08/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110% CDI						
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	11/01/2011	203.000,00	R\$0	N/A	11/01/2011 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	17/01/2011	254.000,00	R\$0	N/A	17/01/2011 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	20/01/2011	355.000,00	R\$0	N/A	20/01/2011 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	26/01/2011	101.000,00	R\$0	N/A	26/01/2011 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	28/01/2011	254.000,00	R\$0	N/A	28/01/2011 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	31/01/2011	254.000,00	R\$0	N/A	31/01/2011 a 30/11/2011	SIM	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	03/02/2011	254.000,00	R\$0	N/A	03/02/2011 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						
CPFL Atende (Transação com CPFL Energia)	10/02/2011	254.000,00	R\$0	N/A	10/02/2011 a 05/12/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						
CPFL Leste Paulista (Transação com CPFL Energia)	10/11/2011	1.506.000,00	R\$1.505.000,00	N/A	10/11/2011 a 13/01/2012	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						
CPFL Leste Paulista (Transação com CPFL Energia)	26/12/2011	1.104.000,00	R\$1.105.000,00	N/A	10/11/2011 a 13/01/2012	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						
EPASA (Transação com CPFL Energia)	24/01/2011	1.508.000,00	R\$0	N/A	24/01/2011 a 10/08/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						
EPASA (Transação com CPFL Energia)	28/01/2011	1.005.000,00	R\$0	N/A	28/01/2011 a 10/08/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
EPASA (Transação com CPFL Energia)	03/02/2011	1.206.000,00	R\$0	N/A	03/02/2011 a 10/08/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
EPASA (Transação com CPFL Energia)	08/02/2011	4.520.000,00	R\$0	N/A	08/02/2011 a 10/08/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Brasil)	11/02/2011	11.880.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
CONTROLADA							
Objeto contrato							
SUPRIMENTO ENERGIA							
Garantia e seguros							
N/a							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista(Transação com Ceran)	17/10/2002	643.496.000,00	R\$484.211.000,00	N/A	12/2004 a 11/2027	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	O contrato tem vigência a partir da data de assinatura até a data de término, ocasião em que o contrato restará automaticamente terminado.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga(Transação com Ceran)	17/10/2002	326.124.000,00	R\$245.842.000,00	N/A	12/2004 a 12/2027	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	O contrato tem vigência a partir da data de assinatura até a data de término, ocasião em que o contrato restará automaticamente terminado.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil(Transação com Ceran)	30/12/2005	50.750.000,00	R\$43.188.000,00	N/A	11/2005 a 12/2027	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	O contrato tem vigência a partir da data de assinatura até a data de término, ocasião em que o contrato restará automaticamente terminado.						
Natureza e razão para a operação							
EPASA (Transação com CPFL Energia)	10/02/2011	3.013.000,00	R\$0	N/A	10/02/2011 a 10/08/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						
EPASA (Transação com CPFL Energia)	14/02/2011	2.008.000,00	R\$0	N/A	14/02/2011 a 10/08/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						
Chumpitaz Serviços (Transação com CPFL Energia)	10/03/2011	101.000,00	R\$0	N/A	10/03/2011 a 12/09/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						
Chumpitaz Serviços (Transação com CPFL Energia)	30/03/2011	100.000,00	R\$0	N/A	30/03/2011 a 12/09/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Chumpitaz Serviços (Transação com CPFL Energia)	15/04/2011	100.000,00	R\$0	N/A	15/04/2011 a 12/09/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						
Chumpitaz Serviços (Transação com CPFL Energia)	28/04/2011	201.000,00	R\$0	N/A	28/04/2011 a 12/09/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						
Chumpitaz Serviços (Transação com CPFL Energia)	20/05/2011	50.000,00	R\$0	N/A	20/05/2011 a 12/9/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						
Chumpitaz Serviços (Transação com CPFL Energia)	26/05/2011	50.000,00	R\$0	N/A	26/05/2011 a 12/09/2011	SIM	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						
Chumpitaz Serviços (Transação com CPFL Energia)	30/05/2011	302.000,00	R\$0	N/A	30/05/2011 a 12/09/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						
Chumpitaz Serviços (Transação com CPFL Energia)	10/06/2011	100.000,00	R\$0	N/A	10/06/2011 a 07/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						
Chumpitaz Serviços (Transação com CPFL Energia)	15/06/2011	50.000,00	R\$0	N/A	15/06/2011 a 12/09/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						
Chumpitaz Serviços (Transação com CPFL Energia)	20/06/2011	100.000,00	R\$0	N/A	20/06/2011 a 07/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						
Chumpitaz Serviços (Transação com CPFL Energia)	22/06/2011	151.000,00	R\$0	N/A	22/06/2011 a 07/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						
Chumpitaz Serviços (Transação com CPFL Energia)	29/06/2011	754.000,00	R\$0	N/A	29/06/2011 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro - 110,0% CDI							
Chumpitaz Serviços (Transação com CPFL Energia)	11/07/2011	100.000,00	R\$0	N/A	11/07/2011 a 07/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro - 110,0% CDI							
Chumpitaz Serviços (Transação com CPFL Energia)	11/07/2011	151.000,00	R\$0	N/A	11/07/2011 a 07/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro - 110,0% CDI							
Chumpitaz Serviços (Transação com CPFL Energia)	19/07/2011	502.000,00	R\$0	N/A	19/07/2011 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro - 110,0% CDI							
Chumpitaz Serviços (Transação com CPFL Energia)	25/07/2011	101.000,00	R\$0	N/A	25/07/2011 a 07/11/2011	SIM	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						
Chumpitaz Serviços (Transação com CPFL Energia)	28/07/2011	201.000,00	R\$0	N/A	28/07/2011 a 07/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						
Chumpitaz Serviços (Transação com CPFL Energia)	29/07/2011	201.000,00	R\$0	N/A	29/07/2011 a 07/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						
Chumpitaz Serviços (Transação com CPFL Energia)	08/08/2011	100.000,00	R\$0	N/A	08/08/2011 a 07/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						
Chumpitaz Serviços (Transação com CPFL Energia)	11/08/2011	151.000,00	R\$0	N/A	11/08/2011 a 07/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						
Chumpitaz Serviços (Transação com CPFL Energia)	19/08/2011	201.000,00	R\$0	N/A	19/08/2011 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						
Chumpitaz Serviços (Transação com CPFL Energia)	25/08/2011	151.000,00	R\$0	N/A	25/08/2011 a 07/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro - 110,0% CDI							
Chumpitaz Serviços (Transação com CPFL Energia)	19/10/2011	101.000,00	R\$0	N/A	19/10/2011 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro - 110,0% CDI							
Chumpitaz Serviços (Transação com CPFL Energia)	20/10/2011	201.000,00	R\$0	N/A	20/10/2011 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro - 110,0% CDI							
Chumpitaz Serviços (Transação com CPFL Energia)	25/10/2011	302.000,00	R\$0	N/A	25/10/2011 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro - 110,0% CDI							
Chumpitaz Serviços (Transação com CPFL Energia)	05/12/2011	3.000,00	R\$0	N/A	05/12/2011 a 06/12/2011	SIM	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro - 110,0% CDI						
Banco do Brasil (Transação com CJEE)	25/03/2011	5.900.000,00	R\$6.420.000,00	N/A	mar/14	SIM	99,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de juros 99% CDI.						
Banco do Brasil (Transação com CLFM)	25/03/2011	3.000.000,00	R\$3.265.000,00	N/A	mar/14	SIM	99,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de juros 99% CDI.						
Banco do Brasil (Transação com CPEE)	25/03/2011	17.530.000,00	R\$19.076.000,00	N/A	mar/14	SIM	99,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de juros 99% CDI.						
Banco do Brasil (Transação com CPEE)	25/03/2011	9.400.000,00	R\$10.229.000,00	N/A	mar/14	SIM	99,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de juros 99% CDI.						
Banco do Brasil (Transação com CPFL Paulista)	25/03/2011	150.390.000,00	R\$163.655.000,00	N/A	mar/14	SIM	99,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de juros 99% CDI.						
Banco do Brasil (Transação com CPFL Piratininga)	25/03/2011	19.300.000,00	R\$21.002.000,00	N/A	mar/14	SIM	99,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de juros 99% CDI.						
Banco do Brasil (Transação com RGE)	25/03/2011	55.530.000,00	R\$60.428.000,00	N/A	mar/14	SIM	99,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de juros cobrada 99% CDI.						
Banco do Brasil (Transação com Santa Cruz)	25/03/2011	6.820.000,00	R\$7.422.000,00	N/A	mar/14	SIM	99,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de juros cobrada 99% CDI.						
CPFL Paulista (Transação com CPFL Brasil)	12/01/2011	6.846.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ ENERGIA S.A. (Transação com CPFL Brasil)	14/01/2011	11.979.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
PETROBRAS (Transação com CPFL Brasil)	18/01/2011	4.513.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	VENDAS ENERGIA						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços(Transação com CPFL Paulista)	13/08/2009	378.000,00	R\$0	N/A	01/09/2009 a 30/04/2010	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de Serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Pedido de recuperação judicial e extrajudicial, decretação de falência, pedido ou decretação de liquidação, judicial ou extrajudicial, ou dissolução						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços(Transação com CPFL Paulista)	04/09/2009	1.310.000,00	R\$0	N/A	14/09/2009 a 13/09/2011	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de Serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Pedido de recuperação judicial e extrajudicial, decretação de falência, pedido ou decretação de liquidação, judicial ou extrajudicial, ou dissolução						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços(Transação com CPFL Paulista)	14/10/2009	2.972.000,00	R\$0	N/A	01/11/2009 a 30/10/2010	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de Serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Pedido de recuperação judicial e extrajudicial, decretação de falência, pedido ou decretação de liquidação, judicial ou extrajudicial, ou dissolução						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços(Transação com CPFL Paulista)	21/10/2009	35.744.000,00	R\$0	N/A	23/10/2009 a 30/12/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de Serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Pedido de recuperação judicial e extrajudicial, decretação de falência, pedido ou decretação de liquidação, judicial ou extrajudicial, ou dissolução						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços(Transação com CPFL Paulista)	21/10/2009	10.244.000,00	R\$0	N/A	23/10/2009 a 30/12/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de Serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Pedido de recuperação judicial e extrajudicial, decretação de falência, pedido ou decretação de liquidação, judicial ou extrajudicial, ou dissolução						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PAULISTA (Transação com CPFL Brasil)	16/02/2011	5.033.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Brasil)	09/03/2011	10.746.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Fundação CESP(transação com CPFL Paulista)	30/09/1997	426.115.000,00	R\$487.970.000,00	N/A	1/10/2027	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Recebíveis						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Empréstimo. Taxa de juros cobrada:IGPDI + 6,00%						
Fundação CESP(transação com CPFL Piratininga)	01/12/2005	185.987.000,00	R\$134.263.000,00	N/A	1/5/2026	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	Recebíveis						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Empréstimo. Taxa de juros cobrada: IGPM + 6,00%						
Fundação CESP(transação com CPFL Geração)	01/09/2000	10.649.000,00	R\$9.732.000,00	N/A	1/10/2027	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Recebíveis						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Empréstimo. Taxa de juros cobrada: IGPM + 6,00%						
Banco do Brasil S.A.(transação com CPFL Energia)	02/06/2009	88.769.000,00	1,30% Refere-se a custo de comissão cobrado sobre este serviço	N/A	02/06/2009 a 01/06/2010	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Fiança bancária - Cartas de fianças para diversos empréstimos. Refere-se ao montante total assegurado.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Empréstimo. Taxa de juros cobrada: IGPM + 6,00%						
Banco do Brasil S.A.(transação com CPFL Paulista)	06/05/2010	5.578.000,00	0,60 % Refere-se a custo de comissão cobrado sobre este serviço.	N/A	06/05/2010 a 15/12/2010	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Fiança bancária.						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PAULISTA (Transação com CPFL Brasil)	16/03/2011	5.880.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Brasil)	29/03/2011	3.656.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Brasil)	08/04/2011	11.880.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL PAULISTA (Transação com CPFL Brasil)	13/04/2011	6.420.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Banco do Brasil S.A.(transação com CPFL Piratininga)	06/05/2010	2.001.000,00	0,60% Refere-se a custo de comissão cobrado sobre este serviço.	N/A	06/05/2010 a 15/12/2010	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Fiança bancária - Cartas de fianças para diversos empréstimos. Refere-se ao montante total assegurado.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Banco do Brasil S.A.(transação com RGE)	06/05/2010	7.110.000,00	0,60% Refere-se a custo de comissão cobrado sobre este serviço.	N/A	06/05/2010 a 15/12/2010	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Fiança bancária						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PAULISTA (Transação com CPFL Brasil)	19/04/2011	14.636.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	VENDAS ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Banco do Brasil S.A.(transação com CPFL Leste Paulista)		7.000,00	0	N/A	Anual	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	o pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante debito da C/C da CPFL no Banco. Não há montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	o pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante debito da C/C da CPFL no Banco. Não há montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Natureza e razão para a operação							
Banco do Brasil S.A.(transação com CPFL Mococa)		7.000,00	0	N/A	Anual	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Taxa de arrecadação						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	o pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante debito da C/C da CPFL no Banco. Não há montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Natureza e razão para a operação							
Banco Nossa Caixa S.A.(transação com CPFL Mococa)		1.000,00	0	N/A	Anual	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Taxa de arrecadação.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	o pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante debito da C/C da CPFL no Banco. Não há montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Natureza e razão para a operação							
Banco do Brasil S.A.(transação com CPFL Sul Paulista)		20.000,00	0	N/A	Anual	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Taxa de arrecadação montante envolvido - Média mensal de valores pagos às instituições. saldo existente-o pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante debito da C/C da CPFL no Banco. Não há montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	o pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante debito da C/C da CPFL no Banco. Não há montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PAULISTA (Transação com CPFL Brasil)	20/04/2011	4.682.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Vale Energia S.A. (Transação com CPFL Brasil)	28/04/2011	2.722.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	VENDAS ENERGIA						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL ENERGIAS RENOVAVEIS S.A. (Transação com CPFL Brasil)	09/05/2011	1.700.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PAULISTA (Transação com CPFL Brasil)	11/05/2011	8.212.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Brasil)	12/05/2011	11.496.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Banco Nossa Caixa S.A.(transação com CPFL Sul Paulista)		1.000,00	0 - o pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arr	N/A	Anual	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Taxa de arrecadação						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	o pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante debito da C/C da CPFL no Banco. Não há montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	21/08/2009	3.019.000,00	0	N/A	21/8/2009 a 21/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	31/08/2009	1.006.000,00	0	N/A	31/8/2009 a 11/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação		Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI					
CPFL Serviços(transação com CPFL Energia)	27/10/2009	302.000,00	0	N/A	27/10/2009 a 31/12/2009	SIM	0,000000
Relação com o emissor		Controlada					
Objeto contrato		Empréstimo					
Garantia e seguros		N/A					
Rescisão ou extinção		N/A					
Natureza e razão para a operação		Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI					
CPFL Serviços (transação com CPFL Energia)	28/10/2009	101.000,00	0	N/A	28/10/2009 a 31/12/2009	SIM	0,000000
Relação com o emissor		Controlada					
Objeto contrato		Empréstimo					
Garantia e seguros		N/A					
Rescisão ou extinção		N/A					
Natureza e razão para a operação		Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI					
CPFL Serviços (transação com CPFL Energia)	29/10/2009	252.000,00	0	N/A	29/10/2009 a 31/12/2009	SIM	0,000000
Relação com o emissor		Controlada					
Objeto contrato		Empréstimo					
Garantia e seguros		N/A					
Rescisão ou extinção		N/A					
Natureza e razão para a operação		Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI					

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Serviços (transação com CPFL Energia)	07/12/2009	255.000,00	R\$0	N/A	7/12/2009 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Serviços (transação com CPFL Energia)	22/12/2009	102.000,00	R\$0	N/A	22/12/2009 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Serviços (transação com CPFL Energia)	24/12/2009	356.000,00	R\$0	N/A	24/12/2009 a 30/11/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Serviços (transação com CPFL Energia)	29/12/2009	254.000,00	R\$0	N/A	29/12/2009 a 30/11/2011	SIM	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
EPASA (transação com CPFL Energia)	23/09/2009	2.312.000,00	0	N/A	23/9/2009 a 14/12/2009	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:112,6% CDI						
EPASA (transação com CPFL Energia)	24/09/2009	201.000,00	0	N/A	24/9/2009 a 14/12/2009	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:112,6% CDI						
EPASA (transação com CPFL Energia)	25/09/2009	704.000,00	0	N/A	25/9/2009 a 14/12/2009	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:112,6% CDI						
EPASA (transação com CPFL Energia)	30/09/2009	432.000,00	0	N/A	30/9/2009 a 14/12/2009	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:112,6% CDI						
EPASA (transação com CPFL Energia)	01/10/2009	477.000,00	0	N/A	1/10/2009 a 14/12/2009	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:112,6% CDI						
EPASA (transação com CPFL Energia)	02/10/2009	1.608.000,00	0	N/A	22/10/2009 a 14/12/2009	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação		Capital de giro taxa de juros cobrada:112,6% CDI					
EPASA (transação com CPFL Energia)	22/10/2009	1.407.000,00	0	N/A	22/10/2009 a 14/12/2009	SIM	0,000000
Relação com o emissor		Controlada					
Objeto contrato		Empréstimo					
Garantia e seguros		N/A					
Rescisão ou extinção		N/A					
Natureza e razão para a operação		Capital de giro taxa de juros cobrada:112,6% CDI					
EPASA (transação com CPFL Energia)	26/10/2009	101.000,00	0	N/A	28/10/2009 a 28/12/2009	SIM	0,000000
Relação com o emissor		Controlada					
Objeto contrato		Empréstimo					
Garantia e seguros		N/A					
Rescisão ou extinção		N/A					
Natureza e razão para a operação		Capital de giro taxa de juros cobrada:112,6% CDI					
EPASA (transação com CPFL Energia)	28/10/2009	3.719.000,00	0	N/A	11/11/2009 a 11/12/2009	SIM	0,000000
Relação com o emissor		Controlada					
Objeto contrato		Empréstimo					
Garantia e seguros		N/A					
Rescisão ou extinção		N/A					
Natureza e razão para a operação		Capital de giro taxa de juros cobrada:112,6% CDI					

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	28/09/2009	1.711.000,00	0	N/A	28/9/2009 a 11/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	23/10/2009	1.409.000,00	0	N/A	23/10/2009 a 22/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	24/11/2009	1.407.000,00	0	N/A	24/11/2009 a 21/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	27/11/2009	2.664.000,00	0	N/A	27/11/2009 a 11/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	01/12/2009	2.311.000,00	0	N/A	1/12/2009 a 11/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	18/12/2009	1.206.000,00	0	N/A	18/12/2009 a 18/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	13/03/2009	153.000,00	0	N/A	13/3/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL PAULISTA (Transação com CPFL Brasil)	10/08/2011	8.514.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Brasil)	06/09/2011	15.291.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	20/03/2009	561.000,00	0	N/A	20/3/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	24/03/2009	204.000,00	0	N/A	24/3/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	25/03/2009	357.000,00	0	N/A	25/3/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	03/04/2009	102.000,00	0	N/A	3/4/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	06/04/2009	255.000,00	0	N/A	6/4/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	17/04/2009	204.000,00	0	N/A	17/4/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	28/04/2009	102.000,00	0	N/A	28/4/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	29/04/2009	102.000,00	0	N/A	29/4/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	04/05/2009	255.000,00	0	N/A	4/5/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	06/05/2009	102.000,00	0	N/A	6/5/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	22/05/2009	204.000,00	0	N/A	22/5/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	28/05/2009	153.000,00	0	N/A	28/5/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	03/06/2009	102.000,00	0	N/A	3/6/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	26/06/2009	102.000,00	0	N/A	26/6/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	31/07/2009	201.000,00	0	N/A	31/7/2009 a 11/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	04/08/2009	50.000,00	0	N/A	4/8/2009 a 14/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Geração(Transação com Ceran)	24/06/2009	936.000,00	R\$203.000,00	N/A	24/6/2009 a 24/06/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de Serviços						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Inadimplência						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PAULISTA (Transação com CPFL Brasil)	15/02/2011	12.313.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	VENDAS ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	10/08/2009	101.000,00	0	N/A	10/8/2009 a 11/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	11/08/2009	501.000,00	0	N/A	11/8/2009 a 18/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	18/08/2009	352.000,00	0	N/A	18/8/2009 a 18/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	19/08/2009	200.000,00	0	N/A	19/8/2009 a 18/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	20/08/2009	503.000,00	0	N/A	20/8/2009 a 18/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL PAULISTA (Transação com CPFL Brasil)	25/05/2011	4.392.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	03/09/2009	503.000,00	0	N/A	3/9/2009 a 04/11/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	08/09/2009	101.000,00	0	N/A	8/9/2009 a 25/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	14/09/2009	101.000,00	0	N/A	14/9/2009 a 25/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	15/09/2009	101.000,00	0	N/A	15/9/2009 a 25/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	17/09/2009	302.000,00	0	N/A	17/9/2009 a 25/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	23/09/2009	403.000,00	0	N/A	23/9/2009 a 25/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	25/10/2009	100.000,00	0	N/A	20/10/2009 a 21/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	20/10/2009	252.000,00	0	N/A	22/10/2009 a 21/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	22/10/2009	101.000,00	0	N/A	26/10/2009 a 25/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	26/10/2009	453.000,00	0	N/A	29/10/2009 a 11/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	29/10/2009	853.000,00	0	N/A	18/11/2009 a 25/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	18/11/2009	150.000,00	0	N/A	19/11/2009 a 25/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	19/11/2009	201.000,00	0	N/A	25/11/2009 a 21/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	25/11/2009	201.000,00	0	N/A	4/12/2009 a 11/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	04/12/2009	100.000,00	0	N/A	9/12/2009 a 8/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	09/12/2009	101.000,00	0	N/A	10/12/2009 a 11/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	10/12/2009	101.000,00	0	N/A	30/12/2009 a 11/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	14/12/2009	151.000,00	0	N/A	14/12/2009 a 14/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	15/12/2009	151.000,00	0	N/A	15/12/2009 a 15/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	21/12/2009	302.000,00	0	N/A	21/12/2009 a 21/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	30/06/2009	204.000,00	0	N/A	30/6/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	20/07/2009	122.000,00	0	N/A	20/7/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	24/07/2009	51.000,00	0	N/A	24/7/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	30/07/2009	102.000,00	0	N/A	30/7/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	28/08/2009	102.000,00	0	N/A	28/8/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
EPASA (transação com CPFL Energia)	11/11/2009	553.000,00	0	N/A	04/12/2009 a 11/12/2009	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:112,6% CDI						
EPASA (transação com CPFL Energia)	12/11/2009	251.000,00	0	N/A	16/11/2009 a 14/12/2009	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro taxa de juros cobrada:112,6% CDI							
EPASA (transação com CPFL Energia)	16/11/2009	261.000,00	0	N/A	19/11/2009 a 14/12/2009	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro taxa de juros cobrada:112,6% CDI							
EPASA (transação com CPFL Energia)	16/11/2009	523.000,00	0	N/A	16/11/2009 a 14/12/2009	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro taxa de juros cobrada:112,6% CDI							
EPASA (transação com CPFL Energia)	19/11/2009	653.000,00	0	N/A	19/11/2009 a 14/12/2009	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro taxa de juros cobrada:112,6% CDI							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
EPASA (transação com CPFL Energia)	25/11/2009	301.000,00	0	N/A	25/11/2009 a 14/12/2009	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:112,6% CDI						
EPASA (transação com CPFL Energia)	26/11/2009	100.000,00	0	N/A	2/12/2009 a 14/12/2009	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:112,6% CDI						
EPASA (transação com CPFL Energia)	30/11/2009	60.000,00	0	N/A	3/12/2009 a 14/12/2009	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:112,6% CDI						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Paulista(transação com CPFL Energia)	06/07/2006	2.034.000,00	0 - Correspondem a reembolso de despesas entre empresas. Não possuem montante contratual, garantias	Correspondem a reembolso de despesas entre empresas. Não possuem montante contratual, garantias	Correspondem a reembolso de despesas entre empresas. Não possuem montante contratual, garantias ou seguros e condições de rescisão. Os montantes apresentados referem-se ao reembolso do último exercício social.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Alocação de despesas entre empresas.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Anual						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga(transação com CPFL Energia)	06/07/2006	501.000,00	0 - Correspondem a reembolso de despesas entre empresas. Não possuem montante contratual, garantias	Correspondem a reembolso de despesas entre empresas. Não possuem montante contratual, garantias	Correspondem a reembolso de despesas entre empresas. Não possuem montante contratual, garantias ou seguros e condições de rescisão. Os montantes apresentados referem-se ao reembolso do último exercício social.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Alocação de despesas.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Anual						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
PETROBRAS (Transação com CPFL Brasil)	18/01/2011	4.602.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
PETROBRAS (Transação com CPFL Brasil)	21/01/2011	4.513.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	VENDAS ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	23/12/2009	101.000,00	0	N/A	23/12/2009 a 25/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Brasil)	06/06/2011	12.962.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PAULISTA (Transação com CPFL Brasil)	08/06/2011	5.107.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PAULISTA (Transação com CPFL Brasil)	15/06/2011	4.041.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Brasil)	06/07/2011	12.642.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Brasil)	04/08/2011	16.060.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	13/01/2009	102.000,00	0	N/A	13/1/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	19/01/2009	153.000,00	0	0	19/1/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	03/02/2009	459.000,00	0	N/A	3/2/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	03/02/2009	459.000,00	0	N/A	3/2/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	04/02/2009	102.000,00	0	N/A	4/2/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	18/02/2009	153.000,00	0	N/A	18/2/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	20/02/2009	204.000,00	0	N/A	20/2/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	04/03/2009	102.000,00	0	N/A	4/3/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Atende (transação com CPFL Energia)	05/03/2009	927.000,00	0	N/A	5/3/2009 a 18/10/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
TIVIT Terceirização de Tecnologia e Serviços S.A.(Transação com CPFL Paulista)	13/01/2009	636.000,00	0	N/A	01/11/2008 a 31/10/2010	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores Em 31/12/2009, não se enquadra como parte relacionada.						
Objeto contrato	Prestação de Serviços						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	Distrato consensual						
Natureza e razão para a operação							
PETROBRAS (Transação com CPFL Brasil)	21/01/2011	4.513.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	VENDAS ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Brasil)	21/01/2011	19.494.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
EPASA (Transação com CPFL Brasil)	25/01/2011	12.085.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL PIRATININGA (Transação com CPFL Brasil)	26/01/2011	11.149.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
RIO GRANDE ENERGIA (Transação com CPFL Brasil)	26/01/2011	14.385.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PAULISTA (CPFL Brasil)	26/01/2011	21.410.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PIRATININGA (Transação com CPFL Brasil)	09/02/2011	4.740.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	VENDAS ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PAULISTA (Transação com CPFL Brasil)	09/02/2011	7.059.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PAULISTA (Transação com CPFL Brasil)	14/09/2011	4.511.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Geração(transação com CPFL Energia)	06/07/2006	-30.000,00	N/A	Correspondem a reembolso de despesas entre empresas. Não possuem montante contratual, garantias	Correspondem a reembolso de despesas entre empresas. Não possuem montante contratual, garantias ou seguros e condições de rescisão. Os montantes apresentados referem-se ao reembolso do último exercício social.	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Alocação de despesas entre empresas. Montante correspondente ao interesse de tal parte:Correspondem a reembolso de despesas entre empresas. Não possuem montante contratual, garantias ou seguros e condições de rescisão. Os montantes apresentados referem-se ao reembolso do último exercício social.						
Garantia e seguros	anual						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL ENERGIA (Transação com CPFL Brasil)	23/09/2011	81.356.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PAULISTA (Transação com CPFL Brasil)	28/09/2011	1.833.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
FOZ DO CHAPECÓ (Transação com CPFL Brasil)	05/10/2011	14.348.000,00	R\$0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	SUPRIMENTO ENERGIA						
Garantia e seguros	N/a						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Bioenergia(transação com CPFL Energia)	29/12/2009	201.000,00	0	N/A	29/12/2009 a 11/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(Transação com CPFL Energia)	24/12/2009	101.000,00	0	N/A	24/12/2009 a 25/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(Transação com CPFL Energia)	28/12/2009	271.000,00	0	N/A	28/12/2009 a 11/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Jaguariuna(Transação com CPFL Energia)	13/04/2009	50.000,00	0	N/A	27/4/2009	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
CPFL Bioenergia(Transação com CPFL Energia)	17/08/2009	50.000,00	0	N/A	17/8/2009 a 18/1/2010	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro () taxa de juros cobrada 110% CDI						
EPASA(Transação com CPFL Energia)	02/12/2009	151.000,00	0	N/A	4/12/2009 a 14/12/2009	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:112,6% CDI						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
EPASA(Transação com CPFL Energia)	03/12/2009	904.000,00	0	N/A	4/12/2009 a 14/12/2009	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro taxa de juros cobrada:112,6% CDI						
CPFL Jaguarí (transação com Foz do Chapecó)	16/10/2007	11.122.000,00	R\$11.122.000,00	N/A	01/01/2012 a 31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Falência, inadimplência						
Natureza e razão para a operação							

16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado

16.3 Em relação a cada uma das transações ou conjunto de transações mencionados no item 16.2 acima ocorridas no último exercício social: (a) identificar as medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses; e (b) demonstrar o caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado.

Conforme informado no item 16.1, o Conselho de Administração da Companhia tem por atribuição autorizar prévia e expressamente a celebração de contratos pela Companhia com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, direta ou indiretamente, de valor superior ao estabelecido no Estatuto Social e Acordo de Acionistas, sendo assessorado nesta função pelo Comitê de Partes Relacionadas.

As transações efetuadas com partes relacionadas nos exercícios em análise seguiram estes procedimentos.

17.1 - Informações sobre o capital social

Data da autorização ou aprovação	Valor do capital (Reais)	Prazo de integralização	Quantidade de ações ordinárias (Unidades)	Quantidade de ações preferenciais (Unidades)	Quantidade total de ações (Unidades)
Tipo de capital	Capital Emitido				
28/04/2011	4.793.424.356,61		962.274.260	0	962.274.260
Tipo de capital	Capital Subscrito				
28/04/2011	4.793.424.356,61		962.274.260	0	962.274.260
Tipo de capital	Capital Integralizado				
28/04/2011	4.793.424.356,61		962.274.260	0	962.274.260
Tipo de capital	Capital Autorizado				
26/04/2010	0,00		500.000.000	0	500.000.000

17.2 - Aumentos do capital social

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão (Reais)	Tipo de aumento	Ordinárias (Unidades)	Preferenciais (Unidades)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
26/04/2010	Assembleia Geral	26/04/2010	52.249.114,79	Subscrição particular	1.226.192	0	1.226.192	1,10000000	0,00	R\$ por Unidade

Critério para determinação do preço de emissão Laudos a valores de mercado. Emissão sem valor nominal.

Forma de integralização Emissão de novas ações ordinárias, escriturais, sem valor nominal em função da incorporação das ações das controladas CPFL Santa Cruz, CPFL Sul Paulista, CPFL Leste Paulista, CPFL Mococa, CPFL Jaguari, CPFL Serviços e CPFL Jaguari Geração de Energia.

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações

Data aprovação	Quantidade de ações antes da aprovação (Unidades)			Quantidade de ações depois da aprovação (Unidades)		
	Quantidade ações ordinárias	Quantidade ações preferenciais	Quantidade total ações	Quantidade ações ordinárias	Quantidade ações preferenciais	Quantidade total ações
Grupamento						
28/04/2011	481.137.130	0	481.137.130	48.113.713	0	48.113.713
Desdobramento						
28/04/2011	48.113.713	0	48.113.713	962.274.260	0	962.274.260

17.4 - Informações sobre reduções do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não houve redução de capital nos últimos 3 exercícios sociais.

17.5 - Outras informações relevantes

17.5 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

No dia 28 de abril de 2011, a Companhia divulgou um fato relevante e em 10 de maio de 2011 um aviso aos acionistas detalhando as operações do grupamento e desdobramento de suas ações. Conforme informado ao mercado, a operação tomou por base a posição dos acionistas após o encerramento das negociações no dia 28 de junho de 2011 e as ações resultantes creditadas no dia 04 de julho de 2011.

18.1 - Direitos das ações

Espécie de ações ou CDA	Ordinária
Tag along	0,000000
Direito a dividendos	Para maiores detalhes sobre direito a dividendos, vide texto anexo no item 18.10.
Direito a voto	Restrito
Descrição de voto restrito	O parágrafo 7º do Artigo 5º do Estatuto Social da CPFL Energia prevê: “As ações são indivisíveis perante a Companhia e cada ação terá direito a 01 (um) voto nas Assembleias Gerais.”
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	Não
Restrição a circulação	Não
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	<p>De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, nem o Estatuto Social, tampouco as deliberações adotadas pelos acionistas em Assembleias Gerais de sociedade por ações podem privar os acionistas dos seguintes direitos:</p> <ul style="list-style-type: none">• Direito a participar da distribuição dos lucros;• Direito a participar, na proporção da sua participação no capital social, da distribuição de quaisquer ativos remanescentes na hipótese de liquidação da Companhia;• Direito de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição, exceto em determinadas circunstâncias previstas na Lei das Sociedades por Ações;• Direito de fiscalizar, na forma prevista na Lei das Sociedades por Ações, a gestão dos negócios sociais;• Direito de votar nas assembleias gerais;• Direito a retirar-se da Companhia, nos casos previstos na Lei das Sociedades por Ações.
Outras características relevantes	Não há outras informações relevantes que não tenham sido abrangidas pelos itens anteriores.

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

18.2 Descrever, se existirem, as regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública.

O Art. 11, parágrafo único do Estatuto Social da Companhia prevê que o Presidente da Assembléia deverá observar e fazer cumprir as disposições dos acordos de acionistas arquivados na sede da Companhia, não permitindo que se computem os votos proferidos em contrariedade com o conteúdo dos acordos.

Com relação à obrigação de realização de oferta pública, o Art. 35 do Estatuto Social da Companhia estabelece que, conforme mencionado no item 18.1.e na hipótese de alienação de controle da Companhia, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratado, sob a condição suspensiva ou resolutiva, que o adquirente se obrigue a efetivar a oferta pública de aquisição das ações dos demais acionistas minoritários da Companhia, observando as condições e os prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento de Listagem do Novo Mercado, de forma a assegurar-lhes tratamento igualitário àquele dado ao acionista controlador alienante.

Conforme disposto no Art. 39 do Estatuto Social, na hipótese do cancelamento de registro da CPFL Energia como companhia aberta perante a Comissão de Valores Mobiliários – CVM, na oferta pública de aquisição de ações, o preço mínimo a ser ofertado deverá corresponder ao Valor Econômico apurado por laudo de avaliação elaborado por instituição ou empresa especializada, com experiência comprovada e independência quanto ao poder de decisão da Companhia, de seus Administradores e/ou do(s) Acionista(s) Controlador(es), além de satisfazer os requisitos do § 1º do Artigo 8º da Lei nº 6.404/76, e conter a responsabilidade prevista no Parágrafo 6º desse mesmo Artigo. A escolha da instituição ou empresa especializada responsável pela determinação do Valor Econômico da Companhia é de competência privativa da Assembléia Geral, a partir da apresentação, pelo conselho de administração, de lista tríplice, devendo a respectiva deliberação, não se computando os votos em branco, ser tomada pela maioria dos votos dos acionistas representantes das Ações em Circulação presentes naquela Assembléia, que, se instalada em primeira convocação, deverá contar com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 20% (vinte por cento) do total de Ações em Circulação, ou que, se instalada em segunda convocação, poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das Ações em Circulação. Obedecidos os demais termos do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, deste Estatuto Social e da legislação vigente, a oferta pública para cancelamento de registro poderá prever também a permuta por valores mobiliários de outras companhias abertas, a ser aceita a critério do ofertado.

Na hipótese da CPFL Energia sair do Novo Mercado, estabelece o Art. 41 do Estatuto Social que os valores mobiliários por ela emitidos passem a ter registro para negociação fora do Novo Mercado, ou em virtude de operação de reorganização societária, na qual a sociedade resultante dessa reorganização não tenha seus valores mobiliários admitidos à negociação no Novo Mercado no prazo de 120 (cento e vinte) dias contados da data da Assembléia Geral que aprovou a referida operação, o Acionista Controlador deverá efetivar oferta pública de aquisição das ações pertencentes aos demais acionistas da Companhia, no mínimo, pelo respectivo Valor Econômico, a ser apurado em laudo de avaliação elaborado nos termos dos Parágrafos 1º a 2º do Artigo 39, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis.

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto

18.3 Descrever exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto.

Não há.

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados**Exercício social 31/12/2011**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação
31/03/2011	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	13.521.000	46,39	39,70	R\$ por Unidade
30/06/2011	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	14.208.000	47,60	43,50	R\$ por Unidade
30/09/2011	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	13.053.000	22,79	19,43	R\$ por Unidade
31/12/2011	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	13.394.000	26,50	21,48	R\$ por Unidade

Exercício social 31/12/2010

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação
31/03/2010	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	15.912.000	38,48	35,36	R\$ por Unidade
30/06/2010	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	18.287.000	40,10	34,84	R\$ por Unidade
30/09/2010	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	20.159.000	44,00	38,66	R\$ por Unidade
31/12/2010	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	15.054.000	41,35	39,30	R\$ por Unidade

Exercício social 31/12/2009

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação
31/03/2009	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	11.094.000	31,50	28,50	R\$ por Unidade
30/06/2009	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	19.582.000	34,50	31,06	R\$ por Unidade
30/09/2009	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	15.139.000	35,14	30,20	R\$ por Unidade
31/12/2009	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	17.130.000	37,50	30,40	R\$ por Unidade

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	1ª emissão da CPFL Leste Paulista - Debêntures
Data de emissão	01/07/2009
Data de vencimento	01/07/2011
Quantidade (Unidades)	2.400
Valor total (Reais)	24.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários	Juros: 111,9% do CDI; Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Fiança da CPFL Energia; Na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: subordinada; Eventuais restrições impostas ao emissor em relação: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; (iii) à contratação de novas dívidas; e (iv) à emissão de novos valores mobiliários; Não há Agente fiduciário: Omar Camargo Corretora de Câmbio e Valores Ltda.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide mais detalhes item 18.10.
Outras características relevantes	Para mais detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo no item 18.10.

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	1ª emissão da CPFL Santa Cruz
Data de emissão	09/06/2011
Data de vencimento	09/06/2018
Quantidade (Unidades)	650
Valor total (Reais)	65.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Vide detalhes item 18.10.
Características dos valores mobiliários	Juros: CDI + 1,40%a.a.; Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Fiança da CPFL Energia; Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide mais detalhes item 18.10.
Outras características relevantes	Para mais detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo no item 18.10.

Valor mobiliário	Debêntures

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Identificação do valor mobiliário	2ª emissão da CPFL Brasil
Data de emissão	01/06/2011
Data de vencimento	01/06/2018
Quantidade (Unidades)	2.280
Valor total (Reais)	228.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	A partir do 36º (trigésimo sexto) mês contado da Data de Emissão, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado total das Debêntures ("Resgate Antecipado"). O Resgate Antecipado será operacionalizado da seguinte forma: (i) por meio de comunicação enviada pela Emissora ao Agente Fiduciário e aos Debenturistas com antecedência de 10 (dez) dias úteis da data prevista para o Resgate Antecipado ("Comunicação de Resgate Antecipado"), a qual deverá descrever os termos e condições do Resgate Antecipado, incluindo: (a) a data para o resgate integral das Debêntures e o efetivo pagamento aos Debenturistas; (b) o Preço de Resgate, conforme abaixo definido; e (c) as demais informações consideradas relevantes pela Emissora para conhecimento dos Debenturistas; (ii) o valor a ser pago aos Debenturistas a título de Resgate Antecipado será equivalente ao Valor Nominal Unitário não amortizado, acrescido da Remuneração devida e ainda não paga até a data de Resgate Antecipado, calculada nos termos da Escritura de Emissão, devendo ainda incidir sobre este valor prêmio nos seguintes percentuais ("Prêmio de Resgate"): vide quadro colado no item 18.10.
Características dos valores mobiliários	Juros: CDI + 1,40%a.a.; Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Fiança da CPFL Energia; Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide mais detalhes no item 18.10.
Outras características relevantes	Em 17/12/2012, foi realizada AGD deliberou sobre o 1º Aditamento ao Instrumento Particular de Escritura da referida Emissão Pública de Debêntures. Conforme Fato Relevante publicado em 28/03/13, de forma a promover a centralização das atividades de geração de energia da subsidiária CPFL Geração, houve a cisão parcial da subsidiária CPFL Brasil que resultou na transferência para CPFL Geração dos ativos e passivos (incluindo esta debênture) relacionados ao investimento de 27,51% detido pela CPFL Brasil na CPFL Renováveis. Para mais detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo no item 18.10.

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	3ª emissão da CPFL Energia - Debêntures
Data de emissão	03/09/2007
Data de vencimento	03/09/2014
Quantidade (Unidades)	45.000
Valor total (Reais)	450.000.000,00
Restrição a circulação	Não

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários	Juros: CDI + 0,45%; Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Não há garantias; Na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: quirografário; Eventuais restrições impostas ao emissor em relação: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; (iii) à contratação de novas dívidas; e (iv) à emissão de novos valores mobiliários; Não há Agente fiduciário: SLW Corretora de Valores e Câmbio S.A.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide mais detalhes no item 18.10.
Outras características relevantes	Em 17/12/2012, foi realizada AGD que deliberou sobre o 1º Aditamento da Escritura em referência. Para mais detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo no item 18.10.

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	1ª emissão da CPFL Brasil - Debêntures
Data de emissão	01/07/2009
Data de vencimento	01/07/2011
Quantidade (Unidades)	16.500
Valor total (Reais)	165.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários	Juros: 111% do CDI; Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Fiança da CPFL Energia; Na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: subordinada; Eventuais restrições impostas ao emissor em relação: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; (iii) à contratação de novas dívidas; e (iv) à emissão de novos valores mobiliários; Não há Agente fiduciário: BNY Mellon Serviços Financeiros Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide mais detalhes no item 18.10.
Outras características relevantes	Para mais detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo no item 18.10.

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	1ª emissão da CPFL Jaguari - Debêntures
Data de emissão	01/07/2009
Data de vencimento	01/07/2011
Quantidade (Unidades)	1.000

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Valor total (Reais)	10.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários	Juros: 111,9% do CDI; Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Fiança da CPFL Energia; Na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: subordinada; Eventuais restrições impostas ao emissor em relação: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; (iii) à contratação de novas dívidas; e (iv) à emissão de novos valores mobiliários; Não há Agente fiduciário: Equipe Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide mais detalhes item 18.10.
Outras características relevantes	Para mais detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo no item 18.10.

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	1ª emissão da CPFL Sul Paulista - Debêntures
Data de emissão	01/07/2009
Data de vencimento	01/07/2011
Quantidade (Unidades)	1.600
Valor total (Reais)	16.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários	Juros: 111% do CDI; Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Fiança da CPFL Energia; Na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: subordinada; Eventuais restrições impostas ao emissor em relação: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; (iii) à contratação de novas dívidas; e (iv) à emissão de novos valores mobiliários; Não há Agente fiduciário: Banco Paulista S.A
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide mais detalhes item 18.10.
Outras características relevantes	Para mais detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo no item 18.10.

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação

18.6 Indicar os mercados brasileiros nos quais valores mobiliários do emissor são admitidos à negociação.

As Ações ON (CPFE3) da CPFL Energia e apenas elas são admitidas à negociação na BM&FBOVESPA.

As Debêntures da CPFL Energia e das controladas são admitidas à negociação no mercado secundário, no Sistema Nacional de Debêntures ("SND") operacionalizado pela CETIP, com os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CETIP e/ou no Sistema de Negociação BOVESPA FIX, administrado pela BM&FBOVESPA, com os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CBLC.

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros

18.7 Em relação a cada classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros, indicar:

Informação	ON
País	Estados Unidos da América (EUA)
Mercado	Bolsa de Valores
Entidade administradora	New York Stock Exchange (NYSE)
Data de admissão à negociação	29/09/2004
Segmento de negociação	ADR Nível III
Data de início de listagem no segmento de negociação	29/09/2004
Percentual do volume de negociações no exterior em relação ao volume total de negociações de cada classe e espécie no último exercício	Em 2011, 58,8% do volume diário total correspondia ao volume diário negociado na NYSE.
Proporção de certificados de depósito no exterior em relação a cada classe e espécie de ações;	Posição em 31/12/2011 é de 39.068.303 ADRs equivalentes a 78.136.606 Ações ON (posição acionária do banco depositário dos ADRs corresponde a 8,1% do total das ações).
Banco depositário	Deutsche Bank Trust Company Americas
Instituição custodiante	Banco do Brasil S.A.

18.8 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor**18.8 Descrever as ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor.**

Desde o IPO, em 29/09/2004, não ocorreu nenhuma oferta pública de ações, seja ela primária ou secundária. Com relação aos demais valores mobiliários, não houve nos últimos três exercícios sociais.

18.9 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros

18.9 Descrever as ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiro.

Não houve.

18.10 - Outras informações relevantes**18.10 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.****3ª emissão da CPFL Energia (1º Aditamento em 17/12/2012)**

Condições de vencimento antecipado: a) Protesto contra a Emissora e/ou Garantidora superior a R\$50.000.000 não sanado dentro de 30 dias; b) Alteração atual do controle da Emissora e/ou da Garantidora sem prévia aprovação dos titulares das debêntures; c) Liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora, exceto se após a conclusão da referida operação ao menos duas das Acionistas mantiverem, individualmente, ou em conjunto, nos termos definidos pelo Acordo de Acionistas da Emissora em vigor nesta data, a maioria das Ações Vinculadas ao Bloco de Controle; d) Realização de redução de capital social da emissora, após a data de registro da Emissão junto à CVM, sem que haja anuência prévia dos titulares das Debêntures, conforme disposto no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações; e) Proposta pela Emissora, ou qualquer de suas subsidiárias, a qualquer credor ou classe de credores de plano de recuperação judicial ou extrajudicial, independente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano: requerimento pela Emissora ou por qualquer de suas subsidiárias, de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente ou, ainda, pedido de autofalência pela Emissora; f) Protesto legítimo de títulos contra Emissora, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora que (a) o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiros; (b) o protesto foi cancelado, ou (c) foram prestadas garantias em juízo; g) Falta de cumprimento pela Emissora de qualquer obrigação não pecuniária prevista no Contrato não sanada em 30 (trinta) dias corridos, contados da data do recebimento, pela Emissora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário; h) Pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e não devidamente elidido pela Emissora no prazo de 30 (trinta) dias corridos; i) Não pagamento pela Emissora das obrigações pecuniárias devidas aos titulares das Debêntures nas datas previstas na Escritura de Emissão, não sanado no prazo de 02 (dois) dias úteis, contados da data de vencimento original; j) Pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora caso a Emissora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas na Escritura de Emissão; k) Não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Emissora, em valor agregado igual ou superior a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), ou seu valor equivalente em outras moedas no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento; l) não observância pela Emissora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures, ao final de 2 (dois) semestres consecutivos, dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão verificados pelo Agente Fiduciário com base em demonstrativo elaborado pela Emissora ao final de cada semestre do ano civil, referente aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data do cálculo, devendo tal demonstrativo ser entregue ao Agente Fiduciário em até 15 (quinze) dias após a divulgação à CVM das demonstrações financeiras da Emissora relativas ao respectivo semestre ("Índices Financeiros"): (i) relação entre a Dívida Líquida verificada ao final de cada semestre do ano civil da Emissora e o EBITDA da Emissora dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" a soma dos valores relativos a (1) empréstimos e financiamentos; (2) saldo líquido de operações swaps, futuros e opções relacionadas a taxas de juros e de câmbio; e (3) dívidas resultantes de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures, notas promissórias comerciais e/ou bonds ou notes da Emissora no Brasil ou no exterior, menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras da Emissora, estando excluída deste cálculo a dívida com a Fundação Cesp ("Funcesp") e considera-se como "EBITDA" (Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization) da Emissora, (1) o lucro da Emissora antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da

18.10 - Outras informações relevantes

Parcela "A" – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em Nota explicativa das demonstrações financeiras da Emissora (mas não nas informações financeiras trimestrais), calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, e (2) em caso de aquisição(ões) será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA da Emissora, de acordo com a definição do item (i) acima, o(s) EBITDA(s) gerado(s) no período de 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil pela(s) empresa(s) adquirida(s) ("EBITDA Histórico"); e (ii) relação entre EBITDA da Emissora e Resultado Financeiro da Emissora maior ou igual a 2,25 vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como "Resultado Financeiro" da Emissora, a diferença entre receitas financeiras e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo não será considerado para cálculo. Estão excluídos destes cálculos os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à Funcesp, bem como as variações cambiais e monetárias sobre as dívidas e caixa e, por fim, as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa da Emissora, mas apenas registro contábil. Para fins do cálculo a que se referem os itens (i) e (ii) acima, a Emissora deverá (a) consolidar, em seus números, os resultados e os itens do balanço patrimonial de todas as sociedades em que detenha participação acionária igual ou superior a 10% (dez por cento), de forma proporcional à participação por ela detida no capital das referidas sociedades, independentemente da forma de apresentação das demonstrações financeiras do respectivo semestre da Emissora à CVM, e (b) apresentar relatório contendo memória de cálculo de tais números, devidamente auditado por empresa de auditoria independente registrada na CVM, até a liquidação de todas as obrigações assumidas na Escritura de Emissão.m) Transformação da Emissora em sociedade limitada; ou n) Perda ou cassação, por qualquer motivo, das concessões de uma ou mais de suas subsidiárias. Os eventos a que se referem os subitens (f), (g), (h), (i) e (k) acima somente serão considerados eventos de vencimento antecipado para os fins da Escritura de Emissão, ensejando a adoção dos procedimentos descritos nos itens 4.13.2. e 4.13.3., após o final do prazo de 30 (trinta) dias ou, especificamente para o item (i), o prazo de 2 (dois) dias, neles referidos.

O valor de R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais) a que se referem os itens (a), (f) e (k) será corrigido pela variação acumulada do Índice Geral de Preço ao Mercado – IGP-M, calculado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M") a partir da Data de Emissão.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários: Os titulares de Debêntures poderão, a qualquer tempo, reunir-se em Assembleia Geral, de acordo com o disposto no artigo 71 da Lei das Sociedades por Ações, a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos titulares de Debêntures.

A Assembleia Geral de Debenturistas poderá ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em circulação, ou pela CVM.

Aplicar-se-á à Assembleia Geral de Debenturistas, no que couber, o disposto na Lei das Sociedades por Ações, a respeito das assembleias gerais de acionistas.

A Assembleia Geral de Debenturistas instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de titulares de Debêntures que representem, no mínimo, metade das Debêntures em Circulação e, em segunda convocação, com qualquer número.

Cada Debênture conferirá a seu titular o direito a um voto nas Assembleias Gerais de Debenturistas, sendo admitida à constituição de mandatários, titulares de Debêntures ou não.

Para efeito da constituição do quorum de instalação e/ou deliberação a que se refere acima, serão consideradas "Debêntures em Circulação" todas as Debêntures em circulação no mercado, excluídas as Debêntures que a Emissora possuir em tesouraria, ou que sejam de propriedade de seus controladores ou de qualquer de suas controladas ou coligadas, bem como dos respectivos diretores ou conselheiros e respectivos cônjuge.

18.10 - Outras informações relevantes

Para efeitos de quorum de deliberação não serão computados, ainda, os votos em branco.

Será facultada a presença dos representantes legais da Emissora nas Assembleias Gerais de Debenturistas.

O Agente Fiduciário deverá comparecer à Assembleia Geral de Debenturistas e prestar aos titulares de Debêntures as informações que lhe forem solicitadas.

A presidência da Assembleia Geral de Debenturistas caberá ao eleito pelos titulares das Debêntures ou àquele que for designado pela CVM.

As alterações relativas (i) à Remuneração das Debêntures, ou às datas de pagamento da Remuneração, (ii) ao prazo de vencimento das Debêntures e/ou (iii) aos eventos de vencimento antecipado previstos na Escritura de Emissão, deverão ser aprovadas, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente, por Debenturistas que representem 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação.

Toda e qualquer alteração nas cláusulas ou condições previstas na Escritura de Emissão e não expressamente mencionada, inclusive alterações nos Índices e Limites, dependerá da aprovação de Debenturistas que representem, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento das Debêntures).

1ª emissão da CPFL Brasil (já liquidada)

Condições de vencimento antecipado: "... o Agente Fiduciário deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações decorrentes das Debêntures e exigir o imediato pagamento pela Emissora do Valor Nominal Unitário das Debêntures em circulação, acrescido da Remuneração, calculada pro rata temporis, desde a Data de Emissão, ou da data do último pagamento da Remuneração, até a data do seu efetivo pagamento, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial ao tomar ciência da ocorrência das seguintes hipóteses: (a) protesto legítimo e reiterado de títulos contra a Emissora ou a Garantidora, no mercado local ou internacional em valor, individual ou agregado, superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), salvo se no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, (a) seja validamente comprovado pela Emissora que o(s) protesto(s) foi/foram efetuado(s) por erro ou má-fé de terceiros; (b) for/forem cancelado(s), ou ainda, (c) forem prestadas garantias em juízo; (b) pedido por parte da Emissora e/ou da Garantidora de qualquer plano de recuperação judicial ou extrajudicial a qualquer credor ou classe de credores, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; ou se a Emissora e/ou a Garantidora ingressar em juízo com requerimento de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; ou, ainda, se a Emissora e/ou a Garantidora formular pedido de autofalência; (c) alteração do atual controle da Emissora ou da Garantidora, sem prévia aprovação dos titulares das Debêntures, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora ou da Garantidora desde que, após a conclusão da referida operação, ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa Energia S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - Previ, permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da CPFL Energia e da Emissora; (d) liquidação, dissolução, extinção ou decretação de falência da Emissora e/ou da Garantidora; (e) não pagamento, pela Emissora ou pela Garantidora, das obrigações pecuniárias devidas aos titulares de Debêntures, não sanado no prazo de 2 (dois) dias úteis, contados da data de vencimento respectiva; (f) deliberação de redução de capital social da Emissora e/ou da Garantidora por seus respectivos acionistas, após a Data de Emissão e antes da Data de Vencimento, sem a prévia anuência dos titulares de Debêntures, nos termos previstos no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações; (g) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora caso a Emissora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias referentes às Debêntures; (h) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Garantidora, caso a Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias referentes às Debêntures; (i) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e/ou da Garantidora e não devidamente elidido pela Emissora e/ou pela Garantidora no prazo de 30 (trinta) dias corridos; (j) não pagamento na data de vencimento original ou vencimento antecipado de quaisquer obrigações financeiras da Emissora e/ou da Garantidora, no mercado local ou internacional em valor, individual ou agregado, superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), ressalvada a hipótese de a Emissora e/ou Garantidora, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral

18.10 - Outras informações relevantes

cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento em até 3 (três) dias úteis, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado; (k) cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Emissora e/ou Garantidora, em valor agregado igual ou superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), ou seu valor equivalente em outras moedas no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento; (l) transformação da Emissora em sociedade limitada; (m) perda ou cassação, por qualquer motivo, da autorização para comercialização de energia elétrica, nos termos da Resolução Autorizativa da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") n.º 364 de 04 de julho de 2002 ("Resolução Autorizativa"), desde que tal perda ou cassação não seja revertida no prazo de 30 (trinta) dias contados de sua verificação; (n) falta de cumprimento pela Emissora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na Escritura não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento pela Emissora de aviso escrito que lhe for enviado por qualquer dos titulares das Debêntures ou pelo Agente Fiduciário; e o) não observância pela Emissora por 2 (dois) trimestres consecutivos dos seguintes índices e limites financeiros, calculados com base nas informações financeiras não-consolidadas (controladora) da Emissora dos 12 (doze) últimos meses, ao final de cada trimestre, em até 15 (quinze) dias após a divulgação à CVM das respectivas demonstrações financeiras da Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures: (i) relação entre Dívida Líquida da Emissora e EBITDA da Emissora menor ou igual a 3,0 (três inteiros) vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" o endividamento oneroso total, menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras da Emissora. Estão incluídas neste cálculo as posições líquidas de derivativos. Está excluída deste cálculo confissão de dívida junto à entidade de previdência privada, e considera-se como "EBITDA" (Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization) da Emissora, o lucro da Emissora antes de juros, tributos, amortização e depreciação no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada trimestre; e (ii) relação entre EBITDA da Emissora e Resultado Financeiro da Emissora maior ou igual a 2,25 (dois inteiros e vinte e cinco centésimos) vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como "Resultado Financeiro" da Emissora, a diferença entre receitas financeiras e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada trimestre, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, ser for positivo, não será considerado para cálculo. Estão excluídos deste cálculo os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à entidade de previdência privada, bem como variações cambiais e monetárias sobre dívidas e caixa, e por fim as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa da Emissora, mas apenas registro contábil."

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários: Os titulares de Debêntures poderão, a qualquer tempo, reunir-se à Assembleia Geral de Debenturistas, a qual aplicar-se-á ao disposto no artigo 71 da Lei das Sociedades por Ações.

A Assembleia Geral de Debenturistas pode ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem 10% (dez por cento), no mínimo, das Debêntures em Circulação, conforme definido acima, ou pela CVM.

A convocação se dará mediante anúncio publicado, pelo menos 3 (três) vezes, nos órgãos de imprensa nos quais a Emissora deve efetuar suas publicações, respeitadas outras regras relacionadas à publicação de anúncio de convocação de assembleias gerais constantes da Lei das Sociedades por Ações, da regulamentação aplicável e da Escritura.

As Assembleias Gerais de Debenturistas deverão ser realizadas em prazo mínimo de 15 (quinze) dias, contados da data da primeira publicação da convocação. A Assembleia Geral de Debenturista em segunda convocação somente poderá ser realizada em, no mínimo, 8 (oito) dias após a data marcada para a instalação da Assembleia Geral de Debenturistas em primeira convocação.

As deliberações tomadas pelos Debenturistas, no âmbito de sua competência legal, observados os quoruns estabelecidos na Escritura, serão existentes, válidas e eficazes perante a Emissora e obrigarão a todos os titulares das Debêntures em Circulação, conforme definido acima, independentemente de terem comparecido à Assembleia ou do voto proferido na respectiva Assembleia Geral de Debenturistas.

18.10 - Outras informações relevantes

A Assembleia Geral de Debenturistas se instalará, em primeira convocação, com a presença de Debenturistas que representem a metade, no mínimo, das Debêntures em Circulação, conforme definido acima em segunda convocação, com qualquer quorum.

Para efeito da constituição de todos e quaisquer dos quoruns de instalação e/ou deliberação da Assembleia Geral de Debenturistas previstos na Escritura, consideram-se "Debêntures em Circulação" todas as Debêntures subscritas, excluídas aquelas mantidas em tesouraria pela Emissora e as de titularidade de empresas controladas ou coligadas pela Emissora (diretas ou indiretas), controladoras (ou grupo de controle), sociedades sob controle comum ou administradores da Emissora, incluindo, mas não se limitando, pessoas direta ou indiretamente relacionadas a qualquer das pessoas anteriormente mencionadas.

Nas deliberações das assembleias gerais de Debenturistas, a cada Debênture em circulação caberá um voto, admitida a constituição de mandatário, Debenturista ou não. Exceto pelo disposto abaixo, todas as deliberações a serem tomadas em assembleia geral de Debenturistas dependerão de aprovação de Debenturistas representando, no mínimo, 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação.

Não estão incluídos no quorum a que se refere abaixo

- I. os quoruns expressamente previstos em outras Cláusulas da Escritura de Emissão; e
- II. as alterações, que deverão ser aprovadas por Debenturistas representando, no mínimo, 90% (noventa por cento) das Debêntures em circulação (a) da Remuneração, exceto pelo nos itens acima; (b) de quaisquer datas de pagamento de quaisquer valores previstos na Escritura de Emissão; e (c) da espécie das Debêntures.

As alterações dos quoruns estabelecidos na Escritura e/ou das disposições acima deverão ser aprovadas, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer outra subsequente, por Debenturistas que representem 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação.

1ª emissão da CPFL Jaguari (já liquidada)

Condições de vencimento antecipado: "(...) o Agente Fiduciário deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações decorrentes das Debêntures e exigir o imediato pagamento pela Emissora do Valor Nominal Unitário das Debêntures em circulação, acrescido da Remuneração, calculada pro rata temporis, desde a Data de Emissão, ou da data do último pagamento da Remuneração, até a data do seu efetivo pagamento, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial ao tomar ciência da ocorrência das seguintes hipóteses: (a) protesto legítimo e reiterado de títulos contra a Emissora e/ou a Garantidora, no mercado local ou internacional, em valor, individual ou agregado, superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), salvo se no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, (a) seja validamente comprovado pela Emissora que o(s) protesto(s) foi/foram efetuado(s) por erro ou má-fé de terceiro (b) for/forem cancelado(s), ou ainda, (c) for forem prestadas garantias em juízo: (b) pedido por parte da Emissora e/ou da Garantidora de qualquer plano de recuperação judicial ou extrajudicial a qualquer credor ou classe de credores, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; ou se a Emissora e/ou a Garantidora ingressar em juízo com requerimento de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; ou, ainda, se a Emissora e/ou a Garantidora formular pedido de autofalência; (c) alteração do atual controle da Emissora ou da Garantidora, sem prévia aprovação dos titulares das Debêntures, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora ou da Garantidora desde que, após a conclusão da referida operação, ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa Energia S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - Previ, permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da CPFL Energia e da Emissora; (d) liquidação, dissolução, extinção ou decretação de falência da Emissora e/ou da Garantidora; (e) não pagamento, pela Emissora ou pela Garantidora, das obrigações pecuniárias devidas aos titulares de Debêntures, não sanado no prazo de 02 (dois) dias úteis, contados da data de vencimento respectiva; (f) deliberação de redução de capital social da Emissora e/ou da Garantidora por seus respectivos acionistas, após a Data de Emissão e antes da Data de Vencimento, sem a prévia anuência dos titulares de Debêntures, nos termos previstos no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações: (g)

18.10 - Outras informações relevantes

pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora caso a Emissora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias referentes às Debêntures; (h) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Garantidora, caso a Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias referentes às Debêntures; (i) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e/ou da Garantidora e não devidamente elidido pela Emissora e/ou pela Garantidora no prazo de 30 (trinta) dias corridos; (j) não pagamento na data de vencimento original ou vencimento antecipado, de quaisquer obrigações financeiras da Emissora e/ou da Garantidora, no mercado local ou internacional em valor, individual ou agregado, superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), ressalvada a hipótese de a Emissora e/ou Garantidora, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento em até 3 (três) dias úteis, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado; (k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Emissora e/ou Garantidora, em valor agregado igual ou superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), ou seu valor equivalente em outras moedas no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento; (l) transformação da Emissora em sociedade limitada; (m) perda ou cassação, por qualquer motivo, da concessão para exploração dos serviços de distribuição de energia elétrica, de que a Companhia é titular nos termos do Contrato de Concessão para Distribuição de Energia Elétrica n.º 015/99 ("Contrato de Concessão"), celebrado pela Companhia e pela União Federal em 03 de fevereiro de 1999, desde que tal perda ou cassação não seja revertido no prazo de 30 (trinta) dias contados de sua verificação; n) falta de cumprimento pela Emissora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na Escritura não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento pela Emissora de aviso escrito que lhe for enviado por qualquer dos titulares das Debêntures ou pelo Agente Fiduciário; e o) não observância pela Emissora por 2 (dois) trimestres consecutivos dos seguintes índices e limites financeiros, calculados com base nas informações financeiras não-consolidadas (controladora) da Emissora dos 12 (doze) últimos meses, ao final de cada trimestre, em até 15 (quinze) dias após a divulgação à CVM das respectivas demonstrações financeiras da Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures: (i) relação entre Dívida Líquida da Emissora e EBITDA da Emissora menor ou igual a 3,0 (três inteiros) vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" o endividamento oneroso total, menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras da Emissora. Estão incluídas neste cálculo as posições líquidas de derivativos. Está excluída deste cálculo confissão de dívida junto à entidade de previdência privada, e considera-se como "EBITDA" (Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization) da Emissora, o lucro da Emissora antes de juros, tributos, amortização e depreciação no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada trimestre; e (ii) relação entre EBITDA da Emissora e Resultado Financeiro da Emissora maior ou igual a 2,25 (dois inteiros e vinte e cinco centésimos) vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como "Resultado Financeiro" da Emissora, a diferença entre receitas financeiras e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada trimestre, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, ser for positivo, não será considerado para cálculo. Estão excluídos deste cálculo os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à entidade de previdência privada, bem como variações cambiais e monetárias sobre dívidas e caixa, e por fim as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa da Emissora, mas apenas registro contábil"

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários: Os titulares de Debêntures poderão, a qualquer tempo, reunir-se à Assembleia Geral de Debenturistas, a qual aplicar-se-á ao disposto no artigo 71 da Lei das Sociedades por Ações.

A Assembleia Geral de Debenturistas pode ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem 10% (dez por cento), no mínimo, das Debêntures em Circulação, conforme definido acima, ou pela CVM.

A convocação se dará mediante anúncio publicado, pelo menos 3 (três) vezes, nos órgãos de imprensa nos quais a Emissora deve efetuar suas publicações, respeitadas outras regras

18.10 - Outras informações relevantes

relacionadas à publicação de anúncio de convocação de assembleias gerais constantes da Lei das Sociedades por Ações, da regulamentação aplicável e da Escritura.

As Assembleias Gerais de Debenturistas deverão ser realizadas em prazo mínimo de 15 (quinze) dias, contados da data da primeira publicação da convocação. A Assembleia Geral de Debenturista em segunda convocação somente poderá ser realizada em, no mínimo, 8 (oito) dias após a data marcada para a instalação da Assembleia Geral de Debenturistas em primeira convocação.

As deliberações tomadas pelos Debenturistas, no âmbito de sua competência legal, observados os quoruns estabelecidos na Escritura, serão existentes, válidas e eficazes perante a Emissora e obrigarão a todos os titulares das Debêntures em Circulação, conforme definido acima, independentemente de terem comparecido à Assembleia ou do voto proferido na respectiva Assembleia Geral de Debenturistas.

A Assembleia Geral de Debenturistas se instalará, em primeira convocação, com a presença de Debenturistas que representem a metade, no mínimo, das Debêntures em Circulação, conforme definido acima em segunda convocação, com qualquer quorum.

Para efeito da constituição de todos e quaisquer dos quoruns de instalação e/ou deliberação da Assembleia Geral de Debenturistas previstos na Escritura, consideram-se "Debêntures em Circulação" todas as Debêntures subscritas, excluídas aquelas mantidas em tesouraria pela Emissora e as de titularidade de empresas controladas ou coligadas pela Emissora (diretas ou indiretas), controladoras (ou grupo de controle), sociedades sob controle comum ou administradores da Emissora, incluindo, mas não se limitando, pessoas direta ou indiretamente relacionadas a qualquer das pessoas anteriormente mencionadas.

Nas deliberações das assembleias gerais de Debenturistas, a cada Debênture em circulação caberá um voto, admitida a constituição de mandatário, Debenturista ou não. Exceto pelo disposto abaixo, todas as deliberações a serem tomadas em assembleia geral de Debenturistas dependerão de aprovação de Debenturistas representando, no mínimo, 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação.

Não estão incluídos no quorum a que se refere abaixo

- I. os quoruns expressamente previstos em outras Cláusulas da Escritura de Emissão; e
- II. as alterações, que deverão ser aprovadas por Debenturistas representando, no mínimo, 90% (noventa por cento) das Debêntures em circulação (a) da Remuneração, exceto pelo disposto acima; (b) de quaisquer datas de pagamento de quaisquer valores previstos na Escritura de Emissão; e (c) da espécie das Debêntures.

As alterações dos quoruns estabelecidos na Escritura e/ou das disposições estabelecidas acima deverão ser aprovadas, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer outra subsequente, por Debenturistas que representem 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação.

.....

1ª emissão da CPFL Sul Paulista (já liquidada)

Condições de vencimento antecipado: "(...) o Agente Fiduciário deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações decorrentes das Debêntures e exigir o imediato pagamento pela Emissora do Valor Nominal Unitário das Debêntures em circulação, acrescido da Remuneração, calculada pra rata temporis, desde a Data de Emissão, ou da data do último pagamento da Remuneração, até a data do seu efetivo pagamento, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial ao tomar ciência da ocorrência das seguintes hipóteses: (a) protesto legítimo e reiterado de títulos contra a Emissora e/ou a Garantidora, no mercado local ou internacional, em valor, individual ou agregado, superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), salvo se no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, (a) seja validamente comprovado pela Emissora que o(s) protesto(s) foi/foram efetuado(s) por erro ou má-fé de terceiros; (b) for/forem cancelado(s), ou ainda, (c) forem prestadas garantias em juízo;

(b) pedido por parte da Emissora e/ou da Garantidora de qualquer plano de recuperação judicial ou extrajudicial a qualquer credor ou classe de credores, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; ou se a Emissora e/ou a Garantidora ingressar em juízo com requerimento de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente;

18.10 - Outras informações relevantes

ou, ainda, se a Emissora e/ou a Garantidora formular pedido de autofalência; (c) alteração do atual controle da Emissora ou da Garantidora, sem prévia aprovação dos titulares das Debêntures, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora ou da Garantidora desde que, após a conclusão da referida operação, ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa Energia S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - Previ, permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da CPFL Energia e da Emissora; (d) liquidação, dissolução, extinção ou decretação de falência da Emissora e/ou da Garantidora; (e) não pagamento pela Emissora ou pela Garantidora, das obrigações pecuniárias devidas aos titulares de Debêntures, não sanado no prazo de 02 (dois) dias úteis, contados da data de vencimento respectiva; (f) deliberação de redução de capital social da Emissora e/ou da Garantidora por seus respectivos acionistas, após a Data de Emissão e antes da Data de Vencimento, sem a prévia anuência dos titulares de Debêntures, nos termos previstos no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações; (g) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora caso a Emissora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias referentes às Debêntures; (h) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Garantidora, caso a Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias referentes às Debêntures; (i) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e/ou da Garantidora e não devidamente elidido pela Emissora e/ou pela Garantidora no prazo de 30 (trinta) dias corridos; (j) não pagamento na data de vencimento original ou vencimento antecipado, de quaisquer obrigações financeiras da Emissora e/ou da Garantidora, no mercado local ou internacional em valor, individual ou agregado, superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), ressalvada a hipótese de a Emissora e/ou Garantidora, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento em até 3 (três) dias úteis, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado; (k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Emissora e/ou Garantidora, em valor agregado igual ou superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), ou seu valor equivalente em outras moedas no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento; (l) transformação da Emissora em sociedade limitada; (m) perda ou cassação, por qualquer motivo, da concessão para exploração dos serviços de distribuição de energia elétrica, de que a Companhia é titular nos termos do Contrato de Concessão para Distribuição de Energia Elétrica n.º 19/99, celebrado pela Companhia e pela União Federal em 03 de fevereiro de 1999 ("Contrato de Concessão"), desde que tal perda ou cassação não seja revertida no prazo de 30 (trinta) dias contados de sua verificação; (n) falta de cumprimento pela Emissora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na Escritura não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento pela Emissora de aviso escrito que lhe for enviado por qualquer dos titulares das Debêntures ou pelo Agente Fiduciário; e o) não observância pela Emissora por 2 (dois) trimestres consecutivos dos seguintes índices e limites financeiros, calculados com base nas informações financeiras não-consolidadas (controladora) da Emissora dos 12 (doze) últimos meses, ao final de cada trimestre, em até 15 (quinze) dias após a divulgação à CVM das respectivas demonstrações financeiras da Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures: (i) relação entre Dívida Líquida da Emissora e EBITDA da Emissora menor ou igual a 3,0 (três inteiros) vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" o endividamento oneroso total, menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras da Emissora. Estão incluídas neste cálculo as posições líquidas de derivativos. Está excluída deste cálculo confissão de dívida junto à entidade de previdência privada, e considera-se como "EBITDA" (Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization) da Emissora, o lucro da Emissora antes de juros, tributos, amortização e depreciação no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada trimestre; e (ii) relação entre EBITDA da Emissora e Resultado Financeiro da Emissora maior ou igual a 2,25 (dois inteiros e vinte e cinco centésimos) vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como "Resultado Financeiro" da Emissora, a diferença entre receitas financeiras e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada trimestre, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, ser for positivo, não será considerado para cálculo. Estão excluídos deste cálculo os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à entidade de previdência privada, bem

18.10 - Outras informações relevantes

como variações cambiais e monetárias sobre dívidas e caixa, e por fim as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa da Emissora, mas apenas registro contábil."

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários: Os titulares de Debêntures poderão, a qualquer tempo, reunir-se à Assembleia Geral de Debenturistas, a qual aplicar-se-á ao disposto no artigo 71 da Lei das Sociedades por Ações.

A Assembleia Geral de Debenturistas pode ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem 10% (dez por cento), no mínimo, das Debêntures em Circulação, conforme definido acima, ou pela CVM.

A convocação se dará mediante anúncio publicado, pelo menos 3 (três) vezes, nos órgãos de imprensa nos quais a Emissora deve efetuar suas publicações, respeitadas outras regras relacionadas à publicação de anúncio de convocação de assembleias gerais constantes da Lei das Sociedades por Ações, da regulamentação aplicável e da Escritura.

As Assembleias Gerais de Debenturistas deverão ser realizadas em prazo mínimo de 15 (quinze) dias, contados da data da primeira publicação da convocação. A Assembleia Geral de Debenturista em segunda convocação somente poderá ser realizada em, no mínimo, 8 (oito) dias após a data marcada para a instalação da Assembleia Geral de Debenturistas em primeira convocação.

As deliberações tomadas pelos Debenturistas, no âmbito de sua competência legal, observados os quoruns estabelecidos na Escritura, serão existentes, válidas e eficazes perante a Emissora e obrigarão a todos os titulares das Debêntures em Circulação, conforme definido acima, independentemente de terem comparecido à Assembleia ou do voto proferido na respectiva Assembleia Geral de Debenturistas.

A Assembleia Geral de Debenturistas se instalará, em primeira convocação, com a presença de Debenturistas que representem a metade, no mínimo, das Debêntures em Circulação, conforme definido acima em segunda convocação, com qualquer quorum.

Para efeito da constituição de todos e quaisquer dos quoruns de instalação e/ou deliberação da Assembleia Geral de Debenturistas previstos na Escritura, consideram-se "Debêntures em Circulação" todas as Debêntures subscritas, excluídas aquelas mantidas em tesouraria pela Emissora e as de titularidade de empresas controladas ou coligadas pela Emissora (diretas ou indiretas), controladoras (ou grupo de controle), sociedades sob controle comum ou administradores da Emissora, incluindo, mas não se limitando, pessoas direta ou indiretamente relacionadas a qualquer das pessoas anteriormente mencionadas.

Nas deliberações das assembleias gerais de Debenturistas, a cada Debênture em circulação caberá um voto, admitida a constituição de mandatário, Debenturista ou não. Exceto pelo disposto abaixo, todas as deliberações a serem tomadas em assembleia geral de Debenturistas dependerão de aprovação de Debenturistas representando, no mínimo, 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação.

Não estão incluídos no quorum a que se refere abaixo

- I. os quoruns expressamente previstos em outras Cláusulas da Escritura de Emissão; e
- II. as alterações, que deverão ser aprovadas por Debenturistas representando, no mínimo, 90% (noventa por cento) das Debêntures em circulação (a) da Remuneração, exceto pelo disposto acima; (b) de quaisquer datas de pagamento de quaisquer valores previstos na Escritura de Emissão; e (c) da espécie das Debêntures.

As alterações dos quoruns estabelecidos na Escritura e/ou das disposições estabelecidas acima deverão ser aprovadas, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer outra subsequente, por Debenturistas que representem 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação.

1ª emissão da CPFL Leste Paulista (já liquidada)

Condições de vencimento antecipado: "(...) o Agente Fiduciário deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações decorrentes das Debêntures e exigir o imediato pagamento pela Emissora do Valor Nominal Unitário das Debêntures em circulação, acrescido da Remuneração, calculada pra raia temporis, desde a Data de Emissão, ou da data do último pagamento da Remuneração, até a data do seu efetivo pagamento, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial ao tomar ciência da ocorrência das

18.10 - Outras informações relevantes

seguintes hipóteses: (a) protesto legítimo e reiterado de títulos contra a Emissora e ou a Garantidora, no mercado local ou internacional em valor, individual ou agregado, superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), salvo se no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, (a) seja validamente comprovado pela Emissora que o(s) protesto(s) foi/foram efetuado(s) por erro ou má-fé de terceiros; (b) for/forem cancelado(s), ou ainda, (c) forem prestadas garantias em juízo;

(b) pedido por parte da Emissora e/ou da Garantidora de qualquer plano de recuperação judicial ou extrajudicial a qualquer credor ou classe de credores, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; ou se a Emissora e/ou a Garantidora ingressar em juízo com requerimento de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; ou, ainda, se a Emissora e/ou a Garantidora formular pedido de autofalência; (c) alteração do atual controle da Emissora ou da Garantidora, sem prévia aprovação dos titulares das Debêntures, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora ou da Garantidora desde que, após a conclusão da referida operação, ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa Energia S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - Previ, permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da CPFL Energia e da Emissora; (d) liquidação, dissolução, extinção ou decretação de falência da Emissora e/ou da Garantidora; (e) não pagamento, pela Emissora ou pela Garantidora, das obrigações pecuniárias devidas aos titulares de Debêntures, não sanado no prazo de 02 (dois) dias úteis, contados da data de vencimento respectiva; (f) deliberação de redução de capital social da Emissora e/ou da Garantidora por seus respectivos acionistas, após a Data de Emissão e antes da Data de Vencimento, sem a prévia anuência dos titulares de Debêntures, nos termos previstos no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações; (g) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora caso a Emissora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias referentes às Debêntures; (h) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Garantidora, caso a Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias referentes às Debêntures; (i) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e/ou da Garantidora e não devidamente elidido pela Emissora e/ou pela Garantidora no prazo de 30 (trinta) dias corridos; (j) não pagamento na data de vencimento original ou vencimento antecipado, de quaisquer obrigações financeiras da Emissora e/ou da Garantidora, no mercado local ou internacional em valor, individual ou agregado, superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), ressalvada a hipótese de a Emissora e/ou Garantidora, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento em até 3 (três) dias úteis, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado; (k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Emissora e/ou Garantidora, em valor agregado igual ou superior a R\$50000.000,00 (cinquenta milhões de reais), ou seu valor equivalente em outras moedas no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento; (l) transformação da Emissora em sociedade limitada; (m) perda ou cassação, por qualquer motivo, da concessão para exploração dos serviços de distribuição de energia elétrica, de que a Companhia é titular nos termos do Contrato de Concessão para Distribuição de Energia Elétrica n.º 18/99, celebrado pela Companhia e pela União Federal em 03 de fevereiro de 1999 ("Contrato de Concessão"), desde que tal perda ou cassação não seja revertida no prazo de 30 (trinta) dias contados de sua verificação; (n) falta de cumprimento pela Emissora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na Escritura não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento pela Emissora de aviso escrito que lhe for enviado por qualquer dos titulares das Debêntures ou pelo Agente Fiduciário; e o) não observância pela Emissora por 2 (dois) trimestres consecutivos dos seguintes índices e limites financeiros, calculados com base nas informações financeiras não-consolidadas (controladora) da Emissora dos 12 (doze) últimos meses, ao final de cada trimestre, em até 15 (quinze) dias após a divulgação à CVM das respectivas demonstrações financeiras da Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures: (i) relação entre Dívida Líquida da Emissora e EBITDA da Emissora menor ou igual a 3,0 (três inteiros) vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" o endividamento oneroso total, menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras da Emissora. Estão incluídas neste cálculo as posições líquidas de derivativos. Está excluída deste cálculo confissão de dívida junto à entidade de previdência

18.10 - Outras informações relevantes

privada, e considera-se como "EBITDA" (Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization) da Emissora, o lucro da Emissora antes de juros, tributos, amortização e depreciação no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada trimestre; e (ii) relação entre EBITDA da Emissora e Resultado Financeiro da Emissora maior ou igual a 2,0 (dois inteiros) vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como "Resultado Financeiro" da Emissora, a diferença entre receitas financeiras e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada trimestre, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo, não será considerado para cálculo. Estão excluídos deste cálculo os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à entidade de previdência privada, bem como variações cambiais e monetárias sobre dívidas e caixa, e por fim as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa da Emissora, mas apenas registro contábil"

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários: Os titulares de Debêntures poderão, a qualquer tempo, reunir-se à Assembleia Geral de Debenturistas, a qual aplicar-se-á ao disposto no artigo 71 da Lei das Sociedades por Ações.

A Assembleia Geral de Debenturistas pode ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem 10% (dez por cento), no mínimo, das Debêntures em Circulação, conforme definido acima, ou pela CVM.

A convocação se dará mediante anúncio publicado, pelo menos 3 (três) vezes, nos órgãos de imprensa nos quais a Emissora deve efetuar suas publicações, respeitadas outras regras relacionadas à publicação de anúncio de convocação de assembleias gerais constantes da Lei das Sociedades por Ações, da regulamentação aplicável e da Escritura.

As Assembleias Gerais de Debenturistas deverão ser realizadas em prazo mínimo de 15 (quinze) dias, contados da data da primeira publicação da convocação. A Assembleia Geral de Debenturista em segunda convocação somente poderá ser realizada em, no mínimo, 8 (oito) dias após a data marcada para a instalação da Assembleia Geral de Debenturistas em primeira convocação.

As deliberações tomadas pelos Debenturistas, no âmbito de sua competência legal, observados os quoruns estabelecidos na Escritura, serão existentes, válidas e eficazes perante a Emissora e obrigarão a todos os titulares das Debêntures em Circulação, conforme definido acima, independentemente de terem comparecido à Assembleia ou do voto proferido na respectiva Assembleia Geral de Debenturistas.

A Assembleia Geral de Debenturistas se instalará, em primeira convocação, com a presença de Debenturistas que representem a metade, no mínimo, das Debêntures em Circulação, conforme definido acima em segunda convocação, com qualquer quorum.

Para efeito da constituição de todos e quaisquer dos quoruns de instalação e/ou deliberação da Assembleia Geral de Debenturistas previstos na Escritura, consideram-se "Debêntures em Circulação" todas as Debêntures subscritas, excluídas aquelas mantidas em tesouraria pela Emissora e as de titularidade de empresas controladas ou coligadas pela Emissora (diretas ou indiretas), controladoras (ou grupo de controle), sociedades sob controle comum ou administradores da Emissora, incluindo, mas não se limitando, pessoas direta ou indiretamente relacionadas a qualquer das pessoas anteriormente mencionadas.

Nas deliberações das assembleias gerais de Debenturistas, a cada Debênture em circulação caberá um voto, admitida a constituição de mandatário, Debenturista ou não. Exceto pelo disposto abaixo, todas as deliberações a serem tomadas em assembleia geral de Debenturistas dependerão de aprovação de Debenturistas representando, no mínimo, 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação.

Não estão incluídos no quorum a que se refere abaixo

- I. os quoruns expressamente previstos em outras Cláusulas da Escritura de Emissão; e
- II. as alterações, que deverão ser aprovadas por Debenturistas representando, no mínimo, 90% (noventa por cento) das Debêntures em circulação (a) da Remuneração, exceto pelo disposto acima; (b) de quaisquer datas de pagamento de quaisquer valores previstos na Escritura de Emissão; e (c) da espécie das Debêntures.

As alterações dos quoruns estabelecidos na Escritura e/ou das disposições estabelecidas acima deverão ser aprovadas, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou

18.10 - Outras informações relevantes

em qualquer outra subsequente, por Debenturistas que representem 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação.

1ª emissão da CPFL Santa Cruz

Possibilidade de resgate: *Sim*

A partir do 36º (trigésimo sexto) mês contado da Data de Emissão, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado total das Debêntures ("Resgate Antecipado"). O Resgate Antecipado será operacionalizado da seguinte forma: (i) por meio de comunicação enviada pela Emissora ao Agente Fiduciário e aos Debenturistas com antecedência de 10 (dez) dias úteis da data prevista para o Resgate Antecipado ("Comunicação de Resgate Antecipado"), a qual deverá descrever os termos e condições do Resgate Antecipado, incluindo: (a) a data para o resgate integral das Debêntures e o efetivo pagamento aos Debenturistas; (b) o Preço de Resgate, conforme abaixo definido; e (c) as demais informações consideradas relevantes pela Emissora para conhecimento dos Debenturistas; (ii) o valor a ser pago aos Debenturistas a título de Resgate Antecipado será equivalente ao Valor Nominal Unitário não amortizado, acrescido da Remuneração devida e ainda não paga até a data de Resgate Antecipado, calculada nos termos da Escritura de Emissão, devendo ainda incidir sobre este valor prêmio nos seguintes percentuais ("Prêmio de Resgate"): vide quadro colado no item 18.10.

Período de resgate antecipado	Percentual do prêmio (sobre o saldo devedor a ser resgatado)
de 09 de junho de 2014, exclusive, até 09 de dezembro de 2014, inclusive	1,33%
de 09 de dezembro de 2014, exclusive, até 09 de dezembro de 2015, inclusive	1,32%
de 09 de dezembro de 2015, exclusive, até 09 de dezembro de 2016, inclusive	1,25%
de 09 de dezembro de 2016, exclusive, até 09 de dezembro de 2017, inclusive	0,95%
de 09 de dezembro de 2017, exclusive, até 09 de junho de 2018, inclusive	0,73%

Condições de vencimento antecipado:

(a) *vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões reais), ressalvada a hipótese da Emissora e da Garantidora ou qualquer de suas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado;* (b) *alteração do atual controle da Emissora ou da Garantidora sem prévia aprovação dos titulares das Debêntures, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora ou Garantidora desde que, após a conclusão da referida operação, ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ, permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Garantidora ou da Emissora;* (c) *liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou Garantidora, exceto se após a conclusão da referida operação ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ mantenha, individualmente, ou em conjunto, nos termos definidos pelo acordo de acionistas da Garantidora em vigor nesta data, a maioria das ações vinculadas ao bloco de controle;* (d) *realização de redução de capital social da Emissora e/ou Garantidora, após a data de assinatura da Escritura de Emissão, sem que haja anuência prévia dos titulares das Debêntures, conforme disposto no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações;* (e) *proposta pela Emissora e/ou Garantidora, ou por qualquer de suas subsidiárias, a qualquer credor ou classe de credores de plano de recuperação judicial ou extrajudicial, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; requerimento pela Emissora e/ou Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da*

18.10 - Outras informações relevantes

recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente ou, ainda, pedido de autofalência pela Emissora ou pela Garantidora; (f) protesto legítimo de títulos contra a Emissora, suas subsidiárias e/ou Garantidora, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora, suas subsidiárias e/ou pela Garantidora que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi cancelado, ou (iii) foram prestadas garantias em juízo; (g) falta de cumprimento pela Emissora e/ou Garantidora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na Escritura de Emissão não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento, pela Emissora e/ou Garantidora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário; (h) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora, suas subsidiárias e/ou da Garantidora e não devidamente elidido pela Emissora, suas subsidiárias e/ou pela Garantidora no prazo de 30 (trinta) dias corridos; (i) não pagamento pela Emissora e/ou pela Garantidora das obrigações pecuniárias devidas aos titulares das Debêntures nas datas previstas na Escritura de Emissão; (j) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora e/ou Garantidora caso a Emissora e/ou Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas na Escritura de Emissão; (k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Emissora e/ou Garantidora em valor agregado igual ou superior a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento; (l) não observância pela Garantidora por 2 (dois) semestres consecutivos dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão calculados e verificados pelo Agente Fiduciário, com base nas informações financeiras consolidadas da Garantidora referentes a um período de 12 (doze) últimos meses, ao final de cada semestre, em até 15 (quinze) dias após a divulgação à CVM das respectivas demonstrações financeiras da Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures ("Índices Financeiros"): (i) relação entre Dívida Líquida Consolidada da Garantidora e EBITDA consolidado da Garantidora menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" o endividamento consolidado oneroso total menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras consolidadas da Garantidora. Está excluída deste cálculo a dívida com a Fundação Cesp ("Funcesp") e considera-se como "EBITDA" (Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization) da Garantidora, (i) o lucro da Garantidora antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em nota explicativa das demonstrações financeiras da Garantidora (mas não nas informações financeiras trimestrais), calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada semestre, e (ii) em caso de aquisição(ões) será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA consolidado da Garantidora, de acordo com a definição do item (i) acima, o(s) EBITDA(s) gerado(s) nos últimos 12 meses pela(s) empresa(s) adquirida(s) ("EBITDA Histórico"); (ii) relação entre EBITDA da Garantidora e Resultado Financeiro da Garantidora maior ou igual a 2,25 vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como "Resultado Financeiro" da Garantidora, a diferença entre receitas financeiras e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada semestre, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo, não será considerado para cálculo. Estão excluídos deste cálculo os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à entidade de previdência privada, bem como variações cambiais e monetárias sobre dívidas e caixa, e por fim as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa da Garantidora, mas apenas registro contábil. (m) transformação da Emissora ou Garantidora em sociedade limitada; (n) perda, não renovação ou cassação, por qualquer motivo, das concessões de uma ou mais subsidiárias da Garantidora, exceto no caso de não renovação da concessão pela (i) Emissora, (ii) CPFL Leste Paulista, (iii) CPFL Sul Paulista; (iv) CPFL Mococa; e (v) CPFL Jaguarí; e (o) descumprimento da obrigação de realizar o Resgate Antecipado Obrigatório. Os valores mencionados nas alíneas (a), (f) e (k) acima serão corrigidos, a partir da Data de Emissão, pela variação acumulada do Índice Geral de Preços ao Mercado – IGP-M, calculado pela Fundação Getúlio Vargas. Os eventos a que se referem os subitens (f), (g), (h), (i) e (k) acima somente

18.10 - Outras informações relevantes

serão considerados eventos de vencimento antecipado para os fins da Escritura de Emissão, ensejando a adoção dos procedimentos descritos nos itens abaixo, após o final do prazo de 30 (trinta) dias ou, especificamente para o item (i), o prazo de 2 (dois) dias, neles referidos. Para os fins da Escritura de Emissão, "Data de Vencimento Antecipado" será qualquer uma das seguintes datas: (i) ocorrendo qualquer dos eventos previstos nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (k), (m) e/ou (o) acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do fato e imediatamente declarar o vencimento antecipado das Debêntures, por meio de notificação enviada à Emissora e à Garantidora, nos termos da Cláusula Nona abaixo; e (ii) ocorrendo os eventos previstos nas alíneas (b), (d), (f), (g), (j), (l) e/ou (n), a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que se realizar a Assembleia Geral de Debenturistas, se tal Assembleia Geral aprovar o vencimento antecipado das Debêntures.. A ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (k), (m) e/ou (o) acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta ao respectivo Debenturista, ficando o vencimento condicionado à entrega de notificação nesse sentido, pelo Agente Fiduciário à Emissora e à Garantidora. Na ocorrência dos demais eventos previstos acima, deverá ser convocada, pelo Agente Fiduciário, em até 05 (cinco) dias úteis contados da data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do evento, Assembleia Geral de Debenturistas, para deliberar sobre o eventual Vencimento Antecipado das Debêntures. A Assembleia Geral de Debenturistas a que se refere este item deverá ser realizada no prazo de 15 (quinze) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à primeira convocação, ou no prazo de 8 (oito) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à segunda convocação, se aplicável, sendo que, que hipótese de segunda convocação o edital deverá ser publicado no primeiro dia útil imediatamente posterior à data indicada para a realização da Assembleia Geral de Debenturistas nos termos da primeira convocação. Na Assembleia Geral de Debenturistas mencionada acima, que será instalada de acordo com os procedimentos e quorum previsto na Cláusula Sétima da Escritura de Emissão, os Debenturistas poderão optar, desde que por deliberação de titulares que representem no mínimo 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação, por não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures. Exclusivamente em relação ao evento de vencimento antecipado indicado na alínea (b) acima, no prazo compreendido entre a Data de Emissão até 24º (vigésimo quarto) mês seguinte a esta data, inclusive, a deliberação pela não declaração do vencimento antecipado das Debêntures deverá ser aprovado por, no mínimo, 81% (oitenta e um por cento) dos titulares das Debêntures em Circulação. Após o 24º (vigésimo quarto) mês contado da Data de Emissão, o quorum de deliberação pela não declaração de vencimento antecipado das Debêntures deverá ser o disposto acima. A não instalação da referida Assembleia Geral de Debenturistas por falta de quorum será interpretada pelo Agente Fiduciário como uma opção dos Debenturistas em não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures. Em caso de declaração do vencimento antecipado das Debêntures, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do Valor Nominal Unitário das Debêntures em Circulação, acrescido da Remuneração calculada pro rata temporis desde a Data de Emissão ou da última Data de Pagamento da Remuneração até a Data de Vencimento Antecipado, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos da Escritura de Emissão, em até 5 (cinco) dias úteis contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário ou pelos Debenturistas à Emissora por meio de carta protocolizada no endereço constante da Cláusula Nona da Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos encargos moratórios. A Emissora, juntamente com o Agente Fiduciário, deverá comunicar a CETIP sobre o pagamento de que trata acima, com, no mínimo, 2 (dois) dias úteis de antecedência.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários: Os titulares de Debêntures poderão, a qualquer tempo, reunir-se em Assembleia Geral, de acordo com o disposto no artigo 71 da Lei das Sociedades por Ações, a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos titulares de Debêntures.

A Assembleia Geral de Debenturistas poderá ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em circulação, ou pela CVM.

Aplicar-se-á à Assembleia Geral de Debenturistas, no que couber, o disposto na Lei das Sociedades por Ações, a respeito das assembleias gerais de acionistas.

18.10 - Outras informações relevantes

A Assembleia Geral de Debenturistas instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de titulares de Debêntures que representem, no mínimo, metade das Debêntures em Circulação e, em segunda convocação, com qualquer número.

Cada Debênture conferirá a seu titular o direito a um voto nas Assembleias Gerais de Debenturistas, sendo admitida à constituição de mandatários, titulares de Debêntures ou não.

Para efeito da constituição do quorum de instalação e/ou deliberação a que se refere acima, serão consideradas "Debêntures em Circulação" todas as Debêntures em circulação no mercado, excluídas as Debêntures que a Emissora possuir em tesouraria, ou que sejam de propriedade de seus controladores ou de qualquer de suas controladas ou coligadas, bem como dos respectivos diretores ou conselheiros e respectivos cônjuge. Para efeitos de quorum de deliberação não serão computados, ainda, os votos em branco.

Será facultada a presença dos representantes legais da Emissora nas Assembleias Gerais de Debenturistas.

O Agente Fiduciário deverá comparecer à Assembleia Geral de Debenturistas e prestar aos titulares de Debêntures as informações que lhe forem solicitadas.

A presidência da Assembleia Geral de Debenturistas caberá ao eleito pelos titulares das Debêntures ou àquele que for designado pela CVM.

As alterações relativas (1) à Remuneração das Debêntures, ou às datas de pagamento da Remuneração, (ii) ao prazo de vencimento das Debêntures e/ou (iii) aos eventos de vencimento antecipado previstos na Escritura de Emissão, deverão ser aprovadas, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente, por Debenturistas que representem 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação.

Toda e qualquer alteração nas cláusulas ou condições previstas na Escritura de Emissão e não expressamente mencionada, inclusive a alterações nos Índices e Limites, dependerá da aprovação de Debenturistas que representem, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures.

2ª emissão da CPFL Brasil

Possibilidade de resgate: *Sim*

A partir do 36º (trigésimo sexto) mês contado da Data de Emissão, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado total das Debêntures ("Resgate Antecipado"). O Resgate Antecipado será operacionalizado da seguinte forma: (i) por meio de comunicação enviada pela Emissora ao Agente Fiduciário e aos Debenturistas com antecedência de 10 (dez) dias úteis da data prevista para o Resgate Antecipado ("Comunicação de Resgate Antecipado"), a qual deverá descrever os termos e condições do Resgate Antecipado, incluindo: (a) a data para o resgate integral das Debêntures e o efetivo pagamento aos Debenturistas; (b) o Preço de Resgate, conforme abaixo definido; e (c) as demais informações consideradas relevantes pela Emissora para conhecimento dos Debenturistas; (ii) o valor a ser pago aos Debenturistas a título de Resgate Antecipado será equivalente ao Valor Nominal Unitário não amortizado, acrescido da Remuneração devida e ainda não paga até a data de Resgate Antecipado, calculada nos termos da Escritura de Emissão, devendo ainda incidir sobre este valor prêmio nos seguintes percentuais ("Prêmio de Resgate"): vide quadro colado no item 18.10.

Período de resgate antecipado	Percentual do prêmio (sobre o saldo devedor a ser resgatado)
de 01 de junho de 2014, exclusive, até 01 de dezembro de 2014, inclusive	1,33%
de 01 de dezembro de 2014, exclusive, até 01 de dezembro de 2015, inclusive	1,32%
de 01 de dezembro de 2015, exclusive, até 01 de dezembro de 2016, inclusive	1,25%
de 01 de dezembro de 2016, exclusive, até 01 de dezembro de 2017, inclusive	0,95%
de 01 de dezembro de 2017, exclusive, até 01 de junho de 2018, inclusive	0,73%

Condições de vencimento antecipado:

18.10 - Outras informações relevantes

(a) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões reais), ressalvada a hipótese da Emissora e da Garantidora ou qualquer de suas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado; (b) alteração do atual controle da Emissora ou da Garantidora sem prévia aprovação dos titulares das Debêntures, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora ou Garantidora desde que, após a conclusão da referida operação, ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ, permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Garantidora ou da Emissora; (c) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou Garantidora, exceto se após a conclusão da referida operação ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Garantidora ou da Emissora;; (d) realização de redução de capital social da Emissora e/ou Garantidora, após a data de assinatura da Escritura de Emissão, sem que haja anuência prévia dos titulares das Debêntures, conforme disposto no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações; (e) proposta pela Emissora e/ou Garantidora, ou por qualquer de suas subsidiárias, a qualquer credor ou classe de credores de plano de recuperação judicial ou extrajudicial, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; requerimento pela Emissora e/ou Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente ou, ainda, pedido de autofalência pela Emissora ou pela Garantidora; (f) protesto legítimo de títulos contra a Emissora, suas subsidiárias e/ou Garantidora, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora, suas subsidiárias e/ou pela Garantidora que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi cancelado, ou (iii) foram prestadas garantias em juízo; (g) falta de cumprimento pela Emissora e/ou Garantidora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na Escritura de Emissão não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento, pela Emissora e/ou Garantidora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário, sendo que o descumprimento da obrigação descrita em alguns itens abaixo não está sujeito ao prazo de cura descrito neste item; (h) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora, suas subsidiárias e/ou da Garantidora e não devidamente elidido pela Emissora, suas subsidiárias e/ou pela Garantidora no prazo de 30 (trinta) dias corridos; (i) não pagamento pela Emissora e/ou pela Garantidora das obrigações pecuniárias devidas aos titulares das Debêntures nas datas previstas na Escritura de Emissão; (j) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora e/ou Garantidora caso a Emissora e/ou Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas na Escritura de Emissão; (k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Emissora e/ou Garantidora em valor agregado igual ou superior a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento; (l) não observância pela Garantidora por 2 (dois) semestres consecutivos dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão calculados e verificados pelo Agente Fiduciário, com base nas informações financeiras consolidadas da Garantidora referentes a um período de 12 (doze) últimos meses, ao final de cada semestre, em até 15 (quinze) dias após a divulgação à CVM das respectivas demonstrações financeiras da Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures ("Índices Financeiros"): (i) relação entre Dívida Líquida Consolidada da Garantidora e EBITDA consolidado da Garantidora menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" o endividamento consolidado oneroso total menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras consolidadas da Garantidora. Está excluída deste cálculo a dívida com a Fundação Cesp ("Funcesp") e considera-se como "EBITDA" (Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization) da Garantidora, (i) o lucro da Garantidora antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os

18.10 - Outras informações relevantes

ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em nota explicativa das demonstrações financeiras da Garantidora (mas não nas informações financeiras trimestrais), calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada semestre, e (ii) em caso de aquisição(ões) será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA consolidado da Garantidora, de acordo com a definição do item (i) acima, o(s) EBITDA(s) gerado(s) nos últimos 12 meses pela(s) empresa(s) adquirida(s) ("EBITDA Histórico"); (ii) relação entre EBITDA da Garantidora e Resultado Financeiro da Garantidora maior ou igual a 2,25 vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como "Resultado Financeiro" da Garantidora, a diferença entre receitas financeiras e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada semestre, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo, não será considerado para cálculo. Estão excluídos deste cálculo os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à entidade de previdência privada, bem como variações cambiais e monetárias sobre dívidas e caixa, e por fim as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa da Garantidora, mas apenas registro contábil. (m) transformação da Emissora ou Garantidora em sociedade limitada; (n) perda, não renovação ou cassação, por qualquer motivo, das concessões de uma ou mais subsidiárias da Garantidora, exceto no caso de não renovação da concessão pela (i) CPFL Santa Cruz, (ii) CPFL Leste Paulista, (iii) CPFL Sul Paulista; (iv) CPFL Mococa; e (v) CPFL Jaguari. Os valores mencionados nas alíneas (a), (f) e (k) acima serão corrigidos, a partir da Data de Emissão, pela variação acumulada do Índice Geral de Preços ao Mercado – IGP-M, calculado pela Fundação Getúlio Vargas. Os eventos a que se referem os subitens (f), (g), (h), (i) e (k) acima somente serão considerados eventos de vencimento antecipado para os fins da Escritura de Emissão, ensejando a adoção dos procedimentos descritos nos itens abaixo, após o final do prazo de 30 (trinta) dias ou, especificamente para o item (i), o prazo de 2 (dois) dias, neles referidos. Para os fins da Escritura de Emissão, "Data de Vencimento Antecipado" será qualquer uma das seguintes datas: (i) ocorrendo qualquer dos eventos previstos nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (k), (m) e/ou (o) acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do fato e imediatamente declarar o vencimento antecipado das Debêntures, por meio de notificação enviada à Emissora e à Garantidora, nos termos da Cláusula Nona abaixo; e (ii) ocorrendo os eventos previstos nas alíneas (b), (d), (f), (g), (j), (l) e/ou (n), a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que se realizar a Assembleia Geral de Debenturistas, se tal Assembleia Geral aprovar o vencimento antecipado das Debêntures. A ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (k), (m) e/ou (o) acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta ao respectivo Debenturista, ficando o vencimento condicionado à entrega de notificação nesse sentido, pelo Agente Fiduciário à Emissora e à Garantidora. Na ocorrência dos demais eventos previstos acima, deverá ser convocada, pelo Agente Fiduciário, em até 05 (cinco) dias úteis contados da data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do evento, Assembleia Geral de Debenturistas, para deliberar sobre o eventual Vencimento Antecipado das Debêntures. A Assembleia Geral de Debenturistas a que se refere este item deverá ser realizada no prazo de 15 (quinze) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à primeira convocação, ou no prazo de 8 (oito) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à segunda convocação, se aplicável, sendo que, que hipótese de segunda convocação o edital deverá ser publicado no primeiro dia útil imediatamente posterior à data indicada para a realização da Assembleia Geral de Debenturistas nos termos da primeira convocação. Na Assembleia Geral de Debenturistas mencionada acima, que será instalada de acordo com os procedimentos e quorum previsto na Cláusula Sétima da Escritura de Emissão, os Debenturistas poderão optar, desde que por deliberação de titulares que representem no mínimo 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação, por não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures. Exclusivamente em relação ao evento de vencimento antecipado indicado na alínea (b) acima, no prazo compreendido entre a Data de Emissão até 24º (vigésimo quarto) mês seguinte a esta data, inclusive, a deliberação pela não declaração do vencimento antecipado das Debêntures deverá ser aprovado por, no mínimo, 81% (oitenta e um por cento) dos titulares das Debêntures em Circulação. Após o 24º (vigésimo quarto) mês

18.10 - Outras informações relevantes

contado da Data de Emissão, o quorum de deliberação pela não declaração de vencimento antecipado das Debêntures deverá ser o disposto acima. A não instalação da referida Assembleia Geral de Debenturistas por falta de quorum será interpretada pelo Agente Fiduciário como uma opção dos Debenturistas em não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures. Em caso de declaração do vencimento antecipado das Debêntures, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do Valor Nominal Unitário das Debêntures em Circulação, acrescido da Remuneração calculada pro rata temporis desde a Data de Emissão ou da última Data de Pagamento da Remuneração até a Data de Vencimento Antecipado, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos da Escritura de Emissão, em até 5 (cinco) dias úteis contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário ou pelos Debenturistas à Emissora por meio de carta protocolizada no endereço constante da Cláusula Nona da Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos encargos moratórios. A Emissora, juntamente com o Agente Fiduciário, deverá comunicar a CETIP sobre o pagamento de que trata acima, com, no mínimo, 2 (dois) dias úteis de antecedência.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários: Os titulares de Debêntures poderão, a qualquer tempo, reunir-se em Assembleia Geral, de acordo com o disposto no artigo 71 da Lei das Sociedades por Ações, a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos titulares de Debêntures.

A Assembleia Geral de Debenturistas poderá ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em circulação, ou pela CVM.

Aplicar-se-á à Assembleia Geral de Debenturistas, no que couber, o disposto na Lei das Sociedades por Ações, a respeito das assembleias gerais de acionistas.

A Assembleia Geral de Debenturistas instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de titulares de Debêntures que representem, no mínimo, metade das Debêntures em Circulação e, em segunda convocação, com qualquer número.

Cada Debênture conferirá a seu titular o direito a um voto nas Assembleias Gerais de Debenturistas, sendo admitida à constituição de mandatários, titulares de Debêntures ou não.

Para efeito da constituição do quorum de instalação e/ou deliberação a que se refere acima, serão consideradas "Debêntures em Circulação" todas as Debêntures em circulação no mercado, excluídas as Debêntures que a Emissora possuir em tesouraria, ou que sejam de propriedade de seus controladores ou de qualquer de suas controladas ou coligadas, bem como dos respectivos diretores ou conselheiros e respectivos cônjuge. Para efeitos de quorum de deliberação não serão computados, ainda, os votos em branco.

Será facultada a presença dos representantes legais da Emissora nas Assembleias Gerais de Debenturistas.

O Agente Fiduciário deverá comparecer à Assembleia Geral de Debenturistas e prestar aos titulares de Debêntures as informações que lhe forem solicitadas.

A presidência da Assembleia Geral de Debenturistas caberá ao eleito pelos titulares das Debêntures ou àquele que for designado pela CVM.

As alterações relativas (1) à Remuneração das Debêntures, ou às datas de pagamento da Remuneração, (ii) ao prazo de vencimento das Debêntures e/ou (iii) aos eventos de vencimento antecipado previstos na Escritura de Emissão, deverão ser aprovadas, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente, por Debenturistas que representem 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação.

Toda e qualquer alteração nas cláusulas ou condições previstas na Escritura de Emissão e não expressamente mencionada, inclusive a alterações nos Índices e Limites, dependerá da aprovação de Debenturistas que representem, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento das Debêntures).

As informações a respeito dos valores mobiliários das controladas diretas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Geração, RGE e CPFL Renováveis e da controlada em conjunto BAESA estão divulgadas no Formulário de Referência apresentado por estas empresas. Informações dos valores mobiliários das controladas indiretas EPASA e BAESA estão apresentadas no Formulário de Referência da CPFL Geração.

18.10 - Outras informações relevantes

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A CPFL Energia não possui planos de recompra de ações.

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A CPFL Energia não possui valores mobiliários em tesouraria.

19.3 - Informações sobre valores mobiliários mantidos em tesouraria na data de encerramento do último exercício social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A CPFL Energia não possui valores mobiliários em tesouraria.

19.4 - Outras informações relevantes

19.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

A CPFL Energia não possui valores mobiliários em tesouraria nem planos de recompra

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários

Data aprovação 29/08/2007

Cargo e/ou função Para maiores detalhes sobre Pessoas Vinculadas, vide texto anexo no item 20.2.

Principais características

A CPFL Energia possui uma política interna de negociação de valores mobiliários, em conformidade com a Instrução CVM n.º 358/2002. A referida política tem por objetivo propiciar uma negociação ordenada de Valores Mobiliários pelas pessoas vinculadas à Companhia, visando proporcionar transparência nas negociações desta natureza a todos os agentes de mercado com os quais a Companhia se relaciona.

Abrangência: aplica-se às Pessoas Vinculadas, a partir da data da publicação da ata de reunião do Conselho de Administração que delibera pela sua aprovação.

Períodos de vedação e descrição dos procedimentos de fiscalização As Pessoas Vinculadas não poderão negociar Valores Mobiliários: (a) antes de decorridos 180 (cento e oitenta) dias contados a partir da data de sua respectiva aquisição em Bolsa de Valores; (b) desde a data da ciência até a data da Comunicação de Ato ou Fato Relevante ao mercado; (c) no período compreendido entre os 15 (quinze) dias anteriores e os 5 (cinco) dias posteriores à divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (DFP) da Companhia; (d) sempre que estiver em curso a aquisição ou a alienação de Ações pela própria Companhia; (e) nos períodos determinados pela regulamentação emitida pela Comissão de Valores Mobiliários; (f) quando o Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores, independentemente de justificação ou da existência de Ato ou Fato Relevante, estipular períodos em que as Pessoas Vinculadas não possam negociar com Valores Mobiliários, podendo ser considerados eventos, entre outros, que justificam a estipulação destes períodos, (i) operações de fusão ou aquisição envolvendo empresas do Grupo CPFL e (ii) operações de aumento do capital social da Companhia, de distribuição de dividendos, de pagamento de juros sobre capital próprio, de bonificação em Ações ou seus derivativos, de grupamento e/ou desdobramento de Ações. No caso de a Pessoa Vinculada se afastar da Companhia e/ou de algum dos órgãos deliberativos e/ou de comitês relacionados, esta Pessoa Vinculada continuará obrigada a observar os termos e condições da presente Política de Negociação pelo prazo de 180 (cento e oitenta) dias após o seu afastamento. Os termos e condições da presente Política de Negociação aplicam-se a negociações indiretas com Valores Mobiliários realizadas por Pessoas Vinculadas, seja por intermédio de sociedade controlada por uma ou mais Pessoas Vinculadas ou na qual tais pessoas detenham participação, seja por interposta pessoa com a qual tenha sido firmado ou estipulado contrato de fidúcia ou administração de carteira de valores mobiliários ou qualquer outra avença contratual, verbal ou escrita.

20.2 - Outras informações relevantes

20.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

AUTORIZAÇÃO PARA NEGOCIAÇÃO

As Pessoas Vinculadas poderão negociar Valores Mobiliários:

- (a) em todos os períodos nos quais não se apliquem as vedações contidas na Política, nos regimentos internos dos órgãos societários de que fizerem parte, ou na regulamentação aplicável;
- (b) no caso de negociações com Ações que estejam em tesouraria, vinculadas ao exercício de opção de compra, de acordo com plano de outorga de opção de compra de Ações que porventura venha a ser aprovado pela assembléia geral da Companhia, e no caso de eventuais recompras pela Sociedade de Ações ou de opções de compra de Ações vinculadas ao mesmo programa.

RESPONSABILIDADES

O Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores é o responsável pelo acompanhamento e execução da Política de Negociação, competindo-lhe o dever de informar às Pessoas Vinculadas e aos órgãos públicos competentes sobre os períodos de vedação a negociação de Valores Mobiliários.

O Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores deverá fazer com que as Pessoas Vinculadas que sejam colaboradores da Companhia e de suas sociedades controladas firmem o Termo de Adesão a esta Política de Negociação, conforme modelo constante do Anexo I da Política de Negociação da Companhia, de forma a documentar a adesão aos seus termos.

As Pessoas Vinculadas que tenham acesso a informações privilegiadas têm o dever de guardar sigilo até a divulgação de tais informações por meio de Comunicação de Ato ou Fato Relevante feita pela Companhia nos termos da regulamentação aplicável, e de zelar para que seus subordinados hierárquicos e terceiros com quem mantenham contato que tenham tido acesso a informações privilegiadas também o façam.

As Pessoas Vinculadas deverão informar a espécie, a classe e a quantidade de Valores Mobiliários de que são titulares, bem como quaisquer alterações nessas posições. A comunicação deverá ser encaminhada ao Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia e, por este, à Comissão de Valores Mobiliários e às Bolsas de Valores, conforme modelo de formulário que constitui o Anexo II desta Política de Negociação, (i) imediatamente após a investidura no cargo e (ii) no prazo máximo de 10 (dez) dias após o último dia do mês em que se verificar alteração das posições detidas, indicando o saldo da posição no período.

Os Acionistas Controladores e os demais acionistas que elegerem membros do Conselho de Administração da Companhia deverão comunicar à Comissão de Valores Mobiliários e divulgar ao mercado quaisquer aquisições ou alienações de Participação Acionária Relevante, conforme modelo de formulário que constitui o Anexo III desta Política de Negociação.

DISPOSIÇÕES GERAIS

As vedações desta Política de Negociação não se aplicam a negociações realizadas por fundos de investimento de que sejam cotistas as Pessoas Vinculadas, desde que (i) tais fundos não sejam exclusivos e (ii) as Pessoas Vinculadas não possam efetivamente influenciar a decisão de investimento do administrador ou gestor do fundo.

Quaisquer alterações, aditamentos ou modificações dos termos desta Política de Negociação devem ser aprovadas pelo Conselho de Administração, reunido para deliberar sobre este fim.

Quaisquer casos omissos nesta Política de Negociação devem ser apreciados pelo Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores e, quando for o caso, encaminhados para o Conselho de Administração para serem aprovados.

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações

21. Política de divulgação de informações

21.1 Descrever normas, regimentos ou procedimentos internos adotados pelo emissor para assegurar que as informações a serem divulgadas publicamente sejam recolhidas, processadas e relatadas de maneira precisa e tempestiva.

A CPFL Energia possui uma política de divulgação de ato ou fato relevante ou sobre os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de ato ou fato relevante ainda não divulgado ao mercado, em conformidade com a Instrução CVM n.º 358, que foi aprovada por seu Conselho de Administração, cujos acompanhamento e cumprimento são de responsabilidade do Comitê de Divulgação, órgão consultivo interno, de caráter não permanente. O objetivo do Comitê é garantir o cumprimento dos procedimentos para a divulgação de informações públicas e os controles internos dos processos de divulgação e de elaboração das informações a serem disponibilizadas pela CPFL Energia às Bolsas de Valores nas quais as ações da Companhia estejam listadas.

21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas

21.2 Descrever a política de divulgação de ato ou fato relevante adotada pelo emissor, indicando os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas.

A política interna da Companhia para divulgação de ato ou fato relevante, além de estar em conformidade com a Instrução CVM n.º 358/2002, está alinhada com as melhores práticas e com os princípios de governança corporativa, dos quais se destacam transparência (*disclosure*), equidade, prestação de contas (*accountability*), e responsabilidade Corporativa.

De acordo com esta política interna para divulgação de ato ou fato relevante, considera-se relevante qualquer decisão de acionista controlador, deliberação da assembleia geral ou dos órgãos de administração da Companhia, ou qualquer outro ato ou fato de caráter político-administrativo, técnico, negocial ou econômico-financeiro ocorrido ou relacionado aos seus negócios que possa influir de modo ponderável:

- (i) na cotação dos valores mobiliários emitidos pela Companhia ou a eles referenciados;
- (ii) na decisão dos investidores de comprar, vender ou manter aqueles valores mobiliários; ou
- (iii) na decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos envirenses à condição de titular de valores mobiliários emitidos pela Companhia ou a eles referenciados.

Cumprido ao Diretor de Relações com Investidores o dever de divulgar e comunicar à CVM e a BM&FBOVESPA, qualquer ato ou fato relevante ocorrido ou relacionado aos negócios da Companhia, bem como zelar por sua ampla e imediata disseminação, simultaneamente em todos os mercados em que tais valores mobiliários sejam admitidos à negociação.

De acordo com a política interna da Companhia, a divulgação de qualquer ato ou fato relevante, deverá ser feita através de publicação nos jornais de grande circulação utilizados habitualmente pela Companhia, podendo ser feita de forma resumida com indicação dos endereços na rede mundial de computadores, onde a informação completa deverá estar disponível a todos os investidores, em teor no mínimo idêntico àquele remetido à CVM e à BM&FBOVESPA.

Os acionistas controladores, diretores, membros do conselho de administração, do conselho fiscal e quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, têm o dever, conforme a política interna da Companhia, de comunicar expressamente, por escrito, qualquer ato ou fato relevante de que tenham conhecimento, ao Diretor de Relações com Investidores, que, em sendo o caso, promoverá sua divulgação.

As divulgações a serem feitas pelo Diretor de Relações com Investidores ocorrerão, sempre que possível, antes do início ou após o encerramento dos negócios nas bolsas de valores e entidades do mercado de balcão organizado em que os valores mobiliários de emissão da Companhia sejam admitidos à negociação.

A política interna da Companhia prevê a hipótese de que atos ou fatos relevantes podem, excepcionalmente, deixar de ser divulgados se os acionistas controladores ou os administradores entenderem que sua revelação porá em risco interesse legítimo da Companhia. Neste sentido, os acionistas controladores, diretores, membros do conselho de administração, do conselho fiscal e quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, e os empregados da Companhia devem guardar sigilo das informações relativas ato ou fato relevante às quais tenham acesso privilegiado em razão do cargo ou posição que ocupam, até sua divulgação ao mercado, bem como zelar para que subordinados e terceiros de sua confiança também o façam, respondendo solidariamente com estes na hipótese de descumprimento.

Na hipótese da informação mantida sob sigilo escapar ao controle ou se ocorrer oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos valores mobiliários da Companhia ou a eles referenciados, os acionistas controladores e ou administradores deverão, diretamente ou através do Diretor de RI, divulgar imediatamente ao mercado tal ato ou fato relevante.

A não observância da política interna de divulgação poderá configurar transgressão às disposições previstas na Instrução CVM n.º 358/2002, podendo sujeitar o infrator às penas de: (i) advertência; (ii) suspensão do exercício do cargo; e (iii) inabilitação temporária até o máximo de 20 anos, para o exercício do cargo.

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

21.3 Informar os administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações.

A responsabilidade pela divulgação de atos ou fatos relevantes é do Diretor de Relações com Investidores, função esta que, nos termos do Art. 18 do Estatuto Social da Companhia, é exercida pelo Diretor Vice-Presidente Financeiro.

O Comitê é composto pelo Diretor Presidente, pelos Diretores Vice-Presidentes, pelos Diretores não estatutários, pelos Assessores da Diretoria Executiva e Gerentes de Departamento indicados pelo Presidente do Comitê, que exercem seus cargos por prazo indeterminado.

O Comitê tem um Presidente, um Vice-Presidente e um Secretário-Geral eleitos pelo voto da maioria de seus integrantes na primeira reunião que ocorrer após a sua constituição.

O Presidente do Comitê será substituído, nos seus impedimentos temporários, pelo Vice-Presidente ou, na falta deste, por outro Membro do Comitê por ele indicado e, não havendo indicação, por escolha dos demais Membros do Comitê.

No caso de vaga do cargo de Presidente, assumirá o Vice-Presidente, que permanecerá no cargo até que o Comitê eleja seu substituto.

No caso de vaga de qualquer um dos membros titulares ou suplentes do Comitê, seu substituto será indicado pelo Diretor Estatutário titular da área à qual esteja vinculado.

21.4 - Outras informações relevantes

21.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações sobre políticas de divulgação que não tenham sido abrangidas anteriormente.

22.1 - Aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor

22. Negócios extraordinários

22.1 Indicar a aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor.

Não houve nenhuma aquisição não enquadrada na operação normal nos negócios da Companhia.

22.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

22.2 Indicar alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor.

Não houve alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia.

22.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais

22.3 Identificar os contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais.

Não há contratos relevantes que não estejam diretamente relacionados com suas atividades operacionais.

22.4 - Outras informações relevantes

22.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não houve negócios extraordinários nos últimos três exercícios sociais.