

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	4

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações Financeiras	5
3.2 - Medições não contábeis	6
3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras	7
3.4 - Política de destinação dos resultados	11
3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido	16
3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas	17
3.7 - Nível de endividamento	18
3.8 - Obrigações de acordo com a natureza e prazo de vencimento	19
3.9 - Outras informações relevantes	20

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco	21
4.2 - Comentários sobre expectativas de alterações na exposição aos fatores de risco	32
4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes	33
4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores	44
4.5 - Processos sigilosos relevantes	45
4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto	46
4.7 - Outras contingências relevantes	49
4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados	50

5. Risco de mercado

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado	51
--------------------------------------------------	----

Índice

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado	54
5.3 - Alterações significativas nos principais riscos de mercado	56
5.4 - Outras informações relevantes	57
6. Histórico do emissor	
6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM	58
6.3 - Breve histórico	59
6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas	65
6.6 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial	73
6.7 - Outras informações relevantes	74
7. Atividades do emissor	
7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas	75
7.2 - Informações sobre segmentos operacionais	79
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais	82
7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total	105
7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades	106
7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior	110
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades	111
7.8 - Relações de longo prazo relevantes	112
7.9 - Outras informações relevantes	113
8. Grupo econômico	
8.1 - Descrição do Grupo Econômico	126
8.2 - Organograma do Grupo Econômico	130
8.3 - Operações de reestruturação	131
8.4 - Outras informações relevantes	132
9. Ativos relevantes	
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros	134
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados	135

Índice

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia	137
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades	171
9.2 - Outras informações relevantes	177
10. Comentários dos diretores	
10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais	178
10.2 - Resultado operacional e financeiro	201
10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras	218
10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor	221
10.5 - Políticas contábeis críticas	225
10.6 - Controles internos relativos à elaboração das demonstrações financeiras - Grau de eficiência e deficiência e recomendações presentes no relatório do auditor	228
10.7 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios	230
10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras	231
10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras	232
10.10 - Plano de negócios	233
10.11 - Outros fatores com influência relevante	236
11. Projeções	
11.1 - Projeções divulgadas e premissas	237
11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas	238
12. Assembleia e administração	
12.1 - Descrição da estrutura administrativa	240
12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais	244
12.3 - Datas e jornais de publicação das informações exigidas pela Lei nº6.404/76	247
12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração	248
12.5 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem	250
12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal	251
12.7 - Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração	261
12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores	263

Índice

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros	265
12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores	269
12.12 - Outras informações relevantes	270

13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária	272
13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	275
13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	278
13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária	280
13.5 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão	283
13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	284
13.7 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária	286
13.8 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	287
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	288
13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários	289
13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal	290
13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria	291
13.13 - Percentual na remuneração total devido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores	293
13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam	294
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	295
13.16 - Outras informações relevantes	297

14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos	299
14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos	301
14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados	302

Índice

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos	304
15. Controle	
15.1 / 15.2 - Posição acionária	305
15.3 - Distribuição de capital	331
15.4 - Organograma dos acionistas	332
15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte	333
15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor	336
15.7 - Outras informações relevantes	337
16. Transações partes relacionadas	
16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas	338
16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas	339
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	471
17. Capital social	
17.1 - Informações sobre o capital social	473
17.2 - Aumentos do capital social	474
17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações	475
17.4 - Informações sobre reduções do capital social	476
17.5 - Outras informações relevantes	477
18. Valores mobiliários	
18.1 - Direitos das ações	478
18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública	479
18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto	480
18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados	481
18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos	482
18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação	485

Índice

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros	486
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	487
18.9 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros	488
18.10 - Outras informações relevantes	489
19. Planos de recompra/tesouraria	
19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor	500
19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria	501
19.3 - Informações sobre valores mobiliários mantidos em tesouraria na data de encerramento do último exercício social	502
19.4 - Outras informações relevantes	503
20. Política de negociação	
20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários	504
20.2 - Outras informações relevantes	505
21. Política de divulgação	
21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações	507
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	508
21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações	510
21.4 - Outras informações relevantes	511
22. Negócios extraordinários	
22.1 - Aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor	512
22.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor	513
22.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais	514
22.4 - Outras informações relevantes	515

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 a 11/03/2012
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	Conforme divulgado em Comunicado ao Mercado 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.
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 a 11/03/2012	012.163.378-02	Avenida Barão de Itapura,950, SL 54 6º andar, Botafogo, Campinas, SP, Brasil, CEP 13020-431, Telefone (19) 21298700, Fax (19) 21298728, e-mail: jfogaça@kpmg.com.br

Possui auditor?	SIM		
Código CVM	385-9		
Tipo auditor	Nacional		
Nome/Razão social	Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes		
CPF/CNPJ	49.928.567/0001-11		
Período de prestação de serviço	12/03/2012		
Descrição do serviço contratado	Auditoria das Demonstrações Financeiras para o exercício social findo em 31/12/2012 e revisão especial das informações trimestrais deste exercício, incluindo serviços de revisão da Declaração de Imposto de Renda. Além disso, foram prestados serviços referentes a (i) asseguarção sobre cumprimento de covenants financeiros; (ii) procedimentos previamente acordados – Due Diligence; (iii) a trabalhos requeridos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (P&D); (iv) emissão de laudos contábeis; (v) prestação de serviços em conexão com a oferta pública de distribuição primária e secundária de ações da CPFL Renováveis; e (vi) auditoria de obras – CPFL Renováveis.		
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	A remuneração total paga à Deloitte no exercício de 2012 foi de R\$ 6.285 mil, dos quais os valores de (i) R\$3.802 mil referem-se ao serviço de auditoria das demonstrações contábeis e revisão das informações intermediárias; (ii) R\$112 mil referem-se a revisão de Declaração de Imposto de Renda; (iii) R\$ 114 mil referem-se a asseguarção sobre cumprimento de covenants financeiros; (iv) R\$716 mil referem-se a procedimentos previamente acordados – Due Diligence; (v) R\$7 mil referem-se a trabalhos requeridos pela ANEEL (P&D); (vi) R\$125 mil referem-se a laudo contábil a valor de livros de controladas; (vii) R\$1.188 mil referem-se à prestação de serviços em conexão com a oferta pública de distribuição primária e secundária de ações da CPFL Renováveis; e (viii) R\$221 mil referem-se auditoria técnica de obras na CPFL Renováveis. A Companhia não contratou a Deloitte para a prestação de serviços que não sejam relacionados à auditoria durante o exercício de 2012.		
Justificativa da substituição	Conforme divulgado em Comunicado ao Mercado 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 iniciou suas atividades a partir da revisão das informações trimestrais (ITRs) do primeiro trimestre de 2012 e encerrará com as demonstrações financeiras anuais de 2014.		
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não aplicável, tendo em vista que a KPMG Auditores Independentes concordou com a substituição.		
Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Marcelo Magalhães Fernandes	12/03/2012	110.931.498-17	Av. Dr. José Bonifácio Coutinho Nogueira, 150, 5º andar, Jardim Madalena, Campinas, SP, Brasil, CEP 13091-611, Telefone (019) 37073000

2.3 - Outras informações relevantes

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

2.3 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Conforme previsto no estatuto social da Companhia, compete ao Conselho Fiscal recomendar a contratação dos auditores independentes, e a deliberação sobre a seleção ou destituição dos auditores externos da Companhia é de competência do Conselho de Administração. A Companhia adota a prática de não contratação dos auditores independentes para a prestação de serviços que não sejam relacionados à auditoria.

Conforme divulgado em Comunicado ao Mercado 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 Companhia contratou a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes (Deloitte) para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras. Em atendimento à Instrução CVM nº 381/03, informamos que essa empresa de auditoria não prestou, em 2012, serviços não-relacionados à auditoria externa cujos honorários fossem superiores a 5% do total de honorários recebidos por esse serviço.

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

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

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

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

3.1 - Informações Financeiras - Consolidado

(Reais)	Exercício social (31/12/2012)	Exercício social (31/12/2011)	Exercício social (31/12/2010)
Patrimônio Líquido	8.407.061.000,00	8.552.511.000,00	6.749.656.000,00
Ativo Total	31.075.687.000,00	27.413.057.000,00	20.056.797.000,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	15.055.147.000,00	12.764.028.000,00	12.023.729.000,00
Resultado Bruto	2.771.113.000,00	3.050.547.000,00	2.739.315.000,00
Resultado Líquido	1.256.734.000,00	1.624.273.000,00	1.614.577.000,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	962.274.260	962.274.260	481.137.130
Valor Patrimonial de Ação (Reais Unidade)	8,736658	8,887808	14,028549
Resultado Líquido por Ação	1,306004	1,687952	3,355752

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, observando os preceitos da Instrução CVM nº 527, de 4 de outubro de 2012 e da reclassificação informada na nota explicativa 2.9 das Demonstrações Financeiras da CPFL Energia, de 2012, foram R\$ 3.898.215, R\$ 3.851.750 e R\$ 3.431.108 em 2012, 2011 e 2010, respectivamente.

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

CONSOLIDADO (R\$ mil)	2012	2011	2010
Lucro líquido contábil	1.256.734	1.624.273	1.614.577
Impostos sobre o lucro	746.747	800.896	853.431
Resultado financeiro	767.632	625.378	271.307
Depreciação e amortização	1.127.103	801.203	691.793
EBITDA	3.898.215	3.851.750	3.431.108

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 de juros (resultado financeiro), do imposto de renda e contribuição social, e da depreciação e amortização. 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.

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

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

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 consolidadas do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012, sendo 4 de março de 2013 a data de autorização de emissão destas demonstrações.

- **Opção de Compra de Ações – acionistas controladores:**

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

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

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

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

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

- **Emissão de debêntures:**

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

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

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

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

- **Medida Provisória ("MP") nº 579/2012, (convertida na Lei 12.783 em janeiro de 2013) – Prorrogação das concessões e outros assuntos de interesse:**

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

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

Para a geração, a prorrogação dependeu da aceitação expressa das seguintes principais condições: (i) remuneração por tarifa calculada pela ANEEL para cada usina hidrelétrica, (ii) alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina hidrelétrica às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, a ser definida pela ANEEL, conforme regulamento do poder concedente; e (iii) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL. Para o cálculo do valor da sua indenização, que corresponde às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, foi utilizada a metodologia de valor novo de reposição ("VNR"), conforme cálculos efetuados pela Empresa de Planejamento Energético ("EPE").

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

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

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

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

As demais distribuidoras controladas pela CPFL Energia, por possuírem prazo de concessão vincendo em 2027 e 2028, não foram afetadas diretamente por esta MP. De forma a incorporar os efeitos da MP, a ANEEL homologou o resultado das revisões extraordinárias ("RTE") de 2013 para todas as distribuidoras de energia elétrica, aplicadas aos consumos a partir do dia 24 de janeiro de 2013. Nesta revisão extraordinária foram incorporadas as cotas de energia elétrica das usinas geradoras que renovaram os seus contratos de concessão,. O total de energia oriundo destas usinas foi dividido em cotas para as distribuidoras. Também estão computados os efeitos das extinções da RGR e CCC, a redução da CDE e a redução dos custos de transmissão. Cabe citar que essa RTE não traz impacto no resultado. Os efeitos médios para os consumidores das distribuidoras foram:

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

(*) informação não examinada pelos auditores independentes.

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

• Memorando de Entendimentos - Grupo Rede:

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

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

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

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

- **Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”)**

Em 21 de março de 2013, foi publicado o Decreto 7.945 sobre repasse de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético, CDE. Neste documento, a CDE passa a ser responsável por repassar às distribuidoras de energia elétrica os custos relacionados a: (i) risco hidrológico; (ii) exposição involuntária no mercado de curto prazo; (iii) segurança energética em função de despacho de usinas termelétricas; e (iv) CVA de Encargo do Serviço do Sistema e CVA de energia comprada, esta última definida no processo tarifário ordinário. A Administração da Companhia está analisando os impactos desta regulamentação nas distribuidoras do grupo.

3.4 - Política de destinação dos resultados**(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)****3.4 Descrever a política de destinação dos resultados dos 3 últimos exercícios sociais, indicando:**

	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2010
a) Regras sobre retenção de lucros	<p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das Sociedades por Ações") e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>b) pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>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.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia 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.</p>	<p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das Sociedades por Ações") e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>b) pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>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.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia 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.</p>	<p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das Sociedades por Ações") e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>b) pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>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.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia 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.</p>

3.4 - Política de destinação dos resultados

	<p>Em 2012, nos termos do artigo 196 da Lei 6.404/76, a Companhia constitui Reserva de Retenção de Lucros para Investimento, de forma a assegurar o programa de investimento das subsidiárias de distribuição. Tal reserva será realizada mediante a alienação desses ativos ou através da indenização que será recebida pelas distribuidoras no final do prazo de suas respectivas concessões.</p>		
Valores das Retenções de Lucros	R\$ 326.900 mil	N/A	N/A
b) Regras sobre distribuição de dividendos	<p>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.</p> <p>A Política de Dividendos estabelece que devem distribuir ao menos 50% do lucro líquido ajustado, embora tenha na prática, distribuído 100% dos lucros após as devidas retenções legais, conforme tem sido deliberado pelo Assembléia Geral (item a – b).</p> <p>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</p>	<p>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.</p> <p>A Política de Dividendos estabelece que devem distribuir ao menos 50% do lucro líquido ajustado, embora tenha na prática, distribuído 100% dos lucros após as devidas retenções legais, conforme tem sido deliberado pelo Assembléia Geral (item a – b).</p> <p>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</p>	<p>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.</p> <p>A Política de Dividendos estabelece que devem distribuir ao menos 50% do lucro líquido ajustado, embora tenha na prática, distribuído 100% dos lucros após as devidas retenções legais, conforme tem sido deliberado pelo Assembléia Geral (item a – b).</p> <p>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</p>

3.4 - Política de destinação dos resultados

	<p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>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.</p>
<p>c) Periodicidade das distribuições de dividendos</p>	<p>O Estatuto Social da Companhia estabelece que o dividendo poderá ser pago antecipadamente a título de "dividendos intermediários", podendo ser declarado por períodos menores, inclusive semestralmente, se determinados pelo Conselho de Administração.</p> <p>Historicamente, a Companhia vem distribuindo dividendos semestralmente.</p>	<p>O Estatuto Social da Companhia estabelece que o dividendo poderá ser pago antecipadamente a título de "dividendos intermediários", podendo ser declarado por períodos menores, inclusive semestralmente, se determinados pelo Conselho de Administração.</p> <p>Historicamente, a Companhia vem distribuindo dividendos semestralmente.</p>	<p>O Estatuto Social da Companhia estabelece que o dividendo poderá ser pago antecipadamente a título de "dividendos intermediários", podendo ser declarado por períodos menores, inclusive semestralmente, se determinados pelo Conselho de Administração.</p> <p>Historicamente, a Companhia vem distribuindo dividendos semestralmente.</p>
<p>d) Restrições à distribuição de dividendos</p>	<p>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</p>	<p>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</p>	<p>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</p>

3.4 - Política de destinação dos resultados

	<p>pela CPFL Geração e (iii) EPASA.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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</p>	<p>pela CPFL Geração e (iii) EPASA.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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</p>	<p>pela CPFL Geração e (iii) EPASA.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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</p>
--	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

3.4 - Política de destinação dos resultados

	dividendos acima do mínimo obrigatório até que o índice seja restabelecido.	dividendos acima do mínimo obrigatório até que o índice seja restabelecido.	dividendos acima do mínimo obrigatório até que o índice seja restabelecido.
--	-----------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido

(Reais)	Exercício social 31/12/2012	Exercício social 31/12/2011	Exercício social 31/12/2010
Lucro líquido ajustado	1.157.440.000,00	1.510.831.000,00	1.489.529.000,00
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado	89,000000	98,000000	82,000000
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor	15,000000	18,500000	23,100000
Dividendo distribuído total	1.096.145.000,00	1.506.179.000,00	1.260.469.000,00
Lucro líquido retido	388.195.000,00	76.520.000,00	76.914.000,00
Data da aprovação da retenção	19/04/2013	12/04/2012	28/04/2011

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Dividendo Obrigatório						
Ordinária	289.360.000,00	28/09/2012	377.708.000,00	30/09/2011	372.382.000,00	30/09/2010
Outros						
Ordinária	806.785.000,00	30/04/2013	1.128.471.000,00	27/04/2012	888.087.000,00	29/04/2011

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

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

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
31/12/2012	22.668.625.000,00	Índice de Endividamento	2,70000000	

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

Exercício social (31/12/2012)					
Tipo de dívida	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total
Garantia Real	1.198.080.000,00	1.283.028.000,00	1.228.136.000,00	3.499.691.000,00	7.208.935.000,00
Quirografárias	3.995.270.000,00	3.676.679.000,00	3.797.407.000,00	3.990.334.000,00	15.459.690.000,00
Total	5.193.350.000,00	4.959.707.000,00	5.025.543.000,00	7.490.025.000,00	22.668.625.000,00

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

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

3.9. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Em complemento as informações prestadas nos itens dessa Seção 3, a Companhia entende que é relevante informar que as informações financeiras selecionadas, apresentadas no item 3.1, referentes aos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2011 e de 2010, respectivamente, contemplam os efeitos descritos na nota explicativa 2.9, das Demonstrações Financeiras da CFPL Energia, ano base 2012.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

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

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, sendo que o insucesso destas medidas pode afetar de maneira adversa nossa situação financeira e o resultado de nossas operações.

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 2012, tínhamos um endividamento de R\$17.126 milhões. O nosso endividamento 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 endividamentos adicionais, periodicamente, para financiar aquisições estratégicas, investimentos, *joint-ventures* ou para outros propósitos, sujeitos às restrições aplicáveis aos nossos financiamentos atuais. Caso incorramos em endividamentos adicionais, os riscos relacionados ao nosso endividamento poderiam aumentar.

Mais informações sobre nosso endividamento, consulte o item 10.1.f deste Formulário de Referência.

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 dos demais acionistas.

Em 31 de dezembro de 2012, a VBC Energia S.A./ESC Energia S.A./Camargo Corrêa S.A., PREVI/BB Carteira Livre I FIA e Energia São Paulo FIA/Bonaire Participações S.A. detinham 25,64%, 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 da Companhia, podendo impedir outros acionistas 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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

estes assuntos podem divergir das expectativas ou preferências de nossos acionistas não controladores.

c. a seus acionistas;

Não aplicável.

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 afetar adversamente a nossa receita operacional caso a ANEEL estabeleça 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 tarifário anual; (ii) a revisão tarifária periódica e (iii) a revisão tarifária 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 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 22 de novembro de 2011, a ANEEL definiu a metodologia aplicável ao terceiro ciclo de revisão (2011 a 2014) através da Resolução n. 457/2011. Para o terceiro ciclo, a ANEEL designou um novo método de reconhecimento de quais custos nós podemos repassar aos nossos clientes. Além disso, a ANEEL aprovou a nova metodologia para calcular a TUSD e outras tarifas de energia elétrica, na qual os distribuidores assumem todos os riscos de mercado resultantes de indicadores de tarifa. Comparado ao ciclo de revisão de tarifa anterior, esta nova metodologia causa um impacto negativo na nossa condição financeira e nos resultados 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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 rescisão ou revogação antecipada de nossas concessões pode não ser suficiente para recuperarmos o valor integral de certos ativos. Além disso, 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. As previsões acima ou abaixo da demanda podem gerar impactos adversos. Caso nossa previsão de demanda se mostre incorreta e compremos 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 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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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 não previstos;
- aumento nas perdas de energia elétrica, incluindo perdas técnicas e comerciais;
- atrasos operacionais e de construção ou custos superiores ao previsto;
- a incapacidade de vencer os leilões do setor de energia elétrica 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 o desenvolvimento de nossos negócios poderão ser afetados de forma adversa.

Planejamos investir aproximadamente R\$2.062 milhões em nossas atividades de geração por fontes convencionais e renováveis, e R\$5.981 milhões em nossas atividades de distribuição durante o período de 2013 a 2017. 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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.

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.

Nossas controladas celebram diversos negócios de geração de energia (eólica, termoelétrica e de biomassa) com investimentos consideráveis de capital. Nossas controladas possuem um breve histórico operacional nestes setores e podem não ser capazes de fomentar a sinergia com nossos negócios tradicionais. Ademais:

- No negócio de biomassa, nossas controladas podem sofrer com a falta de cana de açúcar (matéria-prima necessária para a geração deste tipo de energia) no mercado. Além disso, dependem, até certo grau, do desempenho de parceiros nestes projetos e na construção e operação das usinas; e
- 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 dos parques eólicos em construção; e (c) indisponibilidade 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; (ii) não sejamos capazes de gerar a energia necessária para fornecer a qualquer cliente no ambiente de contratação livre; ou (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 enfrentar outros tipos de competição que podem afetar negativamente nossa participação no mercado e as nossas receitas.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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 os 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 2012, fornecemos energia a 47 Consumidores qualificados como Livres, que responderam por aproximadamente 1,7% de nossa receita operacional líquida e por aproximadamente 2,4% da quantidade total de energia elétrica vendida pelas nossas distribuidoras em 2012. Ademais, outros consumidores que atendam determinados critérios podem se tornar Consumidores Livres se passarem a ser atendidos por fontes renováveis de energia, como pequenas centrais hidrelétricas ou biomassa. Em 31 de dezembro de 2012, os consumidores que atendiam a estas condições, num total de 1.723 Consumidores Livres potenciais, responderam por aproximadamente 12,2% de nossas receitas operacionais líquidas e aproximadamente 14,6% da quantidade total de energia elétrica vendida por nossas distribuidoras em 2012.

Adicionalmente, é possível que nossos grandes consumidores industriais sejam autorizados pela ANEEL a gerar energia elétrica para consumo próprio ou a vender 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 operacionais.

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

Nossos resultados operacionais dependem das condições hidrológicas existentes. As más condições hidrológicas podem exigir maior despacho de energia termoelétrica no sistema elétrico brasileiro, o que pode afetar nossos resultados de operações.

Somos dependentes das condições hidrológicas existentes na região geográfica em que operamos. Em 2012, de acordo com dados do ONS, aproximadamente 86% 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. A fim de compensar as más condições hidrológicas e manter os níveis de segurança dos reservatórios e níveis de fornecimento de energia elétrica, o ONS poderá despachar Usinas Termoelétricas, incluindo a nossa. A substituição da geração hidrelétrica pela geração termoelétrica pode causar resultados adversos em nosso segmento de geração na medida em que usinas hidroelétricas, incluindo a nossa, pode receber no Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE") uma quantidade de energia inferior à energia assegurada. Esse déficit de energia irá representar uma despesa no valor spot price, expondo o hidrogerador a riscos de spot price.

Para o segmento de distribuição, os custos adicionais de geração termoelétrica serão transmitidos por meio de tarifas nos futuros ajustes anuais ou de revisão periódica, conforme permitido pela regulamentação. No entanto, poderá haver incompatibilidade de custos e receitas para a empresa de distribuição, afetando o seu fluxo de caixa no curto prazo, já que empresas de distribuição devem pagar imediatamente o custo adicional termelétrico e este custo apenas será integrado às taxas após os ajustes anuais ou revisões periódicas futuras.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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.

Durante o período de baixa precipitação pluviométrica dos anos de 2000 e 2001, o governo brasileiro instituiu o Programa de Racionamento, um programa de redução do consumo de energia elétrica 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 (situação que pode ocorrer e sob a qual não temos possibilidade de controlar ou prever), 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.

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

Em 31 de dezembro de 2012, aproximadamente 85,8% do nosso endividamento total 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 14,2% restantes do nosso endividamento total eram denominados em Dólares norte-americanos e sujeitos, em grande parte, a *swaps* cambiais que os convertiam em Reais. Adicionalmente, compramos energia da usina hidrelétrica de Itaipu, cujo custo está atrelado à variação cambial do dólar norte-americano. 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. Mais informações sobre o risco de flutuações de taxas de juros e a riscos cambiais, consulte item 5.1 deste Formulário de Referência.

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 regulamentação frequentemente envolvem, entre outras medidas, aumentos nas taxas de juros, mudanças nas políticas fiscais e monetária, controles de preço, desvalorizações de moeda, controles de capital e limites às importações. Nossas atividades, situação financeira e resultados operacionais 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;

4.1 - Descrição dos fatores de risco

- inflação;
- liquidez do capital doméstico e mercado de empréstimos;
- políticas tributárias;
- alterações em leis trabalhistas;
- regulamentações ambientais em nosso 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 manterá as políticas econômicas atuais ou que alguma mudança implementada pelo governo brasileiro afetará, direta ou indiretamente, nossos negócios e resultado de nossas operações. Mais informações sobre os principais fatores de risco de mercado que afetam nossos negócios, consulte item 5.1 deste Formulário de Referência.

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

Durante as últimas décadas, o Real sofreu variações frequentes e substanciais em relação ao dólar norte-americano e às moedas estrangeiras. No contexto da crise do mercado financeiro global após meados de 2008, o Real se desvalorizou em relação ao dólar norte-americano, alcançando o valor de R\$2,337 por US\$1,00 ao final de 2008. Durante o ano de 2009, no contexto de recuperação econômica, o real se valorizou novamente em 25,5% em relação ao dólar norte-americano, alcançando o valor de R\$1,741 por US\$1,00 ao final de 2009. Em 31 de dezembro de 2011 e 2012, a taxa de câmbio do real em relação ao dólar norte-americano foi de R\$1,876 e R\$2,044 por US\$1,00, respectivamente. Em 17 de maio de 2013, a taxa de câmbio era de R\$2,035 por US\$1,00. Nós não podemos garantir que o real não se desvalorizará em comparação com o dólar norte-americano 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, sendo que esta é uma de nossas principais fornecedoras e que corrige os preços de energia elétrica parcialmente com base em seus custos em Dólar norte-americano. A depreciação do Real em relação ao Dólar norte-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 os nossos resultados operacionais, como também poderá inibir o acesso aos mercados de capitais internacionais, e levar o governo brasileiro a intervir, inclusive com políticas governamentais de recessão. A depreciação do Real em relação ao Dólar norte-americano pode também levar à diminuição do consumo, pressões deflacionárias e reduzir o crescimento da economia como um todo. Por outro lado, a apreciação do Real em relação ao Dólar norte-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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A depreciação do Real também reduz o valor em Dólar norte-americano das distribuições e dividendos atribuíveis às ADSs e o equivalente em Dólares norte-americanos ao preço de mercado de nossas ações ordinárias, e conseqüentemente das ADSs. Mais informações qualitativas e quantitativas em relação à instabilidade de taxa de câmbio que afetam nossos negócios, consulte item 5.1 deste Formulário de Referência.

Esforços do governo para combater a inflação podem impedir o crescimento da economia brasileira e poderiam afetar os nossos negócios.

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 2012, a SELIC no Brasil variou entre 17,25% a.a. e 7,25% a.a. A inflação e as medidas adotadas pelo governo brasileiro para combatê-la, 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 os nossos negócios. Adicionalmente, se o Brasil experimentar novamente o 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 Europeia, e de países de economia emergente. A crise financeira global de 2008 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. Mesmo que a economia mundial e os mercados financeiros e de capitais tenham se recuperado, a situação dos mercados globais tornou a se deteriorar até o final de 2011. Países europeus encontraram sérios problemas fiscais, incluindo altos níveis de endividamento que prejudicam o crescimento e aumentam o risco de crédito soberano. Em 2012, houve ameaças de alguns países deixarem o bloco, mas este risco foi contido pela União Europeia e Banco Central Europeu. Ao mesmo tempo, os Estados Unidos enfrentaram conflitos políticos significativos, devido à falta de uma decisão sobre a continuação de incentivos de programas sociais; a suspensão deste tipo de incentivos poderia resultar em uma forte desaceleração econômica. Neste contexto de incerteza, a economia chinesa também enfrentou uma desaceleração em 2012, exigindo que o governo chinês a intervira nos níveis de investimento público, com o objetivo de evitar um pouso duro abrupto. 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 Europeia 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 ADSs ou de 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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.

Nossos negócios estão sujeitos a extensa regulação de várias autoridades regulatórias brasileiras, particularmente da ANEEL. A ANEEL regula e supervisiona vários aspectos de nossos negócios 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 mudanças regulatórias nos exijam 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 consequências 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 ele pode ter um impacto adverso em todo o setor energético, incluindo nossos negócios e resultados de nossas operações.

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 2012, estas cinco subsidiárias de distribuição representaram 5,6% de nossas receitas operacionais líquidas das nossas distribuidoras e 5,6% da quantidade de energia vendida por essas subsidiárias.

A 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A Lei n. 12.783, de 11 de janeiro de 2013, definiu as condições para a renovação das concessões para geração, transmissão e distribuição obtidas nos termos das condições especificadas nos artigos 17, 19 ou 22 da Lei n. 9.074, de 7 de julho de 1995. Essas concessões poderão ser prorrogadas, a critério do Governo Federal, uma única vez, pelo prazo de até 30 anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a modicidade tarifária. A Lei n. 12.783/13 prevê que prorrogações que ocorreriam em 2015, 2016 ou 2017 poderão ser antecipadas para 2012. Em 10 de outubro de 2012, entramos com pedido de prorrogação das concessões de nossas subsidiárias distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista. Essas concessões foram outorgadas em 1999 por um período de 16 anos. Ainda está pendente resposta do Governo Federal. Não podemos assegurar que a prorrogação será concedida, se será antecipada ou em que condições estará sujeita. Caso essas concessões sejam não sejam prorrogadas ou sejam prorrogadas sob condições desfavoráveis a nós, nossas receitas poderão ser adversamente afetadas.

Estamos sujeitos a regulamentação ambiental e de saúde que poderão se tornar mais rigorosas 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 das regulamentações 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.

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

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

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.

Os riscos apresentados no item 4.1 são constantemente monitorados pela Companhia. 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**(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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:

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

PROCESSOS FISCAIS**1) ICMS – CPFL Piratininga**

Processo Fiscal nº 114.01.2009.030990-0 – ICMS	
a) Juízo	1ª Vara da Fazenda Pública de Campinas
b) Instância	2ª 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\$ 47.638
f) Principais fatos	A controlada 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 uma cidade do Estado de São Paulo. Foi proferida sentença anulando o débito. Posteriormente, a Fazenda Pública interpôs Apelação. Atualmente aguarda-se julgamento do recurso.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Piratininga no valor de R\$47.638, que representa 0,3% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

Processo Fiscal nº 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\$ 157.665
f) Principais fatos	A controlada CPFL Piratininga ajuizou uma ação de

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

	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 uma cidade do Estado de São Paulo. Foi proferida sentença mantendo o débito. Posteriormente, a Companhia Piratininga de Força e Luz interpôs Apelação. Atualmente aguarda-se julgamento do recurso
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Piratininga no valor de R\$157.665, que representa 1,0% 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

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\$ 437.247
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Receita Federal do Brasil objetivando contestar 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 controlada CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Realizamos depósito judicial no valor de R\$414 milhões, sendo R\$360 milhões em 2007 e R\$54 milhões em 2011 (R\$617 milhões atualizados para 31 de dezembro de 2012), o qual permitiu à controlada prosseguir com a ação sem correr o risco de ter qualquer ativo penhorado pelas autoridades fiscais. Foi proferida sentença determinando a manutenção do débito. Posteriormente, a CPFL Paulista interpôs Apelação. Atualmente, aguarda-se julgamento do recurso.
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Valor depositado em juízo e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$437.247, que representa 2,9% de nossa Receita Líquida consolidada.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

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

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\$ 171.133
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Receita Federal do Brasil objetivando contestar 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 controlada CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Para garantia desse processo, a controlada obteve fianças bancárias. Foi proferida sentença determinando a manutenção do débito. Posteriormente, a controlada CPFL Paulista interpôs Apelação. Atualmente, aguarda-se julgamento do recurso.
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$171.133, que representa 1,1% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

Processo Fiscal nº 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\$ 82.404
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Receita Federal do Brasil objetivando contestar 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 controlada CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Para garantia desse processo, a controlada obteve fianças bancárias. Foi proferida sentença determinando a manutenção do débito. Posteriormente, a controlada CPFL Paulista interpôs Apelação. Atualmente, aguarda-se julgamento do recurso.
G) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$82.404, que representa 0,5% de nossa Receita

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

	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
c) Data de instauração	05/05/2008
d) Partes no processo	UNIÃO FEDERAL x CPFL PAULISTA
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 57.789
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Receita Federal do Brasil objetivando contestar 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 controlada CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Para garantia desse processo, a controlada obteve fianças bancárias. Foi proferida sentença determinando a manutenção do débito. Posteriormente, a controlada CPFL Paulista interpôs Apelação. Atualmente, aguarda-se julgamento do recurso.
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Valor depositado em juízo e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$57.789, que representa 0,4% 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

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\$ 137.455
f) Principais fatos	A controlada 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. Aguarda julgamento do Conselho Administrativo de Recursos Fiscais – CARF.
g) Chance de perda	Possível

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

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 controlada CPFL Piratininga no valor de R\$137.455, que representa 0,9% 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

Processo Fiscal n.º 5012003-49.2012.404.7107 – IRPJ / CSLL	
a) Juízo	Vara Federal de Execuções Fiscais e Criminais de Caxias do Sul
b) Instância	1ª Instância (Judicial)
c) Data de instauração	16/08/2012
d) Partes no processo	RGE x UNIÃO - Fazenda Nacional
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 413.179
f) Principais fatos	A Fazenda Nacional ajuizou ação de natureza fiscal em face da controlada RGE referente a supostos 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, anteriormente discutidos no processo administrativo nº 11080.009008/2004-47. A controlada RGE ofereceu seguro garantia, interpondo embargos à execução, que aguardam deliberação quanto à aceitação da garantia para serem processados.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada RGE no valor de R\$413.179, que representa 2,7% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

Processo Fiscal n.º 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
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor atualizado no processo fiscal nº 5012003-49.2012.404.7107
f) Principais fatos	Discussão encerrada na fase administrativa. Atuação será conduzida na Execução Fiscal 5011213-65.2012.404.

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

g) Chance de perda	No processo nº 5012003-49.2012.404.7107
h) Análise do impacto em caso de perda	Impactos descritos no processo nº 5012003-49.2012.404.7107
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

5) Processo fiscal PIS e COFINS – CPFL Geração

Processo Fiscal n.º 10830.724951/2011-10	
a) Juízo	Delegacia da Receita Federal
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	26/10/2011
d) Partes no processo	DELEGACIA DA RECEITA FEDERAL x CPFL Geração de Energia
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 195.780
f) Principais fatos	A controlada CPFL Geração recebeu auto de infração lavrado para cobrança da diferença dos valores recolhidos a título de PIS e COFINS, do período de abril de 2007 a dezembro de 2010. A Impugnante recolheu o PIS e a COFINS nos termos instituídos pela Lei 9.718/98 (regime cumulativo) e no entender da fiscalização deveria ter recolhido as aludidas contribuições nos termos instituídos pelas Leis nº 10.833/03 e 10.637/02, havendo, portanto divergência de interpretação quanto ao enquadramento dos contratos firmados anteriormente a Outubro de 2003 a preço pré-determinado. Aguardando decisão de 1ª Instância.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Processo em esfera administrativa: Em caso de perda, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Geração no valor de R\$195.780, que representa 1,3% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

6) Processo fiscal IRPJ/CSLL – CPFL Geração

Processo Fiscal n.º 16643.720027/2012-39 – IRPJ / CSLL	
a) Juízo	Delegacia Regional
b) Instância	Administrativa
c) Data de instauração	12/11/2012
d) Partes no processo	CPFL GERAÇÃO x Fazenda Nacional
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 164.141
f) Principais fatos	A controlada CPFL GERAÇÃO foi autuada pela Secretaria da Receita Federal do Brasil que exige o crédito tributário decorrente das infrações que teriam sido supostamente cometidas pela empresa durante os exercícios de 2007, 2008, 2009 e 2010, sob o entendimento de que teria sido indevida a amortização do ágio, com base na afirmação de que a reestruturação societária não apresentou

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

	motivação para a venda da empresa SEMESA à CPFL Geração. Apresentamos impugnação administrativa.
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, sendo que nesta segunda hipótese, o impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Geração no valor de R\$164.141, sem maiores impactos nas operações do grupo, pois o montante representa 1,1% de nossa Receita Líquida consolidada.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

7) Processo fiscal IRPJ/CSLL – CPFL Santa Cruz

Processo Fiscal nº 19515.720386/2012-40 – IRPJ / CSLL	
a) Juízo	Delegacia Regional
b) Instância	Administrativa
c) Data de instauração	22/03/2012
d) Partes no processo	CPFL Santa Cruz x Fazenda Nacional
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 36.046
f) Principais fatos	A controlada CPFL Santa Cruz foi autuada pela Secretaria da Receita Federal do Brasil, que exige o crédito tributário referente aos exercícios de 2007, 2008 e 2009 decorrente das supostas infrações em razão da amortização do ágio na incorporação da empresa Nova 4 pela CPFL Santa Cruz. Apresentamos impugnação administrativa. Aguardando julgamento.
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, sendo que nesta segunda hipótese, não haveria maiores impactos nas operações do grupo pois o desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Santa Cruz no valor de R\$36.046, representa 0,2% de nossa Receita Líquida consolidada,.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

PROCESSOS CÍVEIS**1) Procon Campinas – CPFL Paulista**

Processo Cível nº 61.05.004689-9	
a) Juízo	8ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	16/04/2009

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

d) Partes no processo	PROCON CAMPINAS x CPFL PAULISTA
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Indeterminado
f) Principais fatos	Ação cível pública objetivando a suspensão dos efeitos do reajuste tarifário autorizado pela ANEEL à controlada 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 controlada obteve, perante o TRF, a suspensão da determinação e o recurso aguarda julgamento definitivo, permanecendo, então, vigentes os índices homologados pela ANEEL.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista.
i) Valor provisionado	Não há provisão para o caso.

2) MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL – RGE

Processo Cível n.º 5012945-73.2010.404.7100	
a) Juízo	3.ª Vara cível de Porto Alegre
b) Instância	1ª Instância (Judicial)
c) Data de instauração	05/07/2010
d) Partes no processo	RGE X MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Neste momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo.
f) 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). Ação extinta em razão da incompetência do juízo. Interposta apelação pelo MP, que foi provida para desconstituir a sentença. Processo em fase instrutória, aguardando sentença de mérito.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada RGE.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

3) ABRADÉE – ANEEL

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	ABRADEE X ANEEL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Neste momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo.

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

f) Principais fatos	As controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, bem como outras empresas brasileiras de distribuição, por meio da ABRADÉE, 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. Aguarda-se manifestação da ANEEL sobre o laudo pericial e posterior alegações finais das partes.
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

4) CPFL Paulista – ANEEL

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	Neste momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo.
f) Principais fatos	A controlada 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 decisão foi desfavorável em primeira instância e a controlada CPFL Paulista recorreu. Aguarda-se decisão deste recurso.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Pagamento de honorários de sucumbência visto se tratar de processo relacionado a ativo contingente. Caso tenhamos êxito nestes processos contra a ANEEL, as tarifas desta distribuidora serão aumentadas e, como consequência, o resultado de nossas operações pode ser positivamente afetado.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

PROCESSOS CÍVEIS - Ambiental**1) Ceran**

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	2ª Instância
c) Data de instauração	16/01/2004

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

d) Partes no processo	Ministério Público Federal X Ceran
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Não há
f) Principais fatos	Ação civil pública proposta pelo Ministério Público do 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. A ação foi julgada improcedente. O Ministério Público Federal interpôs apelação no TRF, o qual negou provimento ao recurso, razão pela qual o MPF interpôs recurso especial e extraordinário. Aguarda-se decisão destes recursos no STJ e STF.
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

2) CPFL Geração

Processo Cível nº 2004.35.00.018667-7: Ambiental	
a) Juízo	8ª Vara Federal de Goiás
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	18/10/2004
d) Partes no processo	Associação dos Pescadores Esportivos do Estado de Goiás - APEGO e outros requerentes x Semesa S.A, Estado de Goiás e Furnas - Centrais Elétricas S.A, IBAMA, Agência Goiana do Meio Ambiente e outras requeridas.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 103.265 (referente à participação da CPFL Geração na Usina de Serra da Mesa)
f) 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,

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

	<p>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. No momento, aguarda-se julgamento do Agravo sobre o pedido de substituição da SEMESA pela CPFL Geração e do Agravo interposto contra a decisão que determinou a elaboração do EIA/RIMA, bem como finalização do parecer pelo IBAMA. Ainda não foi proferida a sentença.</p>
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.

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores (Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

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

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

b. Instância

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

c. Data da instauração

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

d. Partes no processo

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

e. Valores, bens ou direitos envolvidos

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

f. Principais fatos

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

g. Chance de perda

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

h. Análise do impacto em caso de perda do processo

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

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

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

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\$ 397.272
CPFL Paulista	R\$ 153.164
CPFL Piratininga	R\$ 102.914
RGE	R\$ 80.123
CPFL Santa Cruz	R\$ 34.712
CPFL Geração	R\$ 2.122
CPFL Leste Paulista	R\$ 3.550
CPFL Jaguari	R\$ 1.746
CPFL Mococa	R\$ 598
CPFL Sul Paulista	R\$ 1.517
CPFL Serviços	R\$ 8.128
CPFL Brasil	R\$ 2.873
CPFL Energia	R\$ 1.456
CPFL Atende	R\$ 1.427
CPFL Jaguariuna	R\$ 30
Epassa	R\$ 63
Foz do Chapecó	R\$ 267
Baesa	R\$ 4
Enercan	R\$ 31
CPFL Renováveis	R\$ 2.547
Valores provisionados	
Consolidado	R\$ 23.278
CPFL Paulista	R\$ 7.367
CPFL Piratininga	R\$ 4.345
RGE	R\$ 8.162
CPFL Santa Cruz	R\$ 1.328
CPFL Leste Paulista	R\$ 1.459
CPFL Mococa	R\$ 33
CPFL Sul Paulista	R\$ 16
CPFL Serviços	R\$ 10
Foz do Chapecó	R\$ 267
Baesa	R\$ 4
Enercan	R\$ 29
CPFL Renováveis	R\$ 256
Práticas do emissor ou de controlada que causaram 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

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

	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\$ 56.929
CPFL Paulista	R\$ 15.295
CPFL Piratininga	R\$ 1.043
RGE	R\$ 39.925
CPFL Santa Cruz	R\$ 515
CPFL Leste Paulista	R\$ 151
Valores provisionados	
Consolidado	R\$ 4.057
CPFL Paulista	R\$ 1.151
CPFL Piratininga	R\$ 290
RGE	R\$ 2.616
Práticas do emissor ou de controlada que causaram tal 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\$ 117.060
CPFL Paulista	R\$ 55.415
CPFL Piratininga	R\$ 56.674

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

RGE	R\$ 1.402
CPFL Santa Cruz	R\$ 1.911
CPFL Jaguari	R\$ 1.658
Valor provisionado	
Consolidado	R\$ 5.691
CPFL Paulista	R\$ 3.082
CPFL Piratininga	R\$ 984
RGE	R\$ 1.215
CPFL Jaguari	R\$ 411
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

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

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

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

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

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

b. Restrições à circulação e transferência dos valores mobiliários

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

c. Hipóteses de cancelamento de registro

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

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

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

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

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

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

Risco de taxa de câmbio: Esse risco decorre da possibilidade de suas controladas virem a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está substancialmente coberta por operações financeiras de *swap*, o que permitiu à Companhia e suas controladas trocarem os riscos originais da operação para o custo relativo à variação do CDI. A quantificação deste risco está apresentada na nota 33 de nossas demonstrações financeiras. Adicionalmente as suas controladas estão expostas em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege as empresas de eventuais perdas. Entretanto, esta compensação se realizará somente através do consumo e consequente faturamento de energia ocorridos após o reajuste tarifário subsequente, no qual tenham sido contempladas tais perdas.

Risco de taxa de juros: Esse risco é oriundo da possibilidade da Companhia e suas controladas virem a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. As controladas têm buscado aumentar a participação de empréstimos pré indexados ou atrelados a indicadores com menores

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

taxas e baixa flutuação no curto e longo prazo. A quantificação deste risco está apresentada na nota 33 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, podendo acarretar em perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001. Segundo o Plano Anual da Operação Energética - PEN 2012, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, os riscos de qualquer déficit de energia para o ano de 2013 são baixos, tornando baixa a possibilidade de um novo programa de racionamento de energia. Estes riscos podem ser mitigados gerando energia térmica de forma antecipada, utilizando os Procedimentos Operativos de Curto Prazo – POCP, ou por despacho antecipado autorizado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, deplecionando menos, assim, os reservatórios.

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

Risco regulatório: As tarifas de fornecimento de energia elétrica cobradas pelas controladas de distribuição dos consumidores cativos são fixadas pela ANEEL, de acordo com a periodicidade prevista nos contratos de concessão celebrados com o Governo Federal e em conformidade com a metodologia de revisão tarifária periódica estabelecida para o ciclo tarifário. Uma vez homologada essa metodologia, a ANEEL determina as tarifas a serem cobradas pelas distribuidoras dos consumidores finais. As tarifas assim fixadas, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995, devem assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão no momento da revisão tarifária, o que pode gerar reajustes menores em relação ao esperado pelas controladas de distribuição, embora compensados em períodos subsequentes por outros reajustes. Mais detalhes sobre riscos da regulação do setor elétrico, vide item 4.1.h deste Formulário de Referência.

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.

Análise de Sensibilidade

Em consonância com a Instrução CVM nº 475/08 e IFRS 7, 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 líquida existente em 31 de dezembro de 2012 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para três cenários distintos seria:

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

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

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

(**) Conforme requerimento da Instrução CVM n° 475/08 e IFRS 7, os percentuais de depreciação cambial aplicados são referentes à taxa de câmbio de 31/12/2012.

Variação das taxas de juros

Supondo: (i) que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2012 fosse mantido, e (ii) que os respectivos indexadores anuais acumulados para 2012 permaneçam estáveis (CDI 8,38% a.a.; IGP-M 7,82% a.a.; TJLP 5,75% a.a.), os efeitos que seriam registrados nas demonstrações financeiras da Companhia em 2013 seria uma despesa financeira líquida de R\$ 948.753. Caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos abaixo, o valor da despesa financeira líquida seria impactado em:

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

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

(**) Conforme requerimento da Instrução CVM n° 475/08 e IFRS 7, os percentuais de elevação dos índices são aplicados às informações em 31/12/2012.

Análise de liquidez

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

31/12/2012	Média ponderada das taxas de juros	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores (nota 14)		1.176.748	498.406	15.847	4.467	-	1.695.469
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (nota 15)	7,97%	523.120	273.842	964.913	7.304.124	6.263.827	15.329.827
Debêntures - principal e encargos (nota 16)	8,10%	61.108	10.707	365.544	4.285.455	4.642.926	9.365.739
Taxas regulamentares (nota 18)		110.539	3.949	-	-	-	114.488
Uso do bem público (nota 21)	14,21%	630	764	31.117	73.413	3.353.996	3.459.920
Outros (nota 22)		27.533	112.810	15.292	-	17.750	173.386
Consumidores e concessionárias		20.576	33.244	6.423	-	-	60.243
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT		4.715	387	-	-	-	5.102
Empresa de Pesquisa Energética - EPE		2.242	308	-	-	-	2.550
Convênio de arrecadação		-	76.371	-	-	-	76.371
Fundo de reversão		-	-	-	-	17.750	17.750
		-	2.500	8.869	-	-	11.369
Total		1.899.679	900.477	1.392.714	11.667.459	14.278.499	30.138.828

Os fatores de risco referentes aos setores nos quais a Companhia atua estão descritos no item 4.1.g deste Formulário de Referência.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

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

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. deste Formulário de Referência.

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.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

f. estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos;

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, ligada à Vice-presidência Financeira e de Relação com Investidores, 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.

Desde sua criação, a Diretoria de Gestão de Riscos e Controles Internos tem promovido o desenvolvimento do modelo corporativo baseado nas melhores práticas reconhecidas, no que abrange (i) a definição da Política Corporativa de Gestão de Riscos; (ii) identificação dos eventos de risco (mapa corporativo) – estratégico, operacional, financeiro e regulamentar; (iii) a definição dos proprietários de riscos; (iv) o desenvolvimento dos modelos de análise dos riscos corporativos no que compreende: (a) a identificação dos fatores e subfatores de riscos, (b) a definição do melhor conjunto de indicadores-chave de riscos, (c) a mensuração e análise, e (d) identificação do melhor conjunto de respostas aos riscos; (v) sustentação ao Plano Estratégico Empresarial sob a ótica de riscos corporativos; (vi) normatização do processo de avaliação dos controles internos.

g. adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada.

Além do papel na melhoria da gestão de riscos do Grupo, esta Diretoria, por meio da atuação da Gerência de Compliance, também coordena os esforços de avaliação do ambiente de controles internos sobre a elaboração das demonstrações financeiras no que compreende (i) identificação dos principais processos de negócios com influência nas demonstrações financeiras; (ii) autoavaliação da efetividade de processos e controles; (iii) testes na efetividade dos controles sinalizados, realizados com técnicas e padrões de auditoria; (iv) acompanhamento das implantações e melhorias no ambiente de controles internos; (v) discussão com os executivos do emissor e reporte ao Conselho Fiscal; (vi) gestão do sistema de avaliação dos controles internos (ferramenta tecnológica); e (vii) coordenação do processo de certificação ascendente. Os resultados dos trabalhos desempenhados dão 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 Formulário de Referência.

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

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

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.

Não houve alterações na Política de Gestão Corporativa de Riscos do emissor.

5.4 - Outras informações relevantes

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

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 BM&FBOVESPA o leilão de desestatização da CPFL Paulista. 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").

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.

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 capital social da CERAN – Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN").

Ainda em novembro de 2000, a CPFL Paulista, por meio de sua controlada Draft I Participações, elevou sua participação indireta na Bandeirante.

Em julho de 2001, a CPFL Paulista adquiriu da VBC e 521 Participações o controle acionário da Rio Grande Energia S.A. ("RGE").

Em 1º de outubro de 2001 foi aprovada a cisão parcial da Bandeirante. A parcela cindida da Bandeirante foi incorporada pela CPFL Piratininga, e, adicionalmente, a Draft I trocou sua participação no capital votante na Bandeirante pela participação da Enerpaulo no capital votante da Piratininga. Subsequentemente, Draft I passou a deter participação na 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, capital social da Foz do Chapecó Energia S/A – ("Foz do Chapecó") e capital social da Campos Novos Energia S/A – ("ENERCAN"). Da VBC Participações S.A, adquiriu ainda participação no capital social de Barra Grande Energia S/A. – ("BEGESA").

6.3 - Breve histórico

Em agosto de 2002, os acionistas controladores da CPFL Energia, 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. 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 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 tornando a CPFL Geração uma *holding*.

Em outubro de 2003, os acionistas controladores da CPFL Energia alienaram para o BNDES Participações S.A., 3,42% do capital total da Companhia.

Em setembro de 2003, a CPFL Geração vendeu ações ordinárias da ENERCAN. Após a venda, a CPFL Geração manteve-se como sócia majoritária do empreendimento.

Em abril de 2004, foi aprovada a incorporação da BEGESA pela CPFL Geração. Após esta incorporação, a BEGESA foi extinta, e a CPFL Geração passou a deter diretamente participação na BAESA.

Em outubro de 2004, a Companhia efetivou a Oferta Pública de Ações, através da emissão de novas ações e simultaneamente a venda de ações dos acionistas controladores. Esta oferta ocorreu tanto no âmbito nacional como internacional, sendo que as ações da Oferta Brasileira foram listadas na BM&FBovespa, enquanto que a Oferta Internacional, na forma de ADS (*American Depositary Share*), foi listada na NYSE (“*New York Stock Exchange*”).

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 capital social da CPFL Piratininga.

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.

Em novembro de 2005, foi aprovada a incorporação da CPFL Piratininga ao patrimônio da CPFL Paulista, e em novembro de 2005 foi aprovada a incorporação da CPFL Paulista ao patrimônio da CPFL Energia.

Em abril de 2006, foi aprovada a primeira etapa do processo de reorganização visando à segregação das participações societárias mantidas pela CPFL Paulista.

Em maio de 2006, a Companhia assinou com o Grupo PSEG, um contrato de compra 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 na controlada indireta RGE e na controlada indireta Sul Geradora Participações Ltda. (“Sul Geradora”). Com a aquisição dessas empresas, a CPFL Energia passou a deter participação no capital total da RGE através da CPFL Paulista e CPFL Serra, e da Sul Geradora (através da CPFL Brasil e 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 um contrato de compra e venda de ações, a partir do qual adquiriu o capital social Companhia Luz e Força Santa Cruz (“Santa Cruz”).

6.3 - Breve histórico

Em dezembro de 2006, a CPFL Geração adquiriu 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.

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

Em março de 2007, a participação societária da controlada CPFL Paulista na RGE foi transferida para a CPFL Energia. Na mesma data, a Companhia realizou um aumento de capital na CPFL Serra. Desta forma, a CPFL Energia passou a deter sua participação na RGE 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 Electric & Gás, L.L.C. um contrato de compra e venda de ações, no qual adquiriu ações 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 Jaguari, CPFL Mococa, Paulista Lajeado Energia S/A, CPFL Planalto, CPFL Serviços e Jaguari 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, transferiu seu investimento na CPFL Cone Sul, que passou a ser 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 da CPFL Geração diretamente na Foz do Chapecó.

Em outubro de 2007, foi 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 participação no capital social da RGE.

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 construiu uma Usina Termoelétrica movida a bagaço de cana. Esta usina entrou em operação em 27 de agosto de 2010.

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.

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 participação no capital social da CPFL Jaguariúna.

6.3 - Breve histórico

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 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, 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., reduzindo, portanto, sua participação.

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.

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. 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, para a construção de uma usina termoeletrica movida a bagaço de cana.

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. 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. 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.

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 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.

6.3 - Breve histórico

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. 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 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"). Em 19 de dezembro de 2011, a aquisição foi concluída, sendo que a CPFL Renováveis adquiriu a totalidade do capital da SIIF, compreendendo (i) quatro parques eólicos em operação no Estado do Ceará, (ii) um projeto de parque eólico localizado no Estado do Rio de Janeiro, e (iii) um portfólio de projetos eólicos nos Estados do Ceará e Piauí, dos quais parte já são certificados e elegíveis para participação nos próximos leilões de energia.

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 termoeletricas 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 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 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, a qual foi aprovada em 23 de agosto de 2011 pelo Conselho de Administração da Companhia e ratificada pelos acionistas em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 19 de dezembro de 2011; 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 Assembleia 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 detalhadamente no item 15.7 deste formulário.

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"). 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.

6.3 - Breve histórico

Em 29 de dezembro de 2011, através da nossa subsidiária CPFL Energias Renováveis, adquirimos todas as ações da Santa Luzia Energética S.A. ("Santa Luzia"), representando 100% de seu capital social mediante a assunção de dívidas com o BNDES. Como resultado disso, 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.

Em 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. A transferência do controle do Complexo Eólico Atlântica para a CPFL Renováveis foi aprovada pela ANEEL, conforme divulgado pela controlada indireta em fato relevante de 26 de março de 2012.

Em março de 2012, a CPFL Renováveis celebrou do contrato de compra e venda de ações da sociedade SPE Lacenas Participações, controlada da usina Ester que detém autorização outorgada pela ANEEL 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. A aquisição foi concluída em 18 de outubro de 2012.

Conforme Comunicado ao Mercado publicado em 19 de junho 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. 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. 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 transferência do controle da BVP para a CPFL Renováveis foi aprovada pela ANEEL, conforme fato relevante em 19 de junho de 2012.

Em 27 de novembro de 2012, a usina de energia solar Tanquinho ("Tanquinho") iniciou suas operações. Tanquinho é a primeira usina de energia solar do estado de São Paulo e a maior do Brasil. Tanquinho está localizada na cidade de Campinas, com capacidade instalada de 1,1 MWp. Ela está localizada em uma área de 13.700 m² na subestação de Tanquinho, que pertence a uma de nossas distribuidoras. Estima-se que a usina de Tanquinho gere aproximadamente 1,6 GWh por ano. A nossa subsidiária CPFL Energias Renováveis foi a responsável pela construção do empreendimento e será a responsável pela gestão e operação da usina.

Em 19 de dezembro de 2012, celebramos um contrato com a Equatorial Energia S.A. ("Equatorial") e com o acionista controlador da Equatorial, Jorge Queiroz de Moraes Junior, por meio do qual (i) o Acionista Controlador acordou em transferir o controle acionário detido na Rede Energia S.A. ("Rede") e suas subsidiárias para a Equatorial, e (ii) a Equatorial e a CPFL Energia acordaram a realização de investimentos visando a recuperação de companhias do grupo Rede, incluindo as concessionárias de distribuição de energia elétrica controladas pela Rede que estão sob intervenção da ANEEL. Esta operação estão sujeita a determinadas condições, tais como (i) a aprovação pela ANEEL; (ii) a aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE; (iii) aprovação pelos credores da Rede e outras companhias do grupo em reabilitação; (iv) aprovação por determinados credores e acionistas minoritários, nos termos dos respectivos contratos; e (v) respectivas aprovações societárias.

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:

- **2010**

Evento	CPFL Jaguariúna e subsidiárias - Incorporação de ações
Principais Condições do Negócio	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.
Sociedades Envolvidas	(i) CPFL Energia; (ii) CPFL Leste Paulista; (iii) CPFL Jaguari; (iv) CPFL Sul Paulista; (v) CPFL Mococa; (vi) Jaguari Geração; (vii) CPFL Serviços; e (viii) CPFL Santa Cruz.
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 da Companhia	Não houve alteração em nosso quadro acionário.
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro acionário.

Evento	Aquisição da totalidade de ações das empresas Campos dos Ventos I a V e Eurus V pela CPFL Geração

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

Principais Condições do Negócio	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.
Sociedades Envolvidas	(i) CPFL Geração; (ii) Campos dos Ventos I a V e (iii) Eurus V.
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 da Companhia	Não houve alteração em nosso quadro acionário.
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro acionário.

Evento	Constituição da CPFL Bio Buriti S.A., CPFL Bio Ipê S.A. e CPFL Bio Pedra S.A.
Principais Condições do Negócio	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.
Sociedades Envolvidas	(i) CPFL Energia; (ii) CPFL Bio Buriti; (iii) CPFL Bio Ipê; e (iv) CPFL Bio Pedra.

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

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 da Companhia	Não houve alteração em nosso quadro acionário.
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro acionário.

- **2011**

Evento	Aquisição da Jantus SL ("Jantus") pela CPFL Comercialização Brasil S.A. e cessão para CPFL Energias Renováveis
Principais Condições do Negócio	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.
Sociedades Envolvidas	(i) CPFL Energia; (ii) CPFL Energias Renováveis; e (iii) Jantus.

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

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 da Companhia	Não houve alteração em nosso quadro acionário.
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro acionário.

Evento	Acordo de associação para ativos e projetos de energia renovável detidos pelo Grupo CPFL e ERSA no Brasil
Principais Condições do Negócio	<p>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.</p> <p>Em linhas gerais, a associação compreendeu as seguintes etapas:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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;

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

	<p>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</p> <p>4) Concomitantemente à realização da incorporação descrita acima, a ERSA terá sua denominação alterada para CPFL Energias Renováveis S.A. (a “CPFL Renováveis”).</p>
Sociedades Envolvidas	<p>(i) CPFL Energia;</p> <p>(ii) CPFL Brasil;</p> <p>(iii) CPFL Geração;</p> <p>(iv) CPFL Renováveis;</p> <p>(v) Mohini Empreendimentos e Participações Ltda.;</p> <p>(vi) Chimay Empreendimentos e Participações Ltda.;</p> <p>(vii) Jayaditya Empreendimentos e Participações Ltda.;</p> <p>(viii) Smita Empreendimentos e Participações S.A.; e</p> <p>(ix) Jantus.</p>
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 da Companhia	Não houve alteração em nosso quadro acionário.
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro acionário.

Evento	Adquisição, indireta, da totalidade do capital da SIIF Énergies do Brasil Ltda. e da SIIF Desenvolvimento de Projeto de Energia Eólica Ltda. pela a CPFL Renováveis
Principais Condições do Negócio	Em 19 de dezembro de 2011, 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

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

	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.
Sociedades Envolvidas	(x) CPFL Renováveis; (xi) SIIF Énergies do Brasil Ltda.; (xii) SIIF Desenvolvimento de Projeto de Energia Eólica Ltda. (xiii) CPFL Geração; e (xiv) CPFL Brasil;
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 da Companhia	Não houve alteração em nosso quadro acionário.
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro acionário.

- **2012**

Evento	Adquisição, indireta, da totalidade do capital da Atlântica I Parque Eólico S.A., Atlântica II Parque Eólico S.A., Atlântica IV Parque Eólico S.A. e Atlântica V Parque Eólico S.A. ("Complexo Eólico Atlântica") pela a CPFL Renováveis
Principais Condições do Negócio	Em janeiro de 2012, a CPFL Renováveis adquiriu, a totalidade do capital da Atlântica I Parque Eólico S.A., Atlântica II Parque Eólico S.A., Atlântica IV Parque Eólico S.A. e Atlântica V Parque Eólico S.A. ("Complexo Eólico Atlântica"), empresas 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, totalizando a potência instalada de 120 MW. A ANEEL aprovou a transferência do controle em 26 de março de 2012.

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

Sociedades Envolvidas	(i) CPFL Renováveis; (ii) Atlântica I Parque Eólico S.A. (iii) Atlântica II Parque Eólico S.A. (iv) Atlântica IV Parque Eólico S.A. (v) Atlântica V Parque Eólico S.A. (vi) Cobra Instalaciones Y Servicios S.A.
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 da Companhia	Não houve alteração em nosso quadro acionário.
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro acionário.

Evento	Adquisição, indireta, da totalidade do capital da SPE Lacenas Participações Ltda. pela a CPFL Renováveis
Principais Condições do Negócio	Em março de 2012, a CPFL Renováveis adquiriu, 100% dos ativos de co-geração de energia elétrica e vapor d'água da SPE Lacenas Participações Ltda., com potência instalada de 9,8 MW. A ANEEL aprovou a transferência do controle em 18 de outubro de 2012.
Sociedades Envolvidas	(i) CPFL Renováveis; (ii) SPE Lacenas Participações Ltda. (iii) Usina Açucareira Ester
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 da Companhia	Não houve alteração em nosso quadro acionário.
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro acionário.

Evento	Adquisição, indireta, da totalidade do capital da BVP S.A pela a CPFL Renováveis
---------------	-----------------------------------------------------------------------------------------

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

Principais Condições do Negócio	Em junho de 2012, a CPFL Renováveis adquiriu, a totalidade do capital da BVP S.A., controladora da sociedade Bons Ventos Geradora de Energia S.A., que detém autorização para explorar os os parques eólicos Taíba Albatroz, Bons Ventos, Enacel e Canoa Quebrada, com capacidade instalada de 157,5 MW. Estes parques estão localizados no estado do Ceará e se encontram em operação comercial plena, sendo que a totalidade da energia está contratada com a Eletrobrás por vinte anos, através do PROINFA. A ANEEL aprovou a transferência do controle em 19 de junho de 2012.
Sociedades Envolvidas	<ul style="list-style-type: none"> (i) CPFL Renováveis; (ii) BVP S.A. (iii) Bons Ventos Geradora de Energia S.A. (iv) Fundo de Investimento em Participações Brasil Energia (v) Servtec Investimentos e Participações Ltda. (vi) Fundo de Investimento em Participações Progresso
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 da Companhia	Não houve alteração em nosso quadro acionário.
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro acionário.

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

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

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

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

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

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

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 a partir de fontes convencionais e renováveis e desenvolve projetos de geração e (iii) comercializa energia elétrica e (vi) fornece serviços relacionados ao setor elétrico.

Somos uma das maiores distribuidoras de energia elétrica no Brasil, com base nos 40.645 GWh de energia elétrica que distribuímos para aproximadamente 7,2 milhões de consumidores em 2012. Em 2012, nossa capacidade instalada de geração foi de 2.961 MW¹. Também estamos envolvidos na construção de dois projetos de geração de energia de biomassa e 18 parques eólicos, por meio das quais esperamos aumentar nossa capacidade instalada para 3.327² MW, 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 2012, o valor total da energia elétrica vendida por nossas subsidiárias de comercialização foi 4.805 GWh e 10.179 GWh a afiliadas e partes não afiliadas, respectivamente.

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, expansão de nosso portfólio de geração por meio do desenvolvimento de novos projetos de geração de energia convencional e renovável e manutenção da nossa posição de líder de mercado em projetos de fontes de energia renovável.

Em 2011, nós nos tornamos a maior empresa de energia renovável do Brasil 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 2012, a nossa capacidade instalada aumentou para 2.961 MW, dos quais 2.234 MW foram gerados de forma convencional e 727 MW gerados através de fontes renováveis. Isso representou um aumento de 12,0% comparado a 2011, quando a nossa capacidade instalada era de 2.644 MW. Esse aumento foi devido a (i) aquisição do complexo eólico Bons Ventos, concluída em 19 de junho de 2012, (ii) o início das operações nas termoelétricas Bio Ipê e Bio Pedra em 17 de maio de 2012 e 31 de maio de 2012, respectivamente; (iii) a aquisição da usina termoelétrica Ester, concluída em 18 de outubro

¹ Considerando a participação da CPFL Energia em cada projeto.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

de 2012; (iv) o início das operações da usina solar Tanquinho em 27 de novembro de 2012; e (v) o início das operações da pequena central hidrelétrica Salto Góes em 28 de dezembro de 2012. Em janeiro de 2012, firmamos um Contrato de Compra e Venda para a aquisição de 100% das ações dos parques eólicos Atlântica I, Atlântica II, Atlântica IV e Atlântica V, que entrarão em operação em 2013. Concluímos a aquisição dos parques eólicos Atlântica em 23 de março de 2012. Ademais, os parques eólicos Santa Clara estão prontos para iniciar a geração de energia (embora a construção das linhas de transmissão ainda não esteja concluída). Temos obtido receita dos parques eólicos Santa Clara, conforme contratado através do "Leilão de Energia de Reserva de 2009" desde julho de 2012.

Até o final de 2013, quando é esperado que as usinas de energia termoelétricas a biomassa Coopcana e Alvorada e os parques eólicos Campo dos Ventos II, Macacos I e Atlântica se tornem totalmente operacionais, nossa capacidade instalada poderá alcançar 3.169 MW. Até o final de 2016, quando é esperado que os parques eólicos Campo dos Ventos I, III e V ("Complexo Campo dos Ventos") e o complexo São Benedito tornem-se operacionais, poderá alcançar 3.327 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 3.800 MW (do qual nossa participação é de 2,394 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 69,9% de nosso lucro líquido 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 programa Tauron, com o objetivo de obter um avanço importante com base em tecnologias de redes inteligentes que aumentam a nossa eficiência operacional, permitindo-nos controlar remotamente nossas operações e evitando deslocamento de pessoal. No âmbito do programa Tauron, nossos principais projetos relacionam-se à mobilidade, telemetria, autossolução de problemas, gestão de ativos e gestão de performance. Esperamos implementar totalmente o projeto Tauron até 2014.

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 27% 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 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

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

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

Nós pretendemos investir em inovação e tecnologia para melhorar a qualidade de nossas operações e nossa eficiência operacional, que são nossas eternas metas. As novas tecnologias que nós planejamos usar em nossos projetos Tauron poderão aumentar nossa eficiência operacional no futuro.

Além disso, procuramos promover o crescimento em cada um dos nossos segmentos de negócio: distribuição, fontes de geração convencionais, fontes de geração renováveis e comercialização 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 no 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 volume de chuva.

O mercado mostra sinais positivos de crescimento para 2013. Segundo projeções do relatório FOCUS, publicado em 04 de janeiro de 2013 pelo Banco Central, o PIB deve crescer 3,3% em 2013 e 3,8% em 2014, o que irá causar impacto no consumo de energia. Esse crescimento deverá ser sustentado, não somente pelo crescimento econômico individual e comercial (o aumento de salários, poder de compra do consumidor e disponibilidade de crédito), mas também pela recuperação da indústria de energia brasileira, que teve um crescimento modesto em 2012 resultante do cenário econômico internacional desfavorável.

Nosso segmento de geração tem mostrado altos níveis de crescimento nos últimos anos, com a aquisição e construção de novas usinas. Em 2011, a criação da CPFL Energias Renováveis marcou um importante momento para nós. Nós planejamos continuar a expandir as nossas atividades nos setores de geração, tanto de energia convencional como de energia renovável (eólica, pequenas hidrelétricas e usinas termoelétricas a biomassa). Atualmente buscamos esta estratégia através da CPFL Energias Renováveis, com uma capacidade instalada de 1.154 MW (da qual nossa participação é de 727 MW) e 582 MW em construção (da qual nossa participação é de 367 MW), assim como buscamos novos projetos.

Em 31 de dezembro de 2012, tivemos uma capacidade de produção instalada de 2.961 MW, que deverá alcançar 3.167 MW² até o final de 2013, após o início das operações das usinas termoelétricas Coopcana e Alvorada e dos parques eólicos Macaco I, Campo dos Ventos II e Atlântica. Em 2016, esperamos alcançar uma capacidade instalada de 3.327 MW, quando os

² Este número inclui quatro parques eólicos do complexo Bons Ventos cuja aquisição encontra-se sujeita a aprovação pela ANEEL e outras condições contratuais.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

parques eólicos Campos dos Ventos e São Benedito entrarem em operação. Nós também temos um portfólio de 3.800 MW (dos quais nossa participação é de 2.394 MW) a ser desenvolvido ao longo dos próximos anos através da CPFL Energias Renováveis. Além disso, nós continuaremos a buscar novos projetos no setor de energia convencional.

No segmento de comercialização e de serviços, o nosso principal objetivo é manter nossa posição de liderança, em termos de participação de mercado para garantir 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 o acúmulo de valor. Nós planejamos continuar no futuro, a fim de consolidar nossa posição forte no setor energético.

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 2012, nossas oito distribuidoras integralmente consolidadas entregaram 40.645 GWh de energia elétrica para aproximadamente 7,2 milhões de consumidores, principalmente nos Estados de São Paulo e Rio Grande do Sul.
- **Geração de energia convencional.** Em 31 de dezembro de 2012, tínhamos uma capacidade instalada de 2.234 MW. Ao longo de 2012, geramos um total de 7.697 GWh de energia elétrica e tivemos 9.949 GWh de energia assegurada, que é o 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 Termordeste e a Termoparaíba começaram suas operações com a capacidade instalada de 170,8 MW cada uma. Possuímos uma participação total de 52,75%¹ na Termonordeste e Termoparaíba, 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 92,5% da capacidade total de nossas pequenas centrais hidrelétricas como um todo, das quais: (i) 35 encontram-se em operação, com capacidade instalada total de 326 MW, localizadas nos Estados de São Paulo, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Minas Gerais e Mato Grosso. Além disso, possuímos 33 parques eólicos, dos quais (i) 15² encontram-se em operação, com capacidade instalada total de 555,5 MW, localizadas nos estados do Ceará e Rio Grande do Norte, e (ii) 18 encontram-se em construção, com uma capacidade instalada estimada de 482 MW, com operações programadas para começar entre 2013 e 2015. Também possuímos oito usinas termoeletricas a biomassa, das quais: (i) seis encontram-se em operação, com uma capacidade instalada total de 270 MW, localizadas nos estados de São Paulo e Rio Grande do Norte, e (ii) duas encontram-se em construção e com uma capacidade estimada de 100 MW, com operações programadas para começar em 2013. Fechamos 2012 com uma capacidade instalada total (*i.e.*, incluindo nosso segmento

¹ Nós adquirimos 51% das ações da EPASA em setembro de 2009. Entretanto, como resultado de uma diluição do capital social da EPASA em dezembro de 2011, nós agora detemos uma participação de 52,75%.

² Este número inclui os sete parques eólicos Santa Clara com capacidade instalada de 188 MW. Temos obtido receita dos parques eólicos Santa Clara, conforme contratado através do "Leilão de Energia de Reserva de 2009" desde julho de 2012. Embora a construção das linhas de transmissão ainda não esteja concluída, esses parques eólicos estão prontos para iniciar a geração de energia.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

convencional de geração de fontes) de 2.961 MW. Usaremos parte de nossa capacidade instalada aumentada para nossas próprias atividades de distribuição e comercialização

- **Comercialização.** Nossas subsidiárias de comercialização gerenciam nossas operações de comercialização e fornecem serviços de agenciamento para Consumidores Livres perante a CCEE e outros agentes, incluindo orientação sobre as exigências operacionais. A CPFL Brasil, nossa maior subsidiária de comercialização, obtém e vende energia elétrica a Consumidores Livres, outras empresas de comercialização, geradoras e distribuidoras. Em 2012, vendemos 15.029 GWh de energia elétrica, dos quais 10.179 GWh foram vendidos para partes não relacionadas.
- **Serviços.** Desde 1º de janeiro de 2012, divulgamos informações em relação a nossas atividades de prestação de serviços de forma segregada. Nossa subsidiária CPFL Serviços presta serviços relacionados com energia elétrica, como projetos de desenho e construção, para nossas partes afiliadas e não afiliadas.

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

2012	Receita líquida	Vendas entre sociedades parceiras	Venda total	% em relação Receita líquida
Distribuição	12.391.730	22.138	12.413.868	82,46%
Geração - fonte convencional	722.818	890.104	1.612.922	10,71%
Geração - fonte renovável	608.223	210.260	818.483	5,44%
Comercialização	1.284.069	602.332	1.886.401	12,53%
Serviços	46.855	124.968	171.823	1,14%
Outros (*)	1.452	-	1.452	0,01%
Eliminações	-	-1.849.802	-1.849.802	-12,29%
TOTAL	15.055.147	-	15.055.147	100,00%
2011	Receita líquida	Vendas entre sociedades parceiras	Venda total	% em relação Receita líquida
Distribuição	11.048.924	16.831	11.065.755	86,69%
Geração - fonte convencional	609.755	839.029	1.448.784	11,35%
Geração - fonte renovável	96.378	75.513	171.891	1,35%
Comercialização	946.499	623.556	1.570.055	12,30%
Serviços	61.281	74.572	135.853	1,06%
Outros (*)	1.191	-	1.191	0,01%
Eliminações	-	-1.629.501	-1.629.501	-12,77%

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

	-			
TOTAL	12.764.028	-	12.764.028	100,00%
2010	Receita líquida	Vendas entre sociedades parceiras	Venda total	% em relação Receita líquida
Distribuição	10.471.192	13.904	10.485.096	87,20%
Geração - fonte convencional	538.217	650.571	1.188.788	9,89%
Comercialização	1.012.525	766.922	1.779.447	14,80%
Outros (*)	1.795	-	1.795	0,01%
Eliminações	-	-1.431.397	-1.431.397	-11,90%
TOTAL	12.023.729	-	12.023.729	100,00%

(*) 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.

Segmentos:	2012		2011 ⁽¹⁾		2010 ⁽¹⁾	
	Lucro líquido	% em relação ao lucro líquido do emissor	Lucro líquido	% em relação ao lucro líquido do emissor	Lucro líquido	% em relação ao lucro líquido do emissor
Distribuição	878.489	69,9%	1.152.432	71,0%	1.223.424	75,8%
Geração - fonte convencional	346.430	27,6%	295.339	18,2%	257.183	15,9%
Geração - fonte renovável	8.011	0,6%	71.513	4,4%	-	0,0%
Comercialização	102.075	8,1%	147.802	9,1%	206.184	12,8%
Serviços	26.672	2,1%	12.031	0,7%	-	0,0%
Outros ⁽²⁾	-104.944	-8,4%	-54.843	-3,4%	-72.214	-4,5%
TOTAL	1.256.734	100,0%	1.624.273	100,0%	1.614.577	100,0%

⁽¹⁾ Contempla os efeitos descritos na nota explicativa 2.9, das Demonstrações Financeiras da CPFL Energia, ano base 2012.

⁽²⁾ 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

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

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 2012, 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 temos autorização para operar três usinas termelétricas, 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 fevereiro de 2012, concluímos a instalação de um sistema de rebaixamento nas unidades de geração da UHE Foz do Chapecó. Através desse sistema ajudamos o ONS a controlar a potência reativa na região. A ANEEL reembolsará nosso investimento na Foz do Chapecó em cinco anos, por meio do qual esperamos aumentar nossas receitas.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

As usinas termoeletricas Bio Ipê e Bio Pedra iniciaram suas operações em 17 de maio de 2012 e 31 de maio de 2012, respectivamente. Temos obtido receita dos parques eólicos Santa Clara, conforme contratado através do "Leilão de Energia de Reserva de 2009" desde julho de 2012. Embora a construção das linhas de transmissão ainda não esteja concluída, esses parques eólicos estão prontos para iniciar a geração de energia. Em 27 de novembro de 2012 e 28 de dezembro de 2012, a usina de energia solar Tanquinho e a pequena central hidrelétrica Santo Góes iniciaram as operações.

Em 2012, concluímos também a aquisição dos parques eólicos Atlântica e Bons Ventos e da usina termoeletrica Ester em março, junho e outubro, respectivamente.

Em dezembro de 2012, a CPFL Geração foi vencedora no leilão de transmissão de energia elétrica realizado em dezembro de 2012. A CPFL Geração obteve o direito de construir, manter e operar a subestação Piracicaba, localizada no estado de São Paulo, com capacidade instalada de 800 MVA, mais de 80.000m² de área e cerca de 5 km da subestação CPFL Paulista. A concessão é por um período de 30 anos. Embora a subestação Piracicaba seja um ativo de transmissão, ela atenderá a rede de distribuição da CPFL em Piracicaba. Nossa Receita Anual Permitida totaliza R\$8,87 milhões. Em 19 de dezembro de 2012, criamos a CPFL Transmissão Piracicaba para operar a Subestação Piracicaba.

Em 31 de dezembro de 2012, através das nossas subsidiárias CPFL Geração e CPFL Brasil, possuíamos participação de 63,00% 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. Na reunião de 8 de março de 2012, nosso Conselho de Administração aprovou que bancos de investimentos analisem a possibilidade de um IPO (*inicial public offering*) nas ações da CPFL Renováveis. Entretanto, em virtude das condições de mercado, em 4 de outubro de 2012, a CPFL Energias Renováveis protocolou junto à Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), um pedido para cancelamento do processo de registro da oferta pública pretendida. A CPFL Energias Renováveis, em 31 de dezembro de 2012, consistia de:

- 18 subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica através de 35 pequenas centrais hidrelétricas, das quais: (i) 35 são operacionais, com capacidade total instalada de 326,6 MW, localizadas nos Estados de São Paulo, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Minas Gerais e Mato Grosso;
- 33 subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica de fontes eólicas, das quais (i) quinze¹ encontram-se em operação, com capacidade instalada total de 555,5 MW, localizada no Estado do Ceará e Rio Grande do Norte, e (ii) 18 encontram-se em construção, com uma capacidade instalada estimada de 482 MW, com operações programadas para serem iniciadas entre 2013 e 2016;
- Oito subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica de biomassa, das quais (i) seis encontram-se em operação, com capacidade total instalada de 20 MW, localizadas nos Estados de São Paulo e Rio Grande do Norte e (ii) duas encontram-se em construção, com uma capacidade instalada estimada de 100 MW, com operações programadas para iniciar em 2013.

¹ Este número inclui os sete parques eólicos Santa Clara com capacidade instalada de 188 MW. Temos obtido receita dos parques eólicos Santa Clara, conforme contratado através do "Leilão de Energia de Reserva de 2009" desde julho de 2012. Embora a construção das linhas de transmissão ainda não esteja concluída, esses parques eólicos estão prontos para iniciar a geração de energia.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Em 27 de agosto de 2010, nossa primeira usina movida a bagaço de cana de açúcar iniciou suas operações, através da CPFL Bioenergia (unidades de geração de energia Baldin) com 45 MW de capacidade instalada. A CPFL Bio Formosa iniciou as operações em 2 de setembro de 2011, com capacidade instalada de 40 MW. CPFL Bio Buriti tornou-se operacional em 7 de outubro de 2011 com capacidade instalada de 50 MW. Bio Ipê iniciou suas operações em 17 de maio de 2012 com capacidade instalada de 25 MW. Bio Pedra iniciou suas operações em 31 de maio de 2012 com capacidade instalada de 70 MW. Concluímos a aquisição da Usina Termelétrica Ester em 18 de outubro de 2012. Ester tem uma capacidade instalada de 40MW.

- uma subsidiária envolvida na geração de energia elétrica de usina de energia solar, com capacidade instalada total de 1,1 MW, localizada no estado de São Paulo. Em 27 de novembro de 2012, a Usina Tanquinho iniciou as operações e estima-se que gere aproximadamente 1,6 GWh/ano.

Nós também possuímos 12 pequenas centrais hidrelétricas através da CPFL Geração e de algumas de nossas distribuidoras em 31 de dezembro de 2012.

Nossa capacidade instalada total de todas essas usinas era de 2.961 MW em 31 de dezembro de 2012. A maior parte da energia elétrica que produzimos provém de nossas usinas hidrelétricas. Geramos 10.570 GWh em 2012, 9.638 GWh em 2011, 9.142 GWh em 2010.

A pedido da ANEEL, em janeiro de 2013 concluímos a transferência da subestação e das linhas de transmissão exclusivas da Foz do Chapecó para a Rede Básica, reduzindo assim perdas regulatórias derivadas da energia assegurada das usinas de 1,61% para 0,29% e eliminando custos de manutenção. Esperamos reduzir nossos custos anualmente em aproximadamente R\$7 milhões.

Nós estamos atualmente envolvidos na construção das usinas de cogeração da Alvorada e Coopcana, e parques eólicos de Campo dos Ventos II, Macacos I, São Benedito, Atlântica e os complexos Campo dos Ventos. Estamos também atualmente envolvidos na reforma do complexo CERAN. Estamos instalando equipamentos para assegurar a livre circulação de água nas três usinas hidroelétricas aumentando assim sua disponibilidade. Esperamos concluir a reforma no complexo CERAN até 2014.

A tabela a seguir traz informações relativas às nossas instalações em operação em 31 de dezembro de 2012:

	Sociedade Holding	Partic.	Capacidade (MW)		Energia assegurada (GWh)		Entrada em Operação	Atualização da instalação	Concessão expira em
			Nossa parcela	TOTAL	Nossa parcela	TOTAL			
Usinas Hidrelétricas:									
<i>Serra da Mesa</i>	<i>CPFL Geração</i>	<i>51,54%</i>	<i>657,1</i>	<i>1.275,0</i>	<i>3.029,5</i>	<i>5.878,0</i>	<i>1998</i>		<i>2028⁽¹⁾</i>
<i>Monte Claro</i>	<i>CPFL Geração</i>	<i>65%</i>	<i>84,5</i>	<i>130,0</i>	<i>335,9</i>	<i>516,8</i>	<i>2004</i>		<i>2036</i>
<i>Barra Grande</i>	<i>CPFL Geração</i>	<i>25,01%</i>	<i>172,6</i>	<i>690,0</i>	<i>833,9</i>	<i>3.334,1</i>	<i>2005</i>		<i>2036</i>
<i>Campos Novos</i>	<i>CPFL Geração</i>	<i>48,72%</i>	<i>428,7</i>	<i>880,0</i>	<i>1.612,8</i>	<i>3.310,4</i>	<i>2007</i>		<i>2035</i>
<i>Castro Alves</i>	<i>CPFL Geração</i>	<i>65%</i>	<i>84,5</i>	<i>130,0</i>	<i>364,4</i>	<i>560,6</i>	<i>2008</i>		<i>2036</i>
<i>14 de Julho</i>	<i>CPFL Geração</i>	<i>65%</i>	<i>65,0</i>	<i>100,0</i>	<i>284,7</i>	<i>438,0</i>	<i>2008</i>		<i>2036</i>
<i>Luis Eduardo Magalhães</i>	<i>CPFL Jaguari Geração</i>	<i>6,93%</i>	<i>62,5</i>	<i>902,5</i>	<i>319,7</i>	<i>4.613,0</i>	<i>2001</i>		<i>2032</i>
<i>Foz do Chapecó</i>	<i>CPFL Geração</i>	<i>51%</i>	<i>436,1</i>	<i>855,0</i>	<i>1.930,0</i>	<i>3.784,3</i>	<i>2010</i>		<i>2036</i>
SUBTOTAL – Usinas Hidrelétricas			1.991,0		8.710,9				
Usinas Termoelétricas:									
<i>Carioba</i>	<i>CPFL Geração</i>	<i>100%</i>	<i>36,0</i>	<i>36,0</i>	<i>93,7</i>	<i>93,7</i>	<i>1954</i>		<i>2027</i>

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

EPASA									
Termonordeste	CPFL Geração	52,75%	90,1	170,8	572,1	1.084,5	2010		2042
Termoparaíba	CPFL Geração	52,75%	90,1	170,8	572,1	1.084,5	2011		2042
SUBTOTAL – Usinas									
Termoelétricas			216,2		1.237,8				
Fontes renováveis									
Pequenas Centrais Hidrelétricas									
Cariobinha	CPFL Geração	100%	1,3	1,3	-	-	1936	(2)	2027
Salto do Pinhal	CPFL Geração	100%	0,6	0,6	-	-	1911	(2)	2027
Ponte do Silva	CPFL Geração CPFL Sul	100%	0,1	0,1	-	-	1956	(3)	2027
Lavrinha	Paulista	100%	0,3	0,3	(4)	-	1947	(3)	
Macaco Branco	CPFL Jaguari	100%	2,4	2,4	(4)	-	1911	-	2042
Pinheirinho	CPFL Mococa CPFL Leste	100%	0,6	0,6	(4)	-	1911	(3)	
Rio do Peixe I	Paulista CPFL Leste	100%	3,1	3,1	(4)	-	1925	-	2042
Rio do Peixe II	Paulista CPFL Leste	100%	15,0	15,0	(4)	-	1998	-	2042
Santa Alice	Paulista CPFL Sul	100%	0,6	0,6	(4)	-	1907	(3)	
São José	Paulista	100%	0,8	0,8	(4)	-	1934	(3)	
São Sebastião	CPFL Mococa CPFL Sul	100%	0,7	0,7	(4)	-	1925	(3)	
Turvinho	Paulista	100%	0,8	0,8	(4)	-	1912	(3)	
Americana	CPFL Renováveis	63,00%	18,9	30,0	44,7	71,0	1949	2002	2027
Andorinhas	CPFL Renováveis	63,00%	0,3	0,5	2,3	3,7	1940		(3)
Buritís	CPFL Renováveis	63,00%	0,5	0,8	1,9	3,1	1922	-	2027
Capão Preto	CPFL Renováveis	63,00%	2,7	4,3	12,6	20,0	1911	2008	2027
Chibarro	CPFL Renováveis	63,00%	1,6	2,6	9,3	14,8	1912	2008	2027
Dourados	CPFL Renováveis	63,00%	6,8	10,8	38,6	61,2	1926	2002	2027
Eloy Chaves	CPFL Renováveis	63,00%	11,8	18,8	64,0	101,5	1954	1993	2027
Esmeril	CPFL Renováveis	63,00%	3,2	5,0	15,9	25,2	1912	2003	2027
Gavião Peixoto	CPFL Renováveis	63,00%	3,0	4,8	21,1	33,5	1913	2007	2027
Guaporé	CPFL Renováveis	63,00%	0,4	0,7	3,1	4,9	1950		(3)
Jaguari	CPFL Renováveis	63,00%	7,4	11,8	44,7	71,0	1917	2002	2027
Lençóis	CPFL Renováveis	63,00%	1,1	1,7	8,4	13,3	1917	1988	2027
Monjolinho	CPFL Renováveis	63,00%	0,4	0,6	1,5	2,5	1893	2003	2027
Pinhal	CPFL Renováveis	63,00%	4,3	6,8	20,4	32,4	1928	1993	2027
Pirapó	CPFL Renováveis	63,00%	0,4	0,8	3,2	5,1	1952	(3)	
Saltinho	CPFL Renováveis	63,00%	0,5	0,8	4,0	6,4	1950	(3)	
Salto Grande	CPFL Renováveis	63,00%	2,9	4,6	14,2	22,6	1912	2003	2027
Socorro	CPFL Renováveis	63,00%	0,6	1,0	3,0	4,7	1909	1994	2027
Santana	CPFL Renováveis	63,00%	2,7	4,3	14,5	23,0	1951	2002	2027
Três Saltos	CPFL Renováveis	63,00%	0,4	0,6	3,0	4,7	1928	-	2027
São Joaquim	CPFL Renováveis	63,00%	5,1	8,1	28,0	44,5	1911	2002	2027
Diamante	CPFL Renováveis	63,00%	2,6	4,2	8,8	14,0	2005	-	2019
Santa Luzia	CPFL Renováveis	63,00%	18,0	28,5	101,7	161,4	2007	-	2037
Arvoredo	CPFL Renováveis	63,00%	8,2	13,0	42,9	68,1	2010	-	-
Alto Irani	CPFL Renováveis	63,00%	13,2	21,0	75,6	120,0	2008	-	2032
Plano Alto	CPFL Renováveis	63,00%	10,1	16,0	56,7	90,0	2008	-	2032
Barra da Paciência	CPFL Renováveis	63,00%	14,5	23,0	75,1	119,1	2011	-	2029

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

<i>Cocais Grande</i>	CPFL Renováveis	63,00%	6,3	10,0	28,3	44,9	2009	-	2029
<i>Corrente Grande</i>	CPFL Renováveis	63,00%	8,8	14,0	44,9	71,3	2011	-	2030
<i>Ninho da Águia</i>	CPFL Renováveis	63,00%	6,3	10,0	35,9	56,9	2011	-	2029
<i>Paíol</i>	CPFL Renováveis	63,00%	12,6	20,0	60,8	96,5	2010	-	2032
<i>São Gonçalo</i>	CPFL Renováveis	63,00%	6,9	11,0	41,9	66,6	2010	-	2030
<i>Varginha</i>	CPFL Renováveis	63,00%	5,7	9,0	29,7	47,2	2010	-	2029
<i>Várzea Alegre</i>	CPFL Renováveis	63,00%	4,7	7,5	26,9	42,7	2011	-	2029
<i>Salto Góes</i>	CPFL Renováveis	63,00%	12,6	20,0	61,3	97,2	2012		2043
Subtotal – Pequenas Centrais Hidrelétricas:			231,0	352,9	1.048,9				
Usinas									
Termoelétricas a									
Biomassa:									
<i>Baldin (CPFL Bioenergia)</i>	CPFL Renováveis	63,00%	28,4	45,0	70,6	112,41	2010	-	2039
<i>Bio Buriti</i>	CPFL Renováveis	63,00%	31,5	50,0	116,0	184,1	2011	-	2040
<i>Bio Formosa</i>	CPFL Renováveis	63,00%	25,2	40,0	88,5	140,4	2011	-	2032
<i>Bio Ipê</i>	CPFL Renováveis	63,00%	15,8	25,0	45,2	71,7	2012		2041
<i>Bio Pedra</i>	CPFL Renováveis	63,00%	44,1	70,0	134,7	213,7	2012		2047
<i>Bio Ester</i>	CPFL Renováveis	63,00%	25,2	40,0	56,3	89,4	2012		2045
Subtotal – Pequenas Centrais Hidrelétricas			170,2	270,0	511,3	811,6			
Parques Eólicos									
<i>Praia Formosa</i>	CPFL Renováveis	63,00%	66,2	105,0	165,0	252,6	2009	-	2033
<i>Icarazinho</i>	CPFL Renováveis	63,00%	34,4	54,6	56,8	266,2	2009	-	2033
<i>Choró</i>	CPFL Renováveis	63,00%	15,9	25,2	69,0	64,6	2009	-	2033
<i>Paracuru</i>	CPFL Renováveis	63,00%	15,9	25,2	144,6	110,2	2008	-	2036
<i>Taiba</i>	CPFL Renováveis	63,00%	10,6	16,8	37,0	58,8	2008		2032
<i>Bons Ventos</i>	CPFL Renováveis	63,00%	31,8	50,4	117,3	186,2	2010		2033
<i>Canoa Quebrada</i>	CPFL Renováveis	63,00%	37,0	58,8	132,9	210,9	2010		2032
<i>Enacel</i>	CPFL Renováveis	63,00%	19,8	31,5	73,4	116,5	2010		2032
<i>Santa Clara I</i>	CPFL Renováveis	63,00%	18,9	30,0	75,6	120,0	2011		2045
<i>Santa Clara II</i>	CPFL Renováveis	63,00%	18,9	30,0	70,1	111,3	2011		2045
<i>Santa Clara III</i>	CPFL Renováveis	63,00%	18,9	30,0	69,0	109,5	2011		2045
<i>Santa Clara IV</i>	CPFL Renováveis	63,00%	18,9	30,0	67,9	107,7	2011		2045
<i>Santa Clara V</i>	CPFL Renováveis	63,00%	18,9	30,0	68,4	108,6	2011		2045
<i>Santa Clara VI</i>	CPFL Renováveis	63,00%	18,9	30,0	67,3	106,9	2011		2045
<i>Eurus</i>	CPFL Renováveis	63,00%	5,0	8,0	17,1	27,2	2011		2045
Subtotal – Parques Eólicos			350,0	555,5	1.231,4	1.957,2			
Usina de Energia Solar									
<i>Tanquinho</i>	CPFL Renováveis	63,00%	0,7	1,1	1,0	1,7	2012		
Subtotal – Usina de Energia Solar			0,7	1,1	1,0	1,7			
TOTAL (nossa parcela apenas)			2.961,0		12.741,4				

- (1) Furnas detém a concessão da Serra da Mesa. Temos o direito contratual a 51,54% da energia assegurada desta usina, nos termos do contrato de arrendamento de 30 anos, com vencimento em 2028.
- (2) Usinas inativas.
- (3) 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 processos de concessão ou autorização para a operação.
- (4) 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 centrais hidrelétricas e estamos aguardando a aprovação do MME e da ANEEL.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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. Em 27 de abril de 2012, o MME publicou a Portaria nº 262 prorrogando o prazo de concessão para Serra da Mesa até 12 de novembro de 2039.

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 Desenviv (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 (quando a terceira unidade de geração iniciou as operações), 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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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. 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 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).

USINAS TERMOELÉTRICAS

Nós temos autorização para operar três usinas termoeletricas. 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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 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 Termonordeste entrou em operação em 24 de dezembro de 2010, e a Termoparaíba em 13 de janeiro de 2011. A partir de outubro de 2012, o ONS nos solicitou o acionamento dessas usinas para manter os níveis de fornecimento de energia elétrica em razão do período de baixa precipitação. No entanto, devido ao baixo desenvolvimento e à demanda excessiva, identificamos dificuldades operacionais em relação a essas usinas, o que nos levou a declarar a inviabilidade delas em determinadas ocasiões.

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 recomendou ao MME o encerramento da concessão da Carioba. O MME está analisando o pedido.

PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

Operamos 47 pequenas centrais hidrelétricas, das quais 35 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 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 de 2004 a 2006, 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 o controle, supervisão e operação remotamente. Desde nossa aquisição da CPFL Renováveis estabelecemos um centro de operação para o gerenciamento e monitoramento de nossas PCHs na cidade de São Paulo (no estado de São Paulo) e na cidade de Fortaleza (no estado do Ceará). Estabelecemos também um centro de operações para gerenciar e monitorar nossos parques eólicos, fazendo com que todo o ciclo de produção das PCHs seja atualmente controlado remotamente, em tempo real.

USINAS TERMOELÉTRICAS A BIOMASSA (CPFL Renováveis)

CPFL Bioenergia. Em parceria com a Baldin, construímos uma usina de cogeração na cidade de Pirassununga, no Estado de São Paulo. A construção iniciou-se em outubro de 2008 e a usina entrou em operação em 27 de agosto de 2010. Esta usina de cogeração 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. 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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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. A CPFL Bio Buriti possui um contrato de compra e venda de energia de longo prazo ("PPA") associado em vigor até 2030.

CPFL Bio Ipê. Em 23 de março de 2010, a CPFL Bio Ipê (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 biomassa. A construção da CPFL Bio Ipê começou em dezembro de 2010 e a usina iniciou as operações em 17 de maio de 2012. A capacidade instalada desta usina é de 25 MW. A CPFL Bio Ipê possui contrato de compra e venda de energia de longo prazo ("PPA") associado em vigor até 2032.

CPFL 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. Bio Pedra iniciou as operações em 31 de maio de 2012 com uma capacidade instalada de 70 MW. A energia elétrica da Bio Pedra foi vendida em um leilão em 2010, por meio de CCEARs em vigor até 2027.

CPFL Bio Ester. Em 9 de março de 2012, através de nossa controlada CPFL Energias Renováveis, celebramos um contrato para a compra de 100% dos ativos de geração de energia elétrica e sistema de cogeração hidrelétrica da SPE Lacenas Participações Ltda., uma subsidiária da Usina Açucareira Ester ("Usina Ester"). A Usina Ester possui uma autorização da ANEEL para explorar energia elétrica através da biomassa (cana de açúcar), com capacidade instalada de 40,0 MW. Essas usinas de cogeração, localizadas na cidade de Cosmópolis, no Estado de São Paulo, estão em operação. A aquisição foi concluída em 18 de outubro de 2012. A CPFL Bio Ester possui contrato de compra e venda de energia de longo prazo ("PPA") associado em vigor até 2025.

Usina de Energia Solar (CPFL Renováveis)

Tanquinho. A usina de energia solar Tanquinho, no estado de São Paulo, iniciou as operações em 27 de novembro de 2012, com uma capacidade instalada de 1.1 MWp. Esperamos que Tanquinho gere aproximadamente 1.6 GWh ao ano.

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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 Eletrobras, nos termos do Programa Proinfa, para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. A aquisição do parque eólico Taíba Albatroz foi concluída em 19 de junho de 2012.

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 Eletrobras, nos termos do Programa Proinfa, para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. A aquisição do parque eólico Bons Ventos foi concluída em 19 de junho de 2012.

Enacel: O parque eólico Enacel, no Estado do Ceará, possui uma capacidade instalada de 31,5 MW e um acordo de associação com a Eletrobras, nos termos do Programa Proinfa, para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. A aquisição do parque eólico Enacel foi concluída em 19 de junho de 2012.

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 Eletrobras, nos termos do Programa Proinfa, para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. A aquisição do parque eólico Canoa Quebrada foi concluída em 19 de junho de 2012.

Complexo de Santa Clara: O Complexo de Santa Clara, no estado do Rio Grande do Norte, composto por sete parques eólicos com uma capacidade instalada de 188 MW e um PPA associado em vigor até 2032. Temos obtido receita dos parques eólicos Santa Clara, conforme contratado através do "Leilão de Energia de Reserva de 2009" desde julho de 2012. Embora a construção das linhas de transmissão ainda não esteja concluída os parques eólicos Santa Clara estão prontos para iniciar a geração de energia.

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 cogeração Alvorada e Coopcana e os parques eólicos Campo dos Ventos II, Macacos I, São Benedito, Atlântica e complexo Campo dos Ventos, que juntos terão uma capacidade instalada de 582 MW (nossa parte será 367 MW). Até o fim de 2016, esperamos que 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 31 de dezembro de 2012:

	Capacidade Instalada Estimada (MW)	Energia Assegurada a Estimada (GWh/ano)	Início da Construção	Início Esperado das Operações	Nossa Participação (%)	Capacidade Instalada Estimada Disponível*	Energia Assegurada Estimada Disponível para nós* (GWh/ano)
Usinas em desenvolvimento							
Termoelétrica a biomassa							
Termoelétrica Alvorada	50	157,7	Fevereiro de 2012	3T2013	63,00	31	99,3
Termoelétrica Coopcana	50	157,7	Fevereiro de 2012	3T2013	63,00	31	99,3
Subtotal	100	315,4				62	198,6

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Parques Eólicos							
Parque Eólico Campo dos Ventos II ⁽¹⁾	30	131,4	2012	3T2013	63,00	19	82,8
Parques Eólicos Campo dos Ventos (3 sociedades) ⁽²⁾	82	352,2	2012	3T2016	63,00	52	221,9
Parques Eólicos Macacos I (4 sociedades) ⁽³⁾	78	328,5	Novembro de 2010	3T2013	63,00	49	207,0
Parques Eólicos São Benedito (6 sociedades) ⁽⁴⁾	172	779,6	2012	3T2016	63,00	108	491,2
Parques Eólicos Atlântica (4 sociedades) ⁽⁵⁾	120	461,7	2012	3T2013	63,00	76	290,8
Subtotal	482	2.053,4				304	1.293,7
TOTAL	582	2.368,8				366	1.492,3

(1) Campo dos Ventos II.

(2) Campo dos Ventos I, III, V.

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

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

(5) Atlântica I, II, IV e V.

USINAS TERMOELÉTRICAS A BIOMASSA

Projeto Alvorada. A construção da CPFL Bio Alvorada se iniciou 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. Este projeto possui um PPA associado em vigor até 2032.

Projeto Coopcana. A construção da CPFL Bio Coopcana se iniciou 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. Este projeto possui um PPA associado em vigor até 2033.

PARQUES EÓLICOS

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. Este parque eólico terá uma capacidade instalada de 30 MW e energia assegurada de 131,4 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 Campo dos Ventos. Em 2010, a CPFL Geração adquiriu os parques eólicos Campo dos Ventos I, III, V. O início das operações está programado para o segundo semestre de 2016. Esses parques eólicos terão capacidade instalada de 82 MW e energia assegurada de 352,2 GWh. Esse projeto possui um PPA associado 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 328,5 GWh. A construção desses parques eólicos já foi iniciada e as operações estão programadas para começar no segundo semestre de 2013. 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, São Domingos, Ventos do São Martinho e Santa Úrsula, que possuem uma capacidade total instalada de 172 MW e energia

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

assegurada total de 779,6 GWh. As operações estão programadas para iniciar no segundo semestre de 2016. 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. 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 Companhia é uma das maiores distribuidoras de energia elétrica do Brasil, com base na quantidade de energia elétrica que distribuimos em 2012. Juntas, nossas oito subsidiárias distribuidoras fornecem energia elétrica para uma região que abrange 175.237 quilômetros quadrados predominantemente nos Estados de São Paulo e do Rio Grande do Sul. Suas áreas de concessão incluem 559 municípios e uma população de aproximadamente 18 milhões de pessoas. Juntas, elas forneceram energia elétrica para aproximadamente 7,2 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2012. Nossas oito subsidiárias distribuíam aproximadamente 13% do total da energia elétrica distribuída no Brasil, baseada nos dados disponibilizados pela EPE (Empresa de Pesquisas Energéticas).

Temos oito distribuidoras de energia elétrica:

- **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 9,5 milhões de pessoas. Sua área de concessão cobre 234² municípios, incluindo as cidades de Campinas, Bauru, Ribeirão Preto, São José do Rio Preto, Araraquara e Piracicaba. A CPFL Paulista tinha aproximadamente 3,9 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2012. Em 2012, a CPFL Paulista distribuiu 21.521 GWh de energia elétrica, respondendo por aproximadamente 22,0% do total da energia elétrica distribuída no Estado de São Paulo e 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 3,8 milhões de pessoas. Sua área de concessão abrange 27⁶ municípios, inclusive as cidades de Santos, Sorocaba e Jundiaí. A CPFL Piratininga tinha aproximadamente 1,5 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2012. Em 2012, a CPFL Piratininga distribuiu 9.156 GWh de energia elétrica, representando aproximadamente 11,4% do total da energia elétrica distribuída no Estado de São Paulo e 3,4% 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 253⁶ municípios, incluindo as cidades de Caxias do Sul e Gravataí. A RGE tinha aproximadamente 1,4 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2012. Em 2012, a RGE distribuiu 7.690 GWh de energia elétrica (6.533 GWh distribuídos a Consumidores Finais e 1.557 GWh distribuídos

² Estes números consideram apenas as municipalidades dentro da área de cada subsidiária. Favor notar que também servimos consumidores em municipalidades dentro da área de concessão de outra concessionária, que, por alguma razão, não são atendidos por tal concessionária.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

principalmente a pequenas concessionárias e pequenas cooperativas de eletrificação rural), que respondem por aproximadamente 33,8% do total da energia elétrica distribuída no Estado do Rio Grande do Sul e 2,1% do total da energia elétrica distribuída no Brasil, durante este 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 24⁶ municípios da região noroeste do Estado de São Paulo e três⁶ municípios do Estado do Paraná. Em 2012, a CPFL Santa Cruz distribuiu 1.004 GWh de energia elétrica para aproximadamente 191.071 consumidores, que respondem por aproximadamente 0,8% do total da energia elétrica distribuída no Estado de São Paulo e 0,2% do total da energia elétrica distribuída no Brasil, durante este período.
- **CPFL Jaguari.** A Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Jaguari") distribui energia elétrica para uma área que abrange 252 quilômetros quadrados, que inclui dois⁶ municípios do Estado de São Paulo. Em 2012, a CPFL Jaguari distribuiu 442 GWh de energia elétrica para aproximadamente 34.972 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 um⁶ município do Estado de São Paulo e três⁶ municípios do Estado de Minas Gerais. Em 2012, a CPFL Mococa distribuiu 202 GWh de energia elétrica para aproximadamente 42.872 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 sete⁶ municípios do Estado de São Paulo. Em 2012, a CPFL Leste Paulista distribuiu 266 GWh de energia elétrica para aproximadamente 53.202 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 cinco⁶ municípios do Estado de São Paulo. Em 2012, a CPFL Sul Paulista distribuiu 365 GWh de energia elétrica para aproximadamente 77.505 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").

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).

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Em 31 de dezembro de 2012, nossas Redes de Distribuição consistiam em 235.498 quilômetros de linhas de distribuição incluindo 327.455 transformadores de distribuição. Nossas oito distribuidoras tinham 9.644 km de linhas de distribuição de alta tensão entre 34,5 kV e 138 kV. Naquela data, detínhamos 446 subestações transformadoras de alta tensão para média tensão para subsequente distribuição, com capacidade total de transformação de 13.650 megavolt *amperes*. Entre os consumidores industriais e comerciais em nossa área de concessão, 308 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 2011, 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. Foram realizadas 332.777 inspeções em 2012, o que acreditamos ter conduzido a uma recuperação de recebíveis estimada em mais de R\$42,1 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 2012 e 2011:

	Ano terminado em 31 de dezembro de 2012							
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Jaguari	CPFL Mococa	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista
FEC ¹	5,37	4,24	8,94	5,83	4,66	5,69	6,57	9,10
DEC ²	7,48	5,66	14,61	5,28	4,49	5,83	8,26	10,8

	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

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

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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 com os dados de 2011 da ABRADÉE, 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. Entretanto, estes indicadores de duração e frequência estão abaixo da média nacional.

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 2011, 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 2012, investimos um total de R\$1.403 milhões em melhorias em (i) logística de nossas operações, (ii) nossos sistemas, e (iii) nossa infraestrutura para dar suporte às operações, através de nossos diferentes segmentos de negócio. Esperamos investir um adicional de R\$1.033 milhões para tais finalidades em 2013.

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. Alguns descontos estão disponíveis dependendo da classificação do consumidor, nível tarifário ou ambiente de negociação (Consumidores Livres e geradoras). Os consumidores do Grupo B pagam tarifas maiores. As tarifas no Grupo B variam por tipos de consumidor (residencial, rural, outras categorias e iluminação pública). 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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

elétrica. As tarifas que cobramos pelas vendas de energia elétrica aos Consumidores Finais são determinadas segundo nossos contratos de concessão e regras ratificadas 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 de Referência.

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 no horário do dia em que a energia elétrica é fornecida. Os consumidores podem 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: TUSD e cobrança pelo consumo de energia. A TUSD, expressa em Reais por kW, tem por base (i) a potência firme contratada ou (ii) a potência efetivamente utilizada. 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 poderão optar pela compra de energia no Mercado Livre/Ambiente de Contratação Livre nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico (consulte "O Setor Elétrico Brasileiro" no item 7.9 deste Formulário de Referência).

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 numa demanda e cobrança pelo consumo de energia, ambas cobradas em R\$/MWh.

As tabelas a seguir contêm informações relativas à média de nossos preços de fornecimento para cada categoria de consumidor em 2012 e 2011. Estes preços incluem tributos (ICMS, PIS e COFINS) e são calculados com base em nossas vendas e na quantidade de energia elétrica vendida em 2012 e 2011.

Ano findo em 31 de dezembro de 2012								
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Mococa
	(R\$/MWh)							
Residencial	435,92	421,82	574,07	499,93	517,27	484,53	408,83	561,97
Industrial	337,54	323,62	387,23	369,94	405,36	342,09	287,36	366,44
Comercial	362,04	369,08	542,93	445,90	481,60	441,20	366,92	467,04
Rural	201,74	230,32	286,14	238,51	265,33	252,28	215,05	270,56
Outros	268,94	263,54	212,53	199,61	343,06	313,66	263,45	322,24
Total								
Vendas/ quantidade Vendida	364,69	364,89	416,12	367,08	407,33	393,87	313,75	423,06

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								

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 beneficiarem 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 30 KW até 220 KW por mês. Um outro benefício concedido a esses consumidores residenciais é o de que eles não necessitam pagar a tarifa do programa PROINFA ou qualquer tarifa extraordinária aprovada pela ANEEL.

TUSD. De acordo com as leis e regulações aplicáveis, somos obrigados a permitir que consumidores de outras concessionárias usem nossos sistemas de distribuição de alta tensão, inclusive pelos Consumidores Livres em nossas áreas de concessão de distribuição que são abastecidos por outros distribuidores. Todos os nossos consumidores devem pagar também uma taxa pelo uso de nossa rede (TUSD). Em 2012, as receitas de tarifas pelo uso de nossa rede por Consumidores Livres totalizaram R\$1.412 milhões. A tarifa média pelo uso de nossa rede foi de R\$89,07/MWh e R\$90,03/MWh em 2012 e 2011, respectivamente, incluindo a TUSD que cobramos de outras distribuidoras conectadas às nossas Redes de Distribuição.

Procedimentos de Faturamento

O procedimento que utilizamos para faturamento e pagamento da energia elétrica fornecida aos nossos consumidores é determinado por categorias de consumidor e de tarifas. 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 varia de um a três meses, de acordo com a legislação em vigor. As faturas são emitidas 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 até cinco dias úteis a contar da data da apresentação 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 poderá ser suspenso. Também podemos tomar outras medidas, tais como a inclusão dos consumidores nas listas 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 o recebimento da fatura. Na hipótese de inadimplência, uma notificação é enviada ao consumidor inadimplente em até quatro dias úteis, 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 ao consumidor é interrompido.

De acordo com os dados de 2011 disponibilizados pela ABRADÉE, o percentual de consumidores inadimplentes das nossas três maiores distribuidoras são favoravelmente comparáveis à média de outras principais distribuidoras brasileiras de energia elétrica. Para este fim, os consumidores inadimplentes são aqueles cujas faturas estão de um e 90 dias em atraso. Faturas em atraso por mais de 90 dias são consideradas não recuperáveis.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 2012, nossas centrais de atendimento atenderam aproximadamente 12,0 milhões de chamadas. Também prestamos serviço de atendimento ao consumidor por meio de nosso *website* na Internet, que processou aproximadamente 12,3 milhões de solicitações de consumidores em 2012, e através de nossas filiais as quais atenderam aproximadamente 3,2 milhões de solicitações de consumidores em 2012. 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;
- 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; e
- prestação de serviços de agenciamento aos Consumidores Livres e Geradoras de Energia perante a CCEE e outras agências como, por exemplo, orientação sobre suas exigências operacionais.

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. A possibilidade de vender energia elétrica a partes relacionadas foi eliminada nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, com 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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Por intermédio da CPFL Serviços oferecemos aos nossos consumidores uma ampla gama de serviços relacionados à energia elétrica. Esses serviços são projetados 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:

- **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 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.
- **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 Auto-produção:** Oferecido pela CPFL Serviços através da produção alternativa de energia elétrica. Os sistemas de autoprodução consistem em alternativas para produção de energia elétrica, proporcionando maior segurança no suprimento energético, diversificação de insumos e redução de custos. Contamos com geradores (Diesel e Gás Natural) que atuam no horário de pico, reduzindo os custos de eletricidade para nossos clientes. Com a cogeração (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, bem como geração de energia solar distribuída.
- **Recuperação de Equipamentos:** A CPFL Serviços tem experiência 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.
- **CPFL Atende:** CPFL Atende é uma Empresa de Relacionamento com Clientes e Centro de Contato criada para prestar serviços tanto para as empresas do nosso grupo como para outras empresas. Entre os serviços oferecidos estão: Atendimento presencial (face a face com seus clientes), Back Office, Recuperação de Créditos, Serviço de Atendimento ao Consumidor (SAC), Ouvidoria, Service Desk e Vendas.
- **CPFL Total:** CPFL Total é uma empresa de cobrança e repasse de empréstimo com uma rede autorizada que oferece serviços como recebimento de conta de água, energia elétrica, telefone, boletos bancários, faturas de TV a cabo. É também possível emitir a 2ª via das faturas de contas de energia, alterar preferências de faturamento e recarga de telefones celulares. Para Clientes Comerciais, a CPFL Total oferece o "Serviço em Conta", que possibilita cobrar por produtos e serviços nas faturas da conta de energia.
- **CPFL Nect:** CPFL Nect é uma empresa criada para fornecer serviços administrativos de natureza transacional, tais como recursos humanos, compras e logística de materiais, manutenção e operação de sistemas de TI e infraestrutura administrativa para as empresas do nosso grupo. Visa padronizar processos e ganhos de produtividade.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 26 de nossas demonstrações financeiras auditadas e consolidadas para um detalhamento de nossas vendas por categoria.

- *Consumidores industriais.* As vendas para consumidores industriais finais corresponderam por 25,7% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2012.
- *Consumidores residenciais.* As vendas para consumidores residenciais finais corresponderam por 41,7% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2012.
- *Consumidores comerciais.* As vendas para consumidores comerciais finais, que incluem as empresas prestadoras de serviços, universidades e hospitais, corresponderam por 21,3% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2012.
- *Consumidores rurais.* As vendas para consumidores rurais corresponderam por 3,1% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2012.
- *Outros consumidores.* As vendas para os demais consumidores, que incluem serviços públicos, tais como iluminação pública, corresponderam por 8,2% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2012.

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 legislação brasileira e nossos contratos de concessão, todas as nossas autorizações e concessões hidroelétricas e para distribuição 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 ou exploração de energia hidroelétrica 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. O Governo Federal 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 2012, 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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 consequentemente dos negócios da Companhia. 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 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;

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 2012, 11,2% do total de energia elétrica adquirida por nossas distribuidoras foi adquirida de nossas subsidiárias de geração.

Em 2012, compramos 10.781 GWh de energia elétrica da Usina Hidrelétrica de Itaipu, chegando a 17,9% 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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

parte da energia elétrica que o Brasil é obrigado a comprar de Itaipu. As quantidades que essas empresas estão obrigadas a comprar são regidos por contratos *take-or-pay*, com tarifas estabelecidas em dólares norte-americanos 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 norte-americanos, 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 2012, pagamos uma média de R\$104,98 por MWh para as compras de energia elétrica de Itaipu, em comparação com R\$89,68 durante 2011 e R\$93,23 durante 2010. Esses números não incluem a taxa de transmissão.

Compramos 49.471 GWh de energia elétrica em 2012 de outras empresas geradoras que não Itaipu, o que representa 82,1% do total da energia elétrica que adquirimos. Pagamos uma média de R\$113,95/MWh para compras de energia elétrica de empresas geradoras que não são a Itaipu, comparado com R\$110,73/MWh em 2011 e R\$109,47/MWh em 2010. 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 deste Formulário de Referência.

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		
	2012	2011	2010
	(em GWh)		
Energia comprada para revenda:			
Itaipu Binacional.....	10.781	10.855	10.835
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	8.656	5.002	3.373
PROINFA.....	1.070	1.032	1.133
Energia adquirida no Ambiente de Contratação Livre e por meio de contratos bilaterais	39.745	33.964	37.043
Total	60.252	50.853	52.384

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.

Em 2013, todas as companhias distribuidoras do Brasil compraram energia elétrica de produtores de energia cujas concessões foram renovadas nos termos da Lei n. 12.783/13. As tarifas e valores de energia elétrica a ser adquirida por cada companhia distribuidora, bem como as disposições dos contratos aplicáveis entre companhias distribuidoras e produtores de energia, serão definidos pela ANEEL. Nossa expectativa é que as tarifas de aquisição de energia elétrica pelos distribuidores sejam inferiores aos atuais preços médios da energia elétrica.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Tarifas de Transmissão. Em 2012, pagamos um total de R\$1.574 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.

ii.eventual dependência de poucos fornecedores;

Para nossas subsidiárias de distribuição, Itaipu Binacional é o maior fornecedor de energia elétrica, conforme detalhado no item anterior.

Para nossas subsidiárias de geração termelétrica, há dependência de um único fornecedor para combustíveis fósseis.

iii.eventual volatilidade em seus preços.

A volatilidade no preço da energia elétrica adquirida é, geralmente, causada por flutuações de carga, causas hidrológicas, falha de equipamentos e variação do preço do combustível.

No curto prazo, a baixa volatilidade é devida aos grandes reservatórios existentes, cuja capacidade permite facilmente a transferência de energia de horários fora da ponta, para horários na ponta.

Já no médio prazo, a volatilidade é mais expressiva e ocorre porque sistemas hidrelétricos são projetados para garantir o atendimento da demanda sob condições hidrológicas adversas, o que ocorre com baixa frequência, ou seja, na maior parte do tempo há excedente temporário de energia, o que resulta em preços baixos. Por outro lado, se um período de seca ocorre, o preço pode crescer drasticamente e até alcançar o custo de racionamento, como em 2010. Basicamente, esta alta acentuada do preço em situações de secas ocorre pela necessidade de despachar térmicas para atender a demanda e evitar o esvaziamento "total" dos reservatórios do sistema.

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

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

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

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

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

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

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, Permissões 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. 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.

Concessões

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. Conforme disposto na Lei nº 12.767 de 27 de dezembro de 2012, o poder concedente poderá intervir na concessão, por meio da ANEEL, com o fim de

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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, a ANEEL deverá iniciar um procedimento administrativo no qual é assegurado à concessionária direito de contestar a intervenção. Durante o prazo do procedimento administrativo, um interventor ficará responsável pela prestação dos serviços objeto da concessão. O procedimento administrativo deverá ser concluído em um ano (que poderá ser prorrogado por mais dois anos). Para que a intervenção cesse e a concessão volte à concessionária, será necessário que o acionista da concessionária apresente um plano de recuperação detalhado à ANEEL e corrija as irregularidades identificadas pela ANEEL.

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 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. As regulações da ANEEL regem a imposição de sanções aos participantes do setor elétrico e classificam 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 imposto sobre valor agregado e imposto sobre serviços) das concessionárias verificada no período de 12 meses que anteceder qualquer auto de infração. As 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 concessão. 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

No setor elétrico brasileiro, o instituto das permissões possui um uso muito restrito. As permissões são concedidas a cooperativas rurais de geração de energia, que fornecem energia aos seus membros e ocasionalmente a consumidores que não fazem parte da cooperativa, em áreas

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

normalmente não atendidas por grandes distribuidoras. As permissões representam uma parcela irrelevante da matriz de energia brasileira.

Autorizações

Autorizações são um ato unilateral e discricionário realizado pela autoridade concedente. 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 e autogeradores detêm uma autorização ao contrário de uma concessão. Produtores de Energia Independentes e autogeradores 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 Produtor de Energia Independente ou autogerador 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 à aprovação prévia da ANEEL em caso de alteração de controle. Além disso, a rescisão da autorização dá o direito à empresa autorizada à indenização por parte da autoridade concedente pelos danos incorridos.

Um Produtor de Energia Independente pode vender parte ou a totalidade da sua produção para clientes por sua própria conta e risco. O autogerador pode vender ou negociar qualquer energia excedente, a qual é incapaz de consumir, mediante autorização específica da ANEEL. Aos Produtores de Energia Independentes e autogeradores não são concedidos os direitos de monopólio e não estão sujeitos a controles de preços, com exceção de casos específicos. Os Produtores de Energia Independentes competem com os serviços públicos e entre si por maiores clientes, grupos de clientes das empresas de distribuição ou qualquer cliente não atendido por uma concessionária.

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 (incluindo diretores e empregados de empresas que cometam crimes ambientais) podem incluir prisão.

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

As questões ambientais relativas à construção de novas unidades geradoras de energia elétrica exigem consideração especial. Por essa razão, a CPFL Geração administra tais questões a fim de assegurar que as 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. Nossos comitês ambientais estão em constante interação com órgãos governamentais, de modo a garantir o cumprimento ambiental e a futura geração de energia elétrica. Além disso, ajudamos programas de comunidades locais que realocam famílias rurais de assentamentos coletivos e proveem 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 em conformidade com a norma ISO 14.001, que foi implementado em todos os nossos segmentos. 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 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 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 2010, 2011 e 2012 totalizaram R\$179 milhões, R\$213 milhões e R\$165 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 2012, 2011 e 2010 foram R\$ 15.055.147, R\$ 12.764.028 e R\$ 12.023.729, respectivamente.

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

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

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

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

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

Políticas de Responsabilidade Socioambiental

Entendemos que o setor de energia elétrica atinge questões econômicas, sociais e de preservação do meio ambiente. Por essa razão, a Companhia entende que sua atuação vai além de gerar, distribuir e comercializar energia. Nesse sentido, a CPFL Energia tem consciência da relevância de suas atividades, o que faz com que suas decisões sejam apoiadas em um olhar amplo e sistêmico, que considera as variáveis econômicas, sociais e ambientais de maneira integrada.

No contexto das preocupações internacionais com questões relacionadas à matriz energética, a CPFL Energia ganha especial destaque. Neste âmbito, nossas estratégias estão associadas à ampliação dos investimentos em geração de energia a partir de fontes renováveis, com as pequenas centrais hidrelétricas (PHCs), termelétricas movidas à biomassa de cana-de-açúcar e parques eólicos.

Para crescer e garantir sua perenidade, a CPFL Energia instituiu uma Comissão de Sustentabilidade, a qual nos auxilia a buscar maximizar os aproveitamentos energéticos e minimizar os impactos ambientais de nossas operações, de forma a contribuir para o desenvolvimento sustentável. Além disso, buscamos dedicar especial atenção para identificar e minimizar os possíveis impactos que podem ser ocasionados por nossas atividades de geração, distribuição e transmissão de energia, os quais são provocados tanto pela instalação como pela operação de nossos ativos. Por fim, buscamos alternativas para que não ocorram alterações nos ecossistemas em que estamos inseridos.

Mais informações relativas aos resultados econômicos, sociais e ambientais da CPFL Energia estão disponíveis no Relatório de Sustentabilidade 2012, publicado em http://easywork.comunique-se.com.br/arq/160/arq_160_230997.pdf. Até o final de julho de 2013, a publicação poderá ser acessada em www.cpf.com.br/relatorioanual2012.

7.9 - Outras informações relevantes

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

7.9 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

O Setor Elétrico Brasileiro

Características Gerais

Segundo a ANEEL, em 31 de dezembro de 2012, a capacidade de geração de energia instalada no Brasil era de 121.104 MW. Historicamente, aproximadamente 70% do total da capacidade instalada no Brasil provém de usinas de geração hidrelétrica.

Em setembro de 2012, o MME e a EPE submeteram um novo plano decenal de expansão para aprovação em audiência pública, pelo qual a capacidade de geração de energia instalada do Brasil atingirá 182,4 GW até 2021, dos quais 116,8 GW (64,1%) corresponderão à geração hidrelétrica, 29,5 GW (16,1%) à geração termelétrica e nuclear e 36,1 GW (19,8%) aos recursos renováveis.

Atualmente, cerca de 32% da capacidade instalada no Brasil é de propriedade da Eletrobras, uma sociedade de economia mista e companhia de capital aberto controlada pelo Governo Federal. Somos o segundo maior concorrente privado no setor de geração de energia, com 2,4% de participação no mercado.

Segundo a EPE, o consumo de energia elétrica no Brasil cresceu 3,5% em 2012, atingindo 448,3 TWh. O MME e a EPE estimam que o consumo de energia elétrica deverá crescer 4,2% ao ano até 2021, seguindo a tendência de crescimento do PIB, da produção industrial, da população, entre outras variáveis. O segmento de distribuição no Brasil ainda é fragmentado, com seis empresas controlando aproximadamente 50% do mercado. Somos o maior competidor no setor de distribuição de energia elétrica, com 13% de participação no mercado.

Grandes usinas hidrelétrica em geral estão distantes dos centros de consumo, o que exige a construção de grandes linhas de transmissão em alta e extra-alta tensão (230 kV a 750 kV) que muitas vezes atravessam o território de vários estados. O Brasil tem um sistema de rede elétrica robusta, com mais de 100.000 km de linhas de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV e capacidade de processamento de cerca de 265.000 MVA, indo do estado do Rio Grande do Sul ao estado do Pará.

Principais Autoridades Reguladoras

Ministério de Minas e Energia - MME

O MME é a principal autoridade do governo brasileiro do setor elétrico. Após a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico (em 2004), 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

7.9 - Outras informações relevantes

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 oito ministros do Governo Federal, três membros escolhidos pelo Presidente da República do Brasil, um outro representante do MME e o presidente da EPE. O CNPE foi criado com a finalidade de otimizar a utilização dos recursos energéticos do Brasil e assegurar o fornecimento nacional de energia elétrica.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

A ANEEL é uma autarquia federal autônoma cuja principal responsabilidade é regular e fiscalizar o setor elétrico segundo a política determinada pelo MME, junto com outras 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 a produção e a transmissão de energia por empresas que se dedicam à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. O principal papel do ONS é supervisionar as operações de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional, 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 da rede nacional e interconexões internacionais, a garantia de acesso à rede de transmissão de 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 e autorizados de serviços de energia elétrica, e pelos Consumidores Livres e Especiais. O seu conselho de administração é composto por quatro membros indicados pelas referidas partes, e um membro indicado pelo MME. O membro indicado pelo MME atua como presidente do conselho de administração.

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

7.9 - Outras informações relevantes

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

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" 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 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 autocontratação, 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.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico excluiu a Eletrobras 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, por exemplo, a quantidade de

7.9 - Outras informações relevantes

energia vendida em CCEEs deve ser previamente comprada no âmbito de PPAs e/ou gerada por usinas do próprio vendedor. Os agentes que descumprirem tais exigências ficarão sujeitos às penalidades impostas pela ANEEL e CCEE.

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 em até sessenta dias antes de cada leilão de energia, sobre a quantidade de energia que pretende 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.

Ambientes 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 termoeletricas, (ii) de projetos de geração de energia elétrica participantes da primeira etapa do Proinfa, programa destinado a diversificar as fontes de energia do Brasil (iii) da usina de Itaipu e (iv) de energia vendida por usinas hidrelétricas cujas concessões foram renovadas pelo governo nos termos da Lei nº 12.783/13 (nesse último caso, em "cotas de energia" distribuídas entre companhias distribuidoras pelo governo federal, com preço determinado pelo MME/ANEEL). A energia elétrica gerada por Itaipu continua a ser vendida pela Eletrobras 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 norte-americano 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 norte-americano. 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,

7.9 - Outras informações relevantes

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 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, observados certos limites (conforme abaixo explicado) as distribuidoras de energia elétrica têm o 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, autoprodutores, comercializadores de energia elétrica, importadores de energia elétrica, Consumidores Livres e Consumidores Especiais, conforme abaixo definido. Os Produtores de Energia Independentes 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 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 em ambiente de contratação 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.

7.9 - Outras informações relevantes

As geradoras estatais poderão vender energia elétrica aos Consumidores Livres, contudo, diferente das geradoras privadas, estas unidades só podem 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"), ou (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.

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 cinco 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.

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 17 leilões para novos projetos de geração, 10 leilões relativos a usinas existentes de geração de energia, dois leilões para projetos de geração de energia alternativa, e quatro leilões de biomassa e 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. Contudo, fazemos uso de outros indicadores para correção do preço dos nossos CCEARs, tais como o preço dos

7.9 - Outras informações relevantes

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 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

7.9 - Outras informações relevantes

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 o controle ou participações societárias significativas nas distribuidoras.

Eliminação do Direito à Autocontratação

Tendo em vista que a compra de energia elétrica para distribuição a consumidores cativos é atualmente efetuada no ambiente de contratação regulada, a chamada autocontratação (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, uma decisão do Supremo Tribunal Federal relativo a agravos apresentados no âmbito da ação foi publicada, 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 íterim, 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 autocontratação, 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 através da Resolução nº 378 de 10 de novembro de 2009.

De acordo com a Resolução nº 378, a ANEEL apresentará potenciais violações da livre concorrência no setor de energia elétrica para análise do Departamento de Direito Econômico do Ministério da Justiça (Secretaria de Direito Econômico – SDE). A ANEEL pode também, espontaneamente ou mediante pedido da SDE, analisar potenciais leis sobre a livre concorrência identificando: (i) os mercados relevantes, (ii) a influência de agentes envolvidos na troca de energia nos submercados em que as partes operam, (iii) o exercício real do poder de mercado em relação aos preços do mercado, (iv) a participação das partes no mercado de geração de energia, (v) a transmissão, distribuição e comercialização de energia em todos os submercados, e (vi) os ganhos de eficiência dos agentes de distribuição durante os processos de revisão de tarifas.

7.9 - Outras informações relevantes

Em termos práticos, a atribuição da ANEEL é limitada a fornecer à SDE as informações técnicas para dar suporte à opinião técnica da SDE. A SDE, por sua vez, observará os comentários e observações da ANEEL e somente será capaz de desconsiderar estes após 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 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 de distribuição e transmissão 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 e companhias de transmissão (representadas pelo ONS) que lhes conferem o direito de utilizar a rede de transmissão em troca do pagamento de certas tarifas.

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.

7.9 - Outras informações relevantes

Os custos da Parcela A¹ incluem, entre outros, os seguintes fatores:

- custos de aquisição de energia elétrica de Itaipu;
- 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 B⁷ 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;

cada um determinado e periodicamente revisado pela ANEEL.

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 serão 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.

¹ 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.

7.9 - Outras informações relevantes

O fator X é 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 dividam os 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."

Incentivos Governamentais ao Setor Elétrico

Em 2000, um decreto federal criou o Programa Prioritário de Termelétricidade ("PPT"), com a finalidade de diversificar a matriz energética brasileira e diminuir sua forte dependência das usinas hidrelétricas. Os incentivos conferidos às usinas termoeletricas 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 termoeletricas até o limite do valor normativo de acordo com a regulamentação da ANEEL, e (iii) acesso garantido ao programa de financiamento especial do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social ("BNDES") para o setor elétrico.

Em 2002, o Governo Federal estabeleceu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa ("Programa Proinfa"). Nos termos do Programa Proinfa, a Eletrobras comprava a energia gerada por essas fontes de energia alternativa durante o período de até 20 anos, sendo a energia adquirida por empresas de distribuição para entrega aos Consumidores Finais. Em sua fase inicial, o Proinfa estava limitado a uma capacidade contratada total de 3.300 MW. O objetivo dessa iniciativa era atingir uma capacidade contratada de até 10% do consumo anual total de energia elétrica do Brasil em 20 anos a partir de 2002. O encargo do Programa Proinfa é cobrado mensalmente do Consumidor Final. Apesar de previsto na Lei nº 10.438/2002, ainda não há certeza se o Governo Federal regulará e implementará a segunda fase do Programa.

Visando criar incentivos para geradores de energia alternativa, o Governo Federal estabeleceu que 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 equivalente a 1.000 kW e (iii) geradores de energia alternativa (empreendimentos solares, eólicos

7.9 - Outras informações relevantes

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 **EER**

O Encargo de Energia de Reserva ("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.

Fundo 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 1957, o governo 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 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. A Lei nº 12.431/2011 estendeu a vigência desta taxa até 2035. Entretanto, a Lei nº 12.783/13 estabeleceu que, a partir de 1º de janeiro de 2013, tal encargo não mais incidiria sobre as companhias de distribuição ou as novas concessionárias de geração e transmissão.

O Governo Federal impôs uma taxa sobre os produtores independentes de energia elétrica que utilizam fonte hidroelétrica 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 estabelecidas no processo licitatório correspondente. A Eletrobras recebeu pagamentos referentes ao Fundo UBP até 31 de dezembro de 2002. Todos os encargos relativos ao Fundo UBP desde 31 de dezembro de 2002 foram pagos diretamente ao Governo Federal.

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 originalmente 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. Além disso, a Conta CDE subsidia as operações de companhias de geração de energia termoeletrica para a compra de combustível em áreas isoladas não conectadas ao Sistema Interligado de Energia, cujos custos são arcados pela (Conta de Consumo de Combustível) ("Conta CCC") antes da promulgação da Lei nº 12.783/13. Em 24 de janeiro de 2013 (Medida Provisória 605/13), a Conta CDE subsidia o desconto de certas categorias de consumidores, tais como Consumidores Especiais, consumidores rurais, concessionárias de distribuição e permissionárias, entre outros. A Conta CDE terá duração de 25 anos a partir de 2002. É regulamentada pela ANEEL e administrada pela Eletrobras.

7.9 - Outras informações relevantes

ESS

A Resolução n. 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.

Inadimplimento no Pagamento de Encargos Regulatórios

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabeleceu que a falta de pagamento das contribuições a agências regulatórias, 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 e da Conta CDE.

Mecanismo de Realocação de Energia

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

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

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

a) controladores diretos e indiretos;

A Companhia possui as seguintes empresas como acionistas controladores diretos:

- ESC Energia S.A.:
Companhia controlada pelo grupo Camargo Corrêa.
 - Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações:
Companhia controlada pelos seguintes fundos de pensão: (a) Fundação CESP, (b) Fundação SISTEL de Seguridade Social, (c) Fundação Petrobras de Seguridade Social - PETROS, e (d) Fundação SABESP de Seguridade Social - SABESPREV.
 - Bonaire Participações S.A.:
Companhia controlada pela Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações.
 - Fundo BB Carteira Livre I - Fundo de Investimento em Ações:
Fundo controlado pela PREVI - Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil.
- Mais informações sobre a composição acionária da Companhia, bem como a indicação de todos os nossos controladores diretos e indiretos, estão informados no itens 15.1 e 15.2 deste Formulário de Referência.

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
- ✓ Rio Grande Energia S.A. – RGE
- ✓ Companhia Luz e Força Santa Cruz – CPFL Santa Cruz
- ✓ 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)

8.1 - Descrição do Grupo Econômico

- ✓ Foz do Chapecó Energia S.A. (controlada em conjunto)
- ✓ Centrais Elétricas da Paraíba S.A. – EPASA (controlada em conjunto)
- ✓ CPFL Energias Renováveis S.A.

Comercializadoras

- ✓ 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

Serviços

- ✓ CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. – CPFL Serviços
- ✓ CPFL Atende Centro de Contratos e Atendimento Ltda. – CPFL Atende
- ✓ NECT Serviços Administrativos Ltda. – Nect (anteriormente denominada Chumpitaz Serviços S.A.)
- ✓ CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. – CPFL Total (anteriormente denominada CPFL Bio Anicuns S.A.)
- ✓ CPFL Telecom S.A. – CPFL Telecom (anteriormente denominada CPFL Bio Itapaci S.A.)
- ✓ CPFL Transmissão Piracicaba S.A.

Outras

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

c) participações do emissor em sociedades do grupo;

Distribuidoras	Tipo de Sociedade	Participação Societária
CPFL Paulista	Capital aberto	Direta - 100%
CPFL Piratininga	Capital aberto	Direta - 100%
RGE	Capital aberto	Direta - 100%
CPFL Santa Cruz	Capital fechado	Direta - 100%
CPFL Leste Paulista	Capital fechado	Direta - 100%
CPFL Jaguari	Capital fechado	Direta - 100%
CPFL Sul Paulista	Capital fechado	Direta - 100%
CPFL Mococa	Capital fechado	Direta - 100%

8.1 - Descrição do Grupo Econômico

Geradoras	Tipo de Sociedade	Participação Societária
CPFL Geração	Capital aberto	Direta - 100%
Paulista Lajeado	Capital fechado	Indireta - 59,93%
CERAN	Capital fechado	Indireta - 65%
BAESA (controlada em conjunto)	Capital aberto	Indireta - 25,01%
ENERCAN (controlada em conjunto)	Capital fechado	Indireta - 48,72%
Foz do Chapecó Energia S.A. (controlada em conjunto)	Capital fechado	Indireta - 51%
EPASA (controlada em conjunto)	Capital fechado	Indireta - 52,75%
CPFL Energias Renováveis S.A.	Capital aberto	Indireta - 63%

Comercializadoras	Tipo de Sociedade	Participação Societária
CPFL Brasil	Capital fechado	Direta - 100%
CPFL Meridional	Sociedade Limitada	Indireta - 100%
CPFL Cone Sul	Capital fechado	Indireta - 100%
CPFL Planalto	Sociedade Limitada	Indireta - 100%

Serviços	Tipo de Sociedade	Participação Societária
CPFL Serviços	Capital fechado	Direta - 100%
CPFL Atende	Sociedade Limitada	Direta - 100%
Nect	Sociedade Limitada	Direta - 100%
CPFL Total	Sociedade Limitada	Direta - 100%
CPFL Telecom	Capital fechado	Direta - 100%
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	Capital fechado	Direta - 100%

Outras	Tipo de Sociedade	Participação Societária
CPFL Jaguariúna	Sociedade Limitada	Direta - 100%
CPFL Jaguarí Geração	Sociedade Limitada	Direta - 100%
Chapecoense (controlada em conjunto)	Capital fechado	Indireta - 51%
Sul Geradora	Capital fechado	Indireta - 99,95%

d) participações de sociedades do grupo no emissor;

Além dos acionistas controladores diretos descritos no item 8.1.a deste Formulário de Referência, a Companhia possui os seguintes acionistas diretos, na data-base 31/03/2013:

8.1 - Descrição do Grupo Econômico

Acionistas	Quantidade de ações	
	Ordinárias	Participação %
Camargo Correa S.A.	837.860	0,09
Fundação Sistel de Seguridade Social	39.000	0,00
BNDES Participações S.A.	81.053.460	8,42
Antares Holdings Ltda.	16.039.720	1,67
Brumado Holdings Ltda.	34.502.100	3,59
Membros da Diretoria Executiva	72.077	0,01
Demais Acionistas	163.938.081	17,04

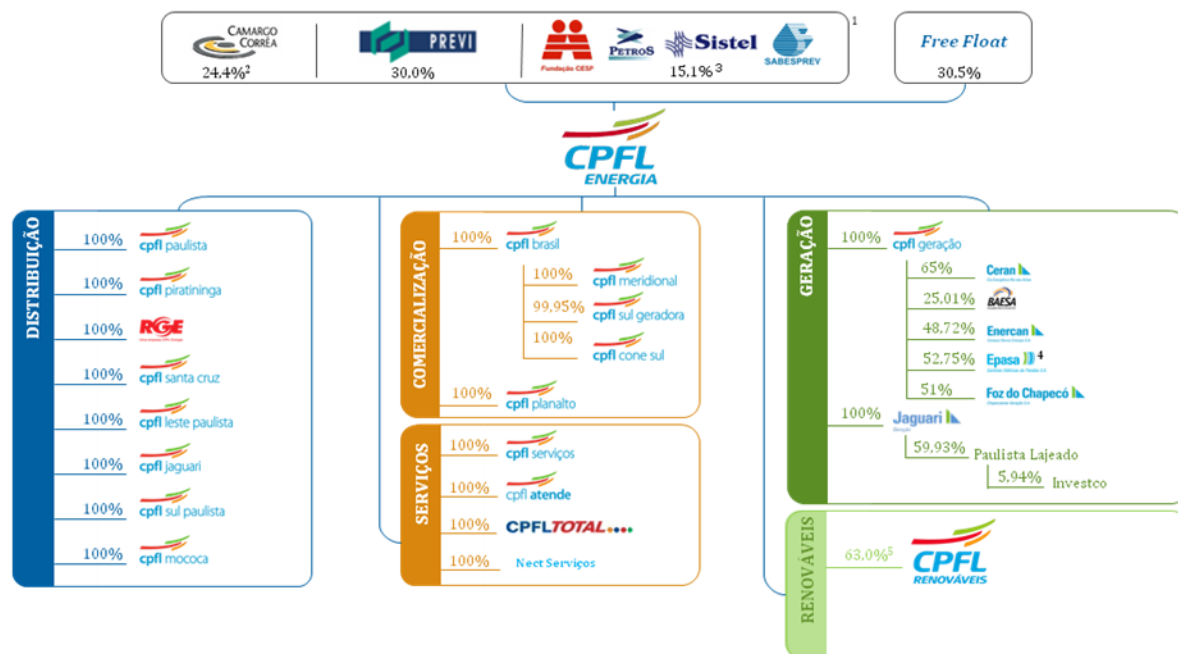
e) sociedades sob controle comum.

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 deste Formulário de Referência.

8.2 - Organograma do Grupo Econômico

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

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.



Notas:

- (1) Acionistas controladores;
- (2) Inclui 0,1% de ações detidas pela Camargo Corrêa S.A.;
- (3) Inclui 0,2% de ações detidas pelos fundos de pensão Petros e Sistel;
- (4) UTEs Termoparaíba e Termonordeste;
- (5) CPFL Energia detém 63,0% de participação indireta na CPFL Renováveis por meio da CPFL Geração.

Data base: 30/04/2013

8.3 - Operações de reestruturação

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Para informações envolvendo os eventos societários relevantes da Companhia ou qualquer de nossas controladas ou coligadas, consulte o item 6.5 deste Formulário de Referência.

8.4 - Outras informações relevantes

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

8.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Todas as informações relevantes sobre Grupo Econômico foram divulgadas anteriormente.

8.4 - Outras informações relevantes

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

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

9. Ativos relevantes

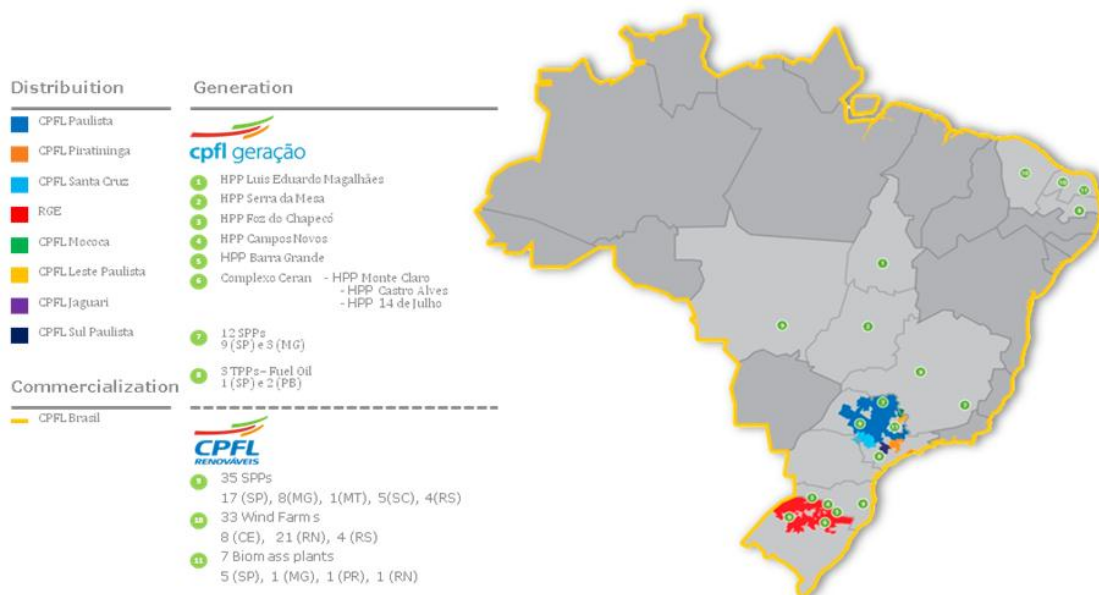
9.1 Descrever os bens do ativo não-circulante relevantes para o desenvolvimento das atividades do emissor, indicando em especial:

Nossas principais propriedades consistem em usinas hidrelétricas. Devido à adoção do IFRS, reclassificamos os imobilizados das nossas empresas de distribuição, compostos principalmente de subestações e redes de distribuição, parcialmente como ativos intangíveis e parcialmente como ativos financeiros de concessão. O valor contábil líquido de nosso imobilizado total em 31 de dezembro de 2012 era de R\$9.535 milhões. Nenhum de nossos ativos, individualmente, gera mais do que 10% 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, consulte os itens 7.1, 7.2 e 7.3 deste Formulário de Referência.

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 / 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 Sul Paulista	Brasil	SP	Itapetininga	Própria
Subestação - CPFL Sul Paulista	Brasil	SP	São Miguel Arcanjo	Própria
Escritório Guareí - subestação - CPFL Sul Paulista	Brasil	SP	Guareí	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
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

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
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 Ribeirão Preto - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Ribeirão Preto	Própria
Escritório Jundiaí - 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 Gramma - subestação - CPFL Leste Paulista	Brasil	SP	São Sebastião da Gramma	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

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	SPE Santa Luzia - Portaria 352	Santa Catarina	30 anos a partir de 21/12/2007	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	Eólica Formosa Geração e Comercialização - Resolução 307	Ceará	30 anos a partir de 05/06/2002	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	Eólica Icaraizinho Geração e Comercialização - Resolução 454	Ceará	30 anos a partir de 28/08/2002	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	SIIF Geração e Comercialização - Resolução 306	Ceará	30 anos a partir de 05/06/2002	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	Eólica Paracuru Geração e Comercialização - Resolução 460	Ceará	30 anos a partir de 28/08/2002	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	Pedra Preta - Portaria 564/11	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 14/10/2011	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	Macacos - Portaria 557/11	Rio Grande do Norte	35 anos a partir 29/09/2011	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	Juremas - Portaria 556/11	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 29/09/2011	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	Costa Branca - Portaria 585/11	Rio Grande do Norte	35 anos a partir 14/10/2011	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 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 021/1995	São Paulo e Paraná	20 anos de fev'1995 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 015/1995	São Paulo	20 anos de fev'1995 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 017/1995	São Paulo e Minas Gerais	20 anos de fev'1995 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 019/1995	São Paulo	20 anos de fev'1995 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 - Santa Alice	São Paulo	Indeterminado	(3) Projetos hidroelétricos com Capacidade Instalada igual ou inferior a 1.000kW que estão registrados juntos às autoridades regulatórias e ao administrador das concessões de energia elétrica, mas que não exigem processos de concessão ou autorização para operar.	N/A

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 - Cariobinha 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 12/11/2039	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 expirar-se-á 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 de 15/05/2002	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 018/1995	São Paulo	20 anos de fev'1995 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 de 03/05/2010	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 015/1999	São Paulo	30 anos a partir de 12/2012	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 018/1999	São Paulo	30 anos a partir de 12/2012	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 de 24/09/2009	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	Santa Clara IV Energias Renováveis - Concessão nº 672/2010	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 30/07/2010	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 Geração - Carioba 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.

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 - Andorinhas - Concessão nº 015/1997	São Paulo	Indeterminado	Projetos hidroelétricos com Capacidade Instalada igual ou inferior a 1.000kW que estão registrados juntos às autoridades regulatórias e ao administrador das concessões de energia elétrica, mas que não exigem processos de concessão ou autorização para operar.	N/A
Concessões	CPFL Renováveis - Guaporé - Concessão nº 015/1997	São Paulo	Indeterminado	Projetos hidroelétricos com Capacidade Instalada igual ou inferior a 1.000kW que estão registrados juntos às autoridades regulatórias e ao administrador das concessões de energia elétrica, mas que não exigem processos de concessão ou autorização para operar.	N/A
Concessões	CPFL Renováveis - Pirapó - Concessão nº 015/1997	São Paulo	Indeterminado	Projetos hidroelétricos com Capacidade Instalada igual ou inferior a 1.000kW que estão registrados juntos às autoridades regulatórias e ao administrador das concessões de energia elétrica, mas que não exigem processos de concessão ou autorização para operar.	N/A
Concessões	CPFL Renováveis - Saltinho - Concessão nº 015/1997	São Paulo	Indeterminado	Projetos hidroelétricos com Capacidade Instalada igual ou inferior a 1.000kW que estão registrados juntos às autoridades regulatórias e ao administrador das concessões de energia elétrica, mas que não exigem processos de concessão ou autorização para operar.	N/A

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 - Buritis - 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 Renováveis - Capão Preto - 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 Renováveis - Chibarro - 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.

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 - Dourados - 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 Renováveis - Eloy Chaves - 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 Renováveis - Esmeril - 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.

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 - Jaguari - 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 Renováveis - Gavião Peixoto - 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 Renováveis - Lençóis - 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.

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 - Monjolinho - 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 Renováveis - Pinhal - 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 Renováveis - Salto Grande - 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.

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 - Socorro - 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 Renováveis - Santana - 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 Renováveis - Tres Saltos - 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.

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 - São Joaquim - 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	Atlântica I - Portaria nº 134	Rio Grande do Sul	35 anos a partir de 28/02/2011	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	Atlântica II - Portaria nº 148	Rio Grande do Sul	35 anos a partir de 04/03/2011	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	Atlântica IV - Portaria nº 147	Rio Grande do Sul	35 anos a partir de 04/03/2011	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	Atlântica V - Portaria nº 148	Rio Grande do Sul	35 anos a partir de 22/03/2011	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	Enacel - Portaria nº 625	Ceará	30 anos a partir de 13/11/2002	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	Canoa Quebrada - Ceará Portaria nº 680		30 anos a partir de 11/12/2002	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	Bons Ventos - Portaria nº 778	Ceará	30 anos a partir de 24/12/2002	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	Bons Ventos - Portaria nº 093	Ceará	30 anos a partir de 10/03/2003	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	Campo dos Ventos II - Portaria nº 257	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 18/04/2011	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	SPE Bio Alvorada - Portaria nº 3714	Minas Gerais	30 anos a partir de 29/10/2012	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	SPE Bio Coopcana - Portaria nº 3328	Paraná	30 anos a partir de 14/02/2012	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	SPE Salto Góes - Portaria nº 3510	Santa Catarina	30 anos a partir de 19/08/2010	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 Sul Paulista - Lavrinha	São Paulo	Indeterminado	Projetos hidroelétricos com Capacidade Instalada igual ou inferior a 1.000kW que estão registrados juntos às autoridades regulatórias e ao administrador das concessões de energia elétrica, mas que não exigem processos de concessão ou autorização para operar.	N/A
Concessões	CPFL Sul Paulista - São José	São Paulo	Indeterminado	Projetos hidroelétricos com Capacidade Instalada igual ou inferior a 1.000kW que estão registrados juntos às autoridades regulatórias e ao administrador das concessões de energia elétrica, mas que não exigem processos de concessão ou autorização para operar.	N/A
Concessões	CPFL Sul Paulista - Turvinho	São Paulo	Indeterminado	Projetos hidroelétricos com Capacidade Instalada igual ou inferior a 1.000kW que estão registrados juntos às autoridades regulatórias e ao administrador das concessões de energia elétrica, mas que não exigem processos de concessão ou autorização para operar.	N/A

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 Sul Paulista - Pinheirinho	São Paulo	Indeterminado	Projetos hidroelétricos com Capacidade Instalada igual ou inferior a 1.000kW que estão registrados juntos às autoridades regulatórias e ao administrador das concessões de energia elétrica, mas que não exigem processos de concessão ou autorização para operar.	N/A
Concessões	CPFL Mococa - São Sebastião	São Paulo	Indeterminado	Projetos hidroelétricos com Capacidade Instalada igual ou inferior a 1.000kW que estão registrados juntos às autoridades regulatórias e ao administrador das concessões de energia elétrica, mas que não exigem processos de concessão ou autorização para operar.	N/A
Concessões	CPFL Geração - Salto do Pinhal 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.

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 - Ponte do Silva 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 Bio Buriti * Concessão nº 2643/2010	São Paulo	30 anos a partir de 16/12/2010	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 de 28/02/2010	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 I Energias Renováveis - Concessão nº 609/2010	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 02/07/2010	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 II Energias Renováveis - Concessão nº 683/2010	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 05/08/2010	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 equipamanentos; restrições à operação das intalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Santa Clara V Energias Renováveis - Concessão nº 838/2010	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 11/10/2010	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 equipamanentos; restrições à operação das intalações 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 VI Energias Renováveis - Concessão nº 670/2010	Rio Grande do Norte	35 anos a partir 30/07/2010	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 de 25/08/2010	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 Renováveis - Americana - Concessão nº 015/1997	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.

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	Investco - Concessão nº 005/1997	Tocantins	35 anos a partir de 12/1997	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	Santa Clara III Energias Renováveis - Concessão nº 610/2010	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 02/07/2010	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 equipamanentos; restrições à operação das intalações 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 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	SPE Alvaredo - Resolução 606	Santa Catarina	30 anos a partir 07/11/2002	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	SPE Alto Irani - Resolução 587	Santa Catarina	30 anos a partir de 30/10/2002	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	SPE Plano Alto - Resolução 607	Santa Catarina	30 anos a partir de 07/11/2002	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	SPE Barra da Paciencia - Resolução 348	Minas Gerais	30 anos a partir de 20/12/1999	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	SPE Cocais Grande - Resolução 349	Minas Gerais	30 anos a partir de 23/12/1999	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	SPE Corrente Grande - Resolução 17	Minas Gerais	30 anos a partir de 17/01/2000	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	SPE Ninho da Águia - Resolução 370	Minas Gerais	30 anos a partir de 30/12/1999	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	SPE Paiol - Resolução 406	Minas Gerais	30 anos a partir de 30/08/2002	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	SPE São Gonçalo - Resolução 13	Minas Gerais	30 anos a partir de 14/01/2000	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	SPE Varginha - Resolução 355	Minas Gerais	30 anos a partir de 23/12/1999	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	SPE Varzea Alegre - Resolução 367	Minas Gerais	30 anos a partir de 30/12/1999	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.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)			
Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Jaguari")	53.859.112/0001-69	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariuna	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2012	1,200000	0,000000	17.586.000,00	Valor contábil	31/12/2012	43.952.000,00		
31/12/2011	-0,010000	0,000000	5.826.000,00					
31/12/2010	0,000000	0,000000	11.722.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Jaguari Geração de Energia ("CPFL Jaguari Geração")	07.137.154/0001-79	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariuna	Geradora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2012	0,400000	0,000000	9.991.000,00	Valor contábil	31/12/2012	48.102.000,00		
31/12/2011	3,400000	0,000000	8.926.000,00					
31/12/2010	0,000000	0,000000	9.165.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista")	61.015.582/0001-74	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariuna	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2012	-2,100000	0,000000	10.738.000,00	Valor contábil	31/12/2012	67.149.000,00		
31/12/2011	2,500000	0,000000	14.176.000,00					
31/12/2010	0,000000	0,000000	20.615.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa")	52.503.802/0001-18	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariuna	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)		
31/12/2012	1,890000	0,000000	6.131.000,00	Valor contábil	31/12/2012	38.345.000,00		
31/12/2011	2,570000	0,000000	6.488.000,00					
31/12/2010	0,000000	0,000000	10.028.000,00					
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				
31/12/2012	-7,690000	0,000000	15.936.000,00	Valor contábil	31/12/2012	107.664.000,00		
31/12/2011	14,620000	0,000000	31.712.000,00					
31/12/2010	-7,680000	0,000000	26.605.000,00					
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				
31/12/2012	-13,040000	0,000000	305.920.000,00	Valor contábil	31/12/2012	780.910.000,00		
31/12/2011	11,040000	0,000000	772.436.000,00					
31/12/2010	17,290000	0,000000	355.982.000,00					
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				
31/12/2012	-15,130000	0,000000	116.634.000,00	Valor contábil	31/12/2012	330.111.000,00		
31/12/2011	-2,000000	0,000000	322.453.000,00					
31/12/2010	42,700000	0,000000	328.952.000,00					

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 emissor (%)
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 Sul Paulista de Energia ("CPFL Sul Paulista")	60.855.608/0001-20	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariuna	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2012	6,830000	0,000000	16.681.000,00	Valor contábil	31/12/2012	68.867.000,00		
31/12/2011	3,200000	0,000000	8.267.000,00					
31/12/2010	0,000000	0,000000	19.964.000,00					
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				
31/12/2012	5,990000	0,000000	337.000,00	Valor contábil	31/12/2012	15.187.000,00		
31/12/2011	-1997,880000	0,000000	0,00					
31/12/2010	-40,030000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	04.973.790/0001-42	-	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Comercializadora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2012	-27,270000	0,000000	73.409.000,00	Valor contábil	31/12/2012	-81.923.000,00		
31/12/2011	-219,520000	0,000000	247.083.000,00					
31/12/2010	-17,420000	0,000000	137.926.000,00					
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)			
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				
31/12/2012	2,160000	0,000000	250.066.000,00	Valor contábil	31/12/2012	2.537.323.000,00		
31/12/2011	30,120000	0,000000	205.086.000,00					
31/12/2010	-0,260000	0,000000	142.286.000,00					
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 projs" 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				
31/12/2012	10,620000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2012	2.187.000,00		
31/12/2011	19,530000	0,000000	0,00					
31/12/2010	-24,130000	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				
31/12/2012	-92,860000	0,000000	7.595.000,00	Valor contábil	31/12/2012	587.000,00		
31/12/2011	29,530000	0,000000	12.261.000,00					
31/12/2010	32,790000	0,000000	9.546.000,00					
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

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)		
				Valor mercado				
31/12/2012	188,420000	0,000000	3.648.000,00	Valor contábil	31/12/2012	73.056.000,00		
31/12/2011	488,110000	0,000000	0,00					
31/12/2010	83,200000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Telecom	12.116.119/0001-03	-	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Prestação e exploração de seriço na área de telecomunicação.	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2012	-100,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2012	2.000,00		
31/12/2011	-100,000000	0,000000	0,00					
31/12/2010	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Total	12.116.118/0001-69	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguaruna	Serviços de assessoria administrativa de arrecadação e cobranças, e outros.	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2012	-100,000000	0,000000	1.142.000,00	Valor contábil	31/12/2012	21.555.000,00		
31/12/2011	-100,000000	0,000000	0,00					
31/12/2010	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Nect Serviços Administrativos Ltda	08.971.542/0001-13	-	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Prestação de serviços administrativos	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2012	20,390000	0,000000	1.710.000,00	Valor contábil	31/12/2012	4.646.000,00		
31/12/2011	-100,000000	0,000000	0,00					
31/12/2010	0,000000	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)			
-								
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			
31/12/2012	4,640000	0,000000	362.471.000,00	Valor contábil	31/12/2012	1.326.095.000,00		
31/12/2011	6,780000	0,000000	57.689.000,00					
31/12/2010	3,470000	0,000000	245.008.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								

9.2 - Outras informações relevantes

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

9.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Todas as informações sobre ativos relevantes da Companhia foram descritos no item 9.1 deste Formulário de Referência.

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 2012, 2011, e as de 2010 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (International Financial Reporting Standards – “IFRS”), emitidas pelo International Accounting Standard Board – IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”) sendo em 2010 as primeiras demonstrações preparadas de acordo com a prática internacional.

a) Condições financeiras e patrimoniais gerais

- **2012**

Em 2012, apesar da economia brasileira ainda ter sido afetada pelo desfavorável cenário internacional e o desempenho industrial ter demonstrado um crescimento moderado, a expansão do emprego e a geração de renda favoreceram o mercado doméstico, apresentando bons resultados. No setor elétrico brasileiro, destacamos a atuação do Governo Federal no que diz respeito à proposta de prorrogação antecipada das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, por meio da Lei nº 12.783, mudando sensivelmente as tarifas de geração e transmissão de energia, conforme anunciado no final do mês de janeiro de 2013.

Os efeitos destas medidas governamentais alcançaram cinco pequenas concessões do nosso segmento de distribuição de energia, correspondentes a 2.575 GWh (4,5% da área da nossa área de concessão) e pequenas centrais hidrelétricas totalizando 24 MW (menos de 1% da potência de nossa capacidade instalada total).

Apesar deste cenário adverso, a CPFL Energia manteve seu crescimento. Em 2012, nossas vendas totais de energia aumentaram 8,5%, totalizando 57.195 GWh, comparado aos 52.710 GWh em 2011. Entre os principais fatores que levaram ao desempenho do grupo, destacamos o crescimento das vendas ao mercado cativo na área de concessão das nossas distribuidoras, que totalizaram 40.645 GWh, com crescimento de 1,8%, dos quais 15.855 GWh foram faturados por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). O consumo de energia na área de concessão do grupo CPFL Energia foi de 56.500 GWh, representando um aumento de 3,5% quando comparado a 2011. No segmento de geração, destacamos a atividade de geração de energia por fontes renováveis. Nossa subsidiária CPFL Renováveis manteve a liderança neste segmento, concluindo diversas aquisições: (i) os parques eólicos Bons Ventos e Atlântica, (ii) a usina de cogeração a bagaço de cana Ester, e (iii) início da operação comercial do parque eólico Santa Clara e da PCH Salto Góes. Para a atividade de geração por fontes convencionais, nossa subsidiária CPFL Geração também manteve sua excelência na gestão de usinas hidrelétricas. No segmento de comercialização, nossa subsidiária CPFL Brasil continuou na liderança no ambiente de contratação livre (ACL). Juntos nossos segmentos de comercialização e geração alcançaram 16.550 GWh em vendas, um crescimento de 29,4% quando comparado a 2011. Nosso segmento de Serviços apresentou crescimento de 34,7% na receita líquida, reflexo do aumento no volume de transações e de serviços vendidos a clientes e todo Brasil.

As exigências regulatórias têm crescido a cada ciclo tarifário e continuam pressionando as empresas a aumentarem a eficiência operacional e a qualidade dos serviços prestados aos clientes. Neste contexto, nosso grupo preparou-se para esse novo ciclo, intensificando o investimento em inovação, por meio da incorporação de novas tecnologias, principalmente de redes inteligentes (smart grid), além dos investimentos feitos na ampliação e reforço das redes para atender o crescimento sólido do consumo na área de concessão das nossas 08 distribuidoras. Em 2012, os investimentos destas controladas totalizaram R\$1.403 milhões.

Também é importante destacar que inauguramos a Usina de Geração Solar Tanquinho, localizada em Campinas/SP, com capacidade instalada de 1,1 MWp. Investimos R\$13,8 milhões neste projeto, resultado de uma combinação de várias tecnologias já empregadas no mundo, buscando o domínio das tecnologias já existentes e a avaliação de como a energia solar pode integrar-se ao nosso sistema elétrico de distribuição e do Brasil.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Nossas perspectivas para os próximos anos são otimistas, principalmente pelas expectativas de crescimento da economia brasileira, após as medidas anunciadas pelo Governo Federal visando a redução da tarifa de energia elétrica para os consumidores, por meio de proposta de antecipação de concessões vincendas entre 2015 e 2017.

Nós planejamos manter nossas estratégias que têm sido as principais impulsionadoras do nosso crescimento e fortalecimento, com foco no aproveitamento de oportunidades de consolidação, do investimento em novos empreendimentos de geração, e do aumento da eficiência por meio da inovação dos nossos negócios atuais.

• 2011

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

¹ 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

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 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 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 Eurús 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

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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:

Estrutura de Capital	2012	2011	2010
Capital próprio	37%	44%	46%
Capital de terceiros	63%	56%	54%

i. hipóteses de resgate

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

ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

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

• 2012

Em 31 de dezembro de 2012, o capital de giro apresentava um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$437 milhões. A principal causa deste superávit foi em decorrência da geração própria de caixa e dos créditos de consumidores, compensado pelo endividamento a vencer nos próximos 12 meses (incluindo a provisão de encargos) e das obrigações com nossos fornecedores e outras contas a pagar.

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2012 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo).

Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2012:	Pagamentos devidos por período (milhões R\$)				
	Total	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	1.695	1.691	4	-	-
Empréstimos, Debêntures e financiamentos - principal e encargos ⁽¹⁾	24.696	2.199	5.129	6.461	10.907
Uso do bem público ⁽¹⁾	3.460	33	37	37	3.354
Entidade de Previdência Privada ⁽²⁾	747	51	105	105	486
Outros	288	270	-	-	18
Total dos itens do Balanço Patrimonial ⁽³⁾	30.886	4.244	5.275	6.603	14.764
Contratos de Compra de Energia ⁽³⁾	110.991	7.126	13.795	14.978	75.092
Projetos de construção de usina ⁽⁴⁾	2.062	886	584	70	522
Fornecedores - suprimentos	2.114	1.300	675	99	40
Total de outros compromissos	115.167	9.312	15.054	15.147	75.654
Total das Obrigações Contratuais	146.053	13.556	20.329	21.750	90.419

⁽¹⁾ Inclui pagamentos de juros, inclusive juros futuros projetados baseado no fluxo de caixa não-descontado, através da projeção dos indicadores para 2013 (CDI: 7,08%, IGP-M: 5,43% e TJLP:5%). Os juros futuros projetados não estão registrados no Balanço Patrimonial.

⁽²⁾ Valores devidos sob contrato com administrador de fundo de pensão, cujos valores diferem dos registros contábeis adotados por nossas controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga e CPFL Geração, os quais se encontram em consonância com o CPC 33 e o IAS 19 (vide nota 18.1 às nossas demonstrações financeiras).

⁽³⁾ 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

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

valores devidos por quantidades contratadas de acordo com os preços verificados no final do exercício de 2012.

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

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 renovável;
- Amortização ou refinanciamento de dívidas. Em 31 de dezembro de 2012, havia um saldo de dívida não-amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$1.895 milhões (excluindo efeito de encargos e derivativos);
- Pagamento de dividendos. O total de dividendos pagos nos anos de 2012 e 2011 foi de R\$ 1.394 milhões e R\$1.230 milhões, respectivamente;
- Financiamentos para aquisições. Pagamos R\$879 milhões em 2012 para aquisição de subsidiárias Jantus e Santa Luzia, e do Complexo Eólico Atlântica e Bons Ventos.

• 2011

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;

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- 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 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.

	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.

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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Durante o ano de 2012, nossas controladas captaram recursos principalmente para o refinanciamento de dívidas e a realização de investimentos programados nas nossas subsidiárias de distribuição, bem como novos projetos de geração de energia por fontes renováveis. Foram contratados novos financiamentos para investimento junto ao BNDES nas modalidades FINEM / FINAME, captações com instituições financeiras para o financiamento do capital de giro e emissões de debêntures.

Além disso, as captações objetivam manter a liquidez do nosso grupo e um bom perfil de endividamento por meio do alongamento do prazo médio da dívida e redução do seu custo.

Para informações mais detalhadas sobre as fontes de financiamento utilizadas pela Companhia, vide alínea (F) desta seção 10.1.

Endividamento

2012

O aumento do nosso endividamento em 2012 (no montante de R\$3.518 milhões, representando um acréscimo de 25,9% em relação a 2011) principalmente resultou de:

- emissão de debêntures no montante total de R\$1.858 milhões, sendo pela CPFL Paulista (R\$660 milhões), CPFL Piratininga (R\$110 milhões) e RGE (R\$500 milhões) para refinanciamento de dívidas vincendas em 2012/2013 e reforço de capital de giro, e pela CPFL Renováveis (R\$588 milhões) com a finalidade de adquirir Santa Luzia e Bons Ventos;
- liberações de empréstimos com o BNDES no montante de R\$ 1.137 milhões para cumprimento do plano de investimento bianual das distribuidoras do grupo por meio do Fundo para Financiamento e Aquisição de Máquinas e Equipamentos Industriais ("FINAME") e Financiamento e Empreendimentos ("FINEM"), bem como para cumprimento dos investimentos das subsidiárias de geração de energias renováveis;
- captações no valor de R\$426 milhões em dívidas denominadas em dólar nas oito distribuidoras do grupo sendo R\$223 milhões na RGE, R\$21 na CPFL Sul Paulista, R\$20 milhões na CPFL Santa Cruz, R\$64 milhões na CPFL Piratininga, R\$49 milhões na CPFL Paulista, R\$25 na CPFL Leste Paulista, R\$11 milhões na CPFL Mococa e R\$13 milhões na CPFL Jaguari para reforço de capital de giro;

Estes financiamentos tiveram o objetivo principal de: (i) financiar investimentos de nossas distribuidoras e (ii) investimentos para o nosso segmento de geração de energias renováveis.

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,

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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 termelétricas 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.

e) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez.

Para os anos de 2013 e 2014 esperamos continuar aproveitando as oportunidades de financiamento oferecidas pelo mercado via emissão de debêntures e empréstimos para capital de giro tanto internos quanto externos, e as oferecidas pelo governo via linhas de financiamento concedidas pelo BNDES, visando a expansão e modernização do sistema elétrico, novos investimentos no segmento de geração e estar preparados para possível consolidação do setor.

f) níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda: 2012

Em 31 de dezembro de 2012, nosso endividamento (incluindo encargos) era de R\$17.126 milhões. Deste total, aproximadamente R\$2.435 milhões ou 14,2% eram denominados em dólares americanos. Foram contratadas operações de swap para redução da exposição às variações cambiais decorrentes destas obrigações. O montante de R\$2.133 milhões de nosso endividamento vencerá no prazo de 12 meses.

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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Principais Contratos de Financiamentos em 2012 (incluindo encargos):

- **BNDES.** Em 31 de dezembro de 2012, havia R\$6.042 milhões 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 (i) empréstimos para nossas subsidiárias de geração, especialmente Foz do Chapecó, BAESA, CERAN, ENERCAN e CPFL Renováveis (R\$4.451 milhões) e (ii) financiamento de programas de investimento de nossas distribuidoras, principalmente CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE (R\$1.536 milhões). Havia também R\$37 milhões de financiamentos relativos a capital de giro.
- **Debêntures.** Em 31 de dezembro de 2012, o saldo devedor em debêntures era de R\$6.327 milhões, dividido em diversas séries de debêntures emitidas pela CPFL Energia, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Brasil, CPFL Geração, EPASA, BAESA, ENERCAN e CPFL Renováveis. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota 17 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas.
- **Capital de Giro:** Em 31 de dezembro de 2012, existia um saldo R\$1.819 milhões de empréstimos de capital de giro indexados ao CDI para nossas subsidiárias de distribuição, geração e serviços.
- **Outras Dívidas denominadas em Reais.** Em 31 de dezembro de 2012, havia um saldo devedor de R\$503 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real. A parte mais significativa destes empréstimos estão relacionadas às nossas subsidiárias de distribuição (R\$46 milhões) e geração (R\$450 milhões). A maioria destes empréstimos é corrigida com base no CDI ou no IGP-M e têm juros a diversas taxas.
- **Dívidas denominadas em dólares norte-americanos.** CPFL Paulista contraiu empréstimos bilaterais denominados em dólares americanos. Em dezembro de 2012, o saldo devedor era de R\$47 milhões. Adicionalmente, havia recebíveis de longo prazo denominados em dólares norte-americanos no valor de R\$34 milhões em 31 de dezembro de 2012, que também diminuem a exposição à variação cambial.
- **Outras Dívidas denominadas em dólares americanos.** Em 31 de dezembro de 2012, havia outros financiamentos denominados em dólares norte-americanos cujo saldo devedor era de R\$2.388 milhões. Foram contratados *swaps* visando reduzir a exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações. Para mais detalhes sobre os empréstimos, debêntures e derivativos, vide notas 16,17 e 34 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas.

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\$

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

174 milhões para as distribuidoras e R\$ 860 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

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

cambial. Para mais detalhes sobre os empréstimos, debêntures e derivativos, vide notas 18, 19 e 35 das demonstrações financeiras da Companhia.

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Na data deste Formulário de Referência, não há outras relações de longo prazo com instituições financeiras, além das descritas no item (i) acima.

iii. grau de subordinação entre as dívidas

Não existe grau de subordinação entre as dívidas da Companhia, observado que determinadas dívidas foram contratadas com garantia real e, portanto, têm preferência sobre outras dívidas da Companhia em caso de falência até o limite da garantia real constituída.

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 Restritivas

A Companhia e suas controladas estão sujeitas a cláusulas restritivas com relação às obrigações 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**
Os financiamentos junto ao BNDES restringem as controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista: (i) a somente realizarem o pagamento de Dividendo e Juros sobre Capital Próprio, cujo somatório exceda o dividendo mínimo obrigatório previsto em lei após o cumprimento de todas as obrigações contratuais; (ii) ao atendimento integral das obrigações restritivas estabelecidas no contrato; e (iii) à manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos anualmente, como segue:
 - CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE
 - Endividamento líquido dividido pelo EBITDA – valor máximo 3,5;
 - Endividamento líquido dividido pela soma do endividamento líquido e o Patrimônio Líquido - valor máximo 0,90.
 - CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista (mensurados nas controladas e na Companhia)
 - Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, valor máximo de 3,5;
Em 2012, a controlada CPFL Leste Paulista firmou contrato de financiamento com BNDES no montante de R\$ 12.272 e dentre as cláusulas contidas neste contrato, prevê-se a manutenção do índice financeiro "Endividamento Líquido dividido pelo EBITDA ajustado" menor que 3,5. Em 31 de dezembro de 2012 a controlada não atendeu a esta obrigação. O descumprimento desta obrigação não pecuniária não caracteriza a possibilidade de vencimento antecipado desta dívida e também não provoca vencimento antecipado das demais dívidas que possuem condições específicas de cross-default.
 - CPFL Mococa e CPFL Jaguari
Não possuem covenants financeiros.
 - CPFL Geração

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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

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

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

o CPFL Renováveis

Os empréstimos captados junto ao BNDES - modalidade FINEM I, FINEM VII, BNB e NIB (Bons Ventos) e FINEM VI (Salto Góes), 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.

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

• **Banco do Brasil – Capital de Giro**

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

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

• **Captações em moeda estrangeira - Bank of America, BNP Paribas, J.P Morgan, Societe Generale, Citibank, Morgan Stanley, HSBC, Sumitomo e Scotiabank**

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

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

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- **Debêntures**

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

- CPFL Energia, CPFL Paulista (5ª e 6ª emissões), CPFL Piratininga (3ª, 5ª e 6ª emissões), RGE (5ª e 6ª emissões), CPFL Geração (3ª e 4ª emissões), CPFL Brasil e CPFL Santa Cruz Manutenção, pela Companhia, dos seguintes índices:

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

- BAESA

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

- CPFL Renováveis

- 1ª emissão

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

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

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

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

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

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

Adicionalmente, diversas debêntures de nossas controladas e controladas em conjunto estão

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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

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

A Administração da Companhia e de nossas controladas monitoram esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Nós entendemos que, exceto pelo mencionado anteriormente sobre a controlada indireta CPFL Renováveis e a controlada CPFL Leste Paulista, todas as condições restritivas e cláusulas estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2012.

Para mais informações sobre as cláusulas financeiras, vide as notas explicativas 16 e 17 de nossas demonstrações financeiras.

g) limites de utilização dos financiamentos já contratados

Os percentuais utilizados dos nossos financiamentos já contratados, referentes aos últimos três exercícios sociais, estão apresentados nas tabelas abaixo:

Modalidade	Aprovação	Empresa	Em 2012 - % de Limite	
			Liberado	Saldo
BNDES / Investimento - FINAME I	Em 2010	CPFL Renováveis	95%	5%
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2012	CPFL Paulista	43%	57%
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2012	CPFL Piratininga	38%	62%
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2012	RGE	50%	50%
BNDES / Investimento - FINEM I	Em 2012	CPFL Santa Cruz	96%	4%
BNDES / Investimento - FINEM I	Em 2012	CPFL Leste Paulista	86%	14%
BNDES / Investimento - FINEM I	Em 2012	CPFL Sul Paulista	82%	18%
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2012	CPFL Renováveis	82%	18%
BNDES / Investimento - FINEM VIII	Em 2012	CPFL Renováveis	47%	53%
BNDES / Investimento - FINAME III	Em 2012	CPFL Renováveis	47%	53%

Modalidade	Aprovação	Empresa	Em 2011 - % de Limite	
			Liberado	Saldo
BNDES / Investimento - BNB	Em 2009	Epasa	98%	2% ¹
BNDES / Investimento - FINAME	Em 2009	CPFL Paulista	74%	26% ¹
BNDES / Investimento - FINAME	Em 2009	CPFL Piratininga	67%	33% ¹
BNDES / Investimento - FINAME	Em 2009	RGE	35%	65% ¹
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2010	CPFL Paulista	90%	10% ¹
BNDES / Investimento - FINEM IV	Em 2010	CPFL Piratininga	87%	13% ¹
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2010	RGE	78%	22% ¹
BNDES / Investimento - FINEM III	Em 2010	CPFL Renováveis ²	49%	51%
BNDES / Investimento - FINAME I	Em 2010	CPFL Renováveis ²	76%	24%
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2011	Epasa	96%	4%

¹ Saldo remanescente foi cancelado.

² Em função da reestruturação societária descrita nas Demonstrações Financeiras de 2011, notas 1 e 13, estas dívidas, antes contabilizadas na CPFL Geração e CPFL Brasil, passaram a ser registradas na controlada CPFL Renováveis.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Modalidade	Aprovação	Empresa	Em 2010 - % de Limite	
			Liberado	Saldo
BNDES / Investimento - FINEM IV	Em 2008	CPFL Paulista	89%	11% ¹
BNDES / Investimento - FINAME	Em 2009	CPFL Paulista	39%	61%
BNDES / Investimento - FINAME	Em 2009	CPFL Piratininga	48%	52%
BNDES / Investimento - BNB	Em 2009	Epasa	89%	11%
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2010	CPFL Paulista	46%	54%
BNDES / Investimento - FINEM IV	Em 2010	CPFL Piratininga	41%	59%
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2010	RGE	41%	59%
BNDES / Investimento - FINEM III	Em 2010	CPFL Geração	13%	87%
BNDES / Investimento - FINAME I	Em 2010	CPFL Brasil	0%	100%

¹ Saldo remanescente foi cancelado.

h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

Nossa administração apresenta os balanços patrimoniais e as demonstrações de resultado consolidados referentes aos exercícios sociais encerrados em de 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010 com a demonstração de todas as variações e comentários sobre as mais relevantes. As bases comparativas referem-se a valores ajustados e reclassificados conforme informado na nota explicativa 2.9 das Demonstrações Financeiras de 2012 da Companhia.

Comentários sobre as variações mais relevantes do Ativo:

ATIVO	Balanço Patrimonial Consolidado (em milhões de reais)						2010	AV%
	2012	AH%	AV%	2011	AH%	AV%		
CIRCULANTE								
Caixa e equivalentes de caixa	2.478	-8,2%	8,0%	2.700	72,7%	9,8%	1.563	7,8%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	2.269	21,0%	7,3%	1.874	3,2%	6,8%	1.816	9,1%
Dividendo e juros sobre o capital próprio	3	248,8%	0,0%	1	100,0%	0,0%	-	0,0%
Títulos e valores mobiliários	6	-87,2%	0,0%	48	11,7%	0,2%	43	0,2%
Tributos a compensar	263	-5,1%	0,8%	277	43,7%	1,0%	193	1,0%
Derivativos	1	-76,7%	0,0%	4	1427,0%	0,0%	0	0,0%
Estoques	49	10,0%	0,2%	45	77,9%	0,2%	25	0,1%
Arrendamentos	10	112,6%	0,0%	5	-3,6%	0,0%	5	0,0%
Ativo financeiro da concessão	34	100,0%	0,1%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Outros créditos	517	26,1%	1,7%	410	61,7%	1,5%	253	1,3%
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	5.630	5,0%	18,1%	5.363	37,6%	19,6%	3.898	19,4%
NÃO CIRCULANTE								
Consumidores, concessionárias e permissionárias	162	-11,1%	0,5%	182	-6,9%	0,7%	196	1,0%
Depósitos judiciais	1.185	5,0%	3,8%	1.129	26,7%	4,1%	891	4,4%
Títulos e valores mobiliários	-	-100,0%	0,0%	110	51,0%	0,4%	73	0,4%
Tributos a compensar	225	3,8%	0,7%	217	55,9%	0,8%	139	0,7%
Derivativos	486	125,6%	1,6%	216	100,0%	0,8%	0	0,0%
Créditos fiscais diferidos	1.319	12,1%	4,2%	1.177	-0,6%	4,3%	1.183	5,9%
Arrendamentos	32	29,3%	0,1%	25	-6,8%	0,1%	26	0,1%
Ativo financeiro da concessão	2.343	70,2%	7,5%	1.377	47,3%	5,0%	935	4,7%
Entidade de previdência privada	10	198,7%	0,0%	3	-41,1%	0,0%	6	0,0%
Investimentos ao custo	117	0,0%	0,4%	117	0,0%	0,4%	117	0,6%
Outros créditos	420	50,3%	1,4%	279	25,8%	1,0%	222	1,1%
Imobilizado	9.612	15,9%	30,9%	8.292	43,3%	30,2%	5.786	28,9%
Intangível	9.535	6,8%	30,7%	8.927	35,6%	32,6%	6.585	32,8%
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	25.445	15,4%	81,9%	22.050	36,5%	80,4%	16.159	80,6%
TOTAL DO ATIVO	31.076	13,4%	100,0%	27.413	36,7%	100,0%	20.057	100,0%

Caixa e equivalentes de caixa:

O saldo de R\$ 2.478 milhões em 2012, que representa 8,0% do total do ativo, apresentou uma redução de R\$ 222 milhões, comparado com 2011, decorrente basicamente: (i) geração de R\$ 2.144 milhões de caixa nas atividades operacionais, cujas principais variações estão descritas abaixo; (ii) aquisição de imobilizado e intangível no montante de R\$ 2.468 milhões devido novos investimentos principalmente em infraestrutura de distribuição e geração renovável; (iii) aquisição de empresas pela controlada CPFL Renováveis, no montante de R\$ 879 milhões; (iv) geração de caixa em atividades de financiamentos no montante de R\$ 1.002 devido novas captações e pagamentos de dividendos.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

O saldo de R\$ 2.700 milhões em 2011, que representa 9,8% do total do ativo, apresentou um aumento de R\$ 1.137 milhões, comparado com 2010, decorrente basicamente: (i) geração de R\$ 2.489 milhões de caixa nas atividades operacionais, cujos impactos das principais variações estão descritas abaixo; (ii) aquisição de imobilizado e intangível no montante de R\$ 1.905 milhões devido novos investimentos principalmente em infraestrutura de distribuição e geração; (iii) aquisição de empresas pela controlada CPFL Renováveis, no montante de R\$ 610 milhões, líquido do caixa adquirido; (iv) geração de caixa em atividades de financiamentos no montante de R\$ 1.136 devido novas captações e pagamentos de dividendos.

Consumidores, concessionárias e permissionárias:

O saldo de R\$ 2.269 milhões em 2012, que representa 7,3% do total do ativo, apresentou um aumento de R\$ 394 milhões, devido basicamente o aumento das vendas (faturamento do mês de Dez/2012 comparado com Dez/2011). Não houve variação relevante comparando 2011 a 2010.

Créditos e Débitos fiscais diferidos:

Analisando os créditos e débitos fiscais diferidos em conjunto, a variação de 2011 para 2012 foi de R\$ 24 milhões de um saldo ativo líquido em 2012 de R\$ 163 milhões, não sendo variação relevante.

A variação de 2010 para 2011 foi de uma redução no ativo líquido no montante de R\$ 767 milhões, devido basicamente a constituição de débito fiscal diferido em função da combinação de negócios da CPFL Renováveis.

Ativo Financeiro da Concessão:

O saldo de R\$ 2.343 milhões em 2012, que representa 7,5% do total do ativo, e de R\$ 1.377 milhões em 2011, que representa 5,0% do total do ativo, apresentou aumento de R\$ 966 milhões e R\$ 442 milhões, respectivamente, devido basicamente aquisições de infraestrutura referente serviço de distribuição pelas controladas de distribuição, para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico.

Imobilizado:

O saldo de R\$ 9.612 milhões em 2012, que representa 30,9% do ativo total, apresentou um aumento de R\$ 1.320 milhões em comparação a 2011, decorrente basicamente dos investimentos em projetos em construção da CPFL Renováveis no valor de R\$ 1.520 milhões, compensado parcialmente pela redução de R\$ 212 milhões no consolidado da CPFL Geração, reflexo basicamente da depreciação do exercício.

O saldo de R\$ 8.292 milhões em 2011, que representa 30,2% do ativo total, apresentou um aumento de R\$ 2.506 milhões em comparação a 2010, decorrente basicamente do início da consolidação da CPFL Renováveis.

Intangível:

O saldo de R\$ 9.535 milhões em 2012, que representa 30,7% do total do ativo, apresentou um aumento de R\$ 608 milhões decorrente principalmente do aumento do direito de concessões na aquisição de combinação de negócios efetuado principalmente pela controlada CPFL Renováveis, no valor de R\$ 821 milhões (R\$ 681 líquido da amortização do ágio acumulada), (ii) aumento no Intangível de infraestrutura de distribuição, no valor de R\$ 135 milhões, investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico, compensado pela amortização do intangível do direito da concessão no exercício.

O saldo de R\$ 8.927 milhões em 2011, que representa 32,6% do total do ativo, apresentou um aumento de R\$ 2.343 milhões decorrente principalmente (i) aumento do intangível adquirido em combinação de negócios, no valor de R\$ 2.262 em função à reestruturação societária da CPFL Renováveis, (ii) aumento no Intangível de infraestrutura de distribuição, no valor de R\$ 285 milhões, investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico, compensado pela amortização do intangível do direito da concessão no exercício.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Comentários sobre as variações mais relevantes do Passivo:

Balanco Patrimonial Consolidado (em milhões de reais)								
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2012	AH%	AV%	2011	AH%	AV%	2010	AV%
CIRCULANTE								
Fornecedores	1.691	36,4%	5,4%	1.240	18,4%	4,5%	1.047	5,2%
Encargos de dívidas	143	0,5%	0,5%	142	250,2%	0,5%	41	0,2%
Encargos de debêntures	96	14,4%	0,3%	84	-29,2%	0,3%	118	0,6%
Empréstimos e financiamentos	1.558	73,9%	5,0%	896	54,9%	3,3%	579	2,9%
Debêntures	336	-36,7%	1,1%	531	-64,8%	1,9%	1.510	7,5%
Entidade de previdência privada	52	27,0%	0,2%	41	1,5%	0,1%	40	0,2%
Taxas regulamentares	114	-21,1%	0,4%	145	17,5%	0,5%	124	0,6%
Tributos e contribuições sociais	442	-8,4%	1,4%	483	6,1%	1,8%	455	2,3%
Dividendo e juros sobre capital próprio	27	8,2%	0,1%	25	3,0%	0,1%	24	0,1%
Obrigações estimadas com pessoal	73	2,5%	0,2%	71	20,6%	0,3%	59	0,3%
Derivativos	-	0,0%	0,0%	-	-100,0%	0,0%	4	0,0%
Uso do bem público	30	5,9%	0,1%	29	66,2%	0,1%	17	0,1%
Outras contas a pagar	631	-22,4%	2,0%	813	98,0%	3,0%	411	2,0%
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	5.193	15,4%	16,7%	4.499	1,6%	16,4%	4.428	22,1%
PASSIVO NÃO CIRCULANTE								
Fornecedores	4	100,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Encargos de dívidas	62	163,6%	0,2%	24	-19,0%	0,1%	29	0,1%
Empréstimos e financiamentos	9.036	22,4%	29,1%	7.382	50,1%	26,9%	4.918	24,5%
Debêntures	5.895	29,6%	19,0%	4.549	105,6%	16,6%	2.212	11,0%
Entidade de previdência privada	325	-21,5%	1,0%	415	-27,4%	1,5%	571	2,8%
Tributos e contribuições sociais	-	0,0%	0,0%	-	-100,0%	0,0%	1	0,0%
Débitos fiscais diferidos	1.156	11,3%	3,7%	1.038	273,7%	3,8%	278	1,4%
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	386	14,2%	1,2%	338	16,1%	1,2%	291	1,5%
Derivativos	-	0,0%	0,0%	-	-100,0%	0,0%	8	0,0%
Uso do bem público	461	4,6%	1,5%	441	2,6%	1,6%	430	2,1%
Outras contas a pagar	149	-14,5%	0,5%	174	23,6%	0,6%	141	0,7%
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	17.475	21,7%	56,2%	14.361	61,7%	52,4%	8.879	44,3%
PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Capital social	4.793	0,0%	15,4%	4.793	0,0%	17,5%	4.793	23,9%
Reservas de capital	228	-0,7%	0,7%	230	100,0%	0,8%	-	0,0%
Reservas de lucros	556	12,4%	1,8%	495	18,3%	1,8%	419	2,1%
Reserva de retenção de lucros para investimento	327	100,0%	1,1%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Dividendo adicional Proposto	456	-39,9%	1,5%	758	56,1%	2,8%	486	2,4%
Reserva de retenção de lucros	536	-4,9%	1,7%	563	-7,7%	2,1%	610	3,0%
Lucros acumulados	-	-100,0%	0,0%	227	22,2%	0,8%	186	0,9%
	6.897	-2,4%	22,2%	7.067	8,8%	25,8%	6.494	32,4%
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	1.510	1,7%	4,9%	1.485	480,3%	5,4%	256	1,3%
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	8.407	-1,7%	27,1%	8.553	26,7%	31,2%	6.750	33,7%
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31.076	13,4%	100,0%	27.413	36,7%	100,0%	20.057	100,0%

Fornecedores:

O saldo de R\$ 1.691 milhões em 2012, que representa 5,4% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de R\$ 451 milhões em comparação a 2011, decorrente basicamente do (i) aumento no custo com energia comprada e encargos de distribuição e transmissão de energia elétrica, conforme comentado no item abaixo, e (ii) aumento em fornecedores de materiais e serviços em função das atividades da CPFL Renováveis (R\$ 24 milhões), óleo combustível para as termoelétricas da controlada Epasa (R\$ 85 milhões), e aquisição de crédito de ICMS pela controlada CPFL Paulista (R\$ 64 milhões). Não há variação relevante comparando 2011 a 2010.

Empréstimos, financiamentos e debêntures:

O saldo de R\$ 17.126 milhões em 2012, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representa 55,1% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de R\$ 3.518 milhões comparado com 2011, decorrente basicamente da captação de novos recursos no montante de R\$ 4.294 milhões, em função do plano estratégico de expansão dos negócios, como por exemplo, para financiamento dos projetos em fase de construção na controlada CPFL Renováveis, provisão de encargos no montante de R\$ 1.069 milhões, compensados parcialmente pelas amortizações de R\$ 1.885 milhões.

O saldo de R\$ 13.608 milhões em 2011, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representa 49,6% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de R\$ 4.201 milhões comparado com 2010, decorrente basicamente da captação de novos recursos no montante de R\$ 5.537 milhões, em função do plano estratégico de expansão dos negócios, provisão de encargos no montante de R\$ 1.030 milhões, início da consolidação da CPFL Renováveis no montante de R\$ 909 milhões, compensados parcialmente pelas amortizações de R\$ 3.158 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

As principais captações de 2012, 2011 e 2010 estão divulgadas nas Demonstrações Financeiras e na alínea (F) desta seção 10.1.

Reserva de Capital:

O saldo de R\$ 230 milhões em 2011, que representa 0,8% do total do passivo e patrimônio líquido, foi constituído em 2011 em consequência à combinação de negócios da CPFL Renováveis.

Reserva de Lucros:

A variação refere-se à constituição da Reserva Legal, correspondente a 5% do Lucro Líquido do Exercício.

Reserva de Retenção de Lucros para Investimento e Lucros Acumulados:

Em 2012 foi constituído Reserva de Retenção de Lucros para Investimento, no montante de R\$ 327 milhões, referente à atualização do ativo financeiro que passou a ser contabilizada no Resultado do Exercício, por se tratar de resultado cuja realização financeira se dará apenas no momento da indenização que será no final da concessão. Neste sentido, nós propusemos esta retenção como reserva de retenção de lucros para investimento, suportada por orçamento de capital conforme artigo 196 da Lei 6.404/76. Em 2010 (R\$ 186 milhões acumulado) e em 2011 (R\$ 41 milhões) foi registrado em Lucros Acumulados.

Comentários sobre as variações mais relevantes da Demonstração de Resultado:

	2012	AH%	AV%	2011	AH%	AV%	2010
Receita operacional	21.422	13,5%	142,3%	18.866	7,5%	147,8%	17.557
Fornecimento de energia elétrica	16.051	8,0%	106,6%	14.866	6,7%	116,5%	13.930
Suprimento de energia elétrica	2.264	74,4%	15,0%	1.298	8,5%	10,2%	1.196
Receita de construção de infraestrutura da concessão	1.352	19,6%	9,0%	1.130	8,3%	8,9%	1.044
Outras receitas operacionais	1.756	11,7%	11,7%	1.572	13,4%	12,3%	1.387
Deduções da receita operacional	(6.367)	4,3%	-42,3%	(6.102)	10,3%	-47,8%	(5.533)
Receita operacional líquida	15.055	17,9%	100,0%	12.764	6,2%	100,0%	12.024
Custo com energia elétrica	(7.726)	24,2%	-51,3%	(6.221)	0,0%	-48,7%	(6.222)
Energia comprada para revenda	(6.152)	25,4%	-40,9%	(4.907)	-2,9%	-38,4%	(5.050)
Encargo de uso do sist transm distrib	(1.574)	19,6%	-10,5%	(1.314)	12,3%	-10,3%	(1.172)
Despesa operacional	(4.558)	30,5%	-30,3%	(3.493)	14,1%	-27,4%	(3.062)
Pessoal	(707)	0,4%	-4,7%	(704)	18,6%	-5,5%	(594)
Entidade de previdência privada	16	-80,3%	0,1%	83	2,9%	0,6%	81
Material	(218)	129,6%	-1,4%	(95)	17,6%	-0,7%	(81)
Serviço de terceiros	(555)	4,5%	-3,7%	(531)	13,6%	-4,2%	(467)
Depreciação/amortização	(841)	36,6%	-5,6%	(616)	20,9%	-4,8%	(509)
Amortização de intangível de concessão	(286)	54,2%	-1,9%	(185)	1,5%	-1,5%	(183)
Custo de construção de infraestrutura da concessão	(1.352)	19,6%	-9,0%	(1.130)	8,3%	-8,9%	(1.044)
Outros	(616)	95,9%	-4,1%	(315)	18,5%	-2,5%	(265)
Resultado do serviço	2.771	-9,2%	18,4%	3.051	11,4%	23,9%	2.739
Resultado financeiro	(768)	22,7%	-5,1%	(625)	130,5%	-4,9%	(271)
Receitas financeiras	720	-5,4%	4,8%	761	34,6%	6,0%	566
Despesas financeiras	(1.488)	7,3%	-9,9%	(1.387)	65,7%	-10,9%	(837)
Resultado antes dos tributos	2.003	-17,4%	13,3%	2.425	-1,7%	19,0%	2.468
Contribuição social	(199)	-7,7%	-1,3%	(216)	-5,8%	-1,7%	(229)
Imposto de renda	(548)	-6,4%	-3,6%	(585)	-6,3%	-4,6%	(625)
Lucro Líquido	1.257	-22,6%	8,3%	1.624	0,6%	12,7%	1.615
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	1.226	-22,0%	8,1%	1.572	-1,4%	12,3%	1.595
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	31	-40,7%	0,2%	52	159,9%	0,4%	20

Receita operacional líquida:

A receita operacional líquida corresponde a receita de operações com energia elétrica, outras receitas operacionais e as deduções da receita operacional (impostos e contribuições setoriais). Abaixo demonstramos quadro comparativo das receitas em 2012, 2011 e 2010.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	2012			2011			2010	
	R\$	GWh	AH % - R\$	R\$	GWh	AH % - R\$	R\$	GWh
Receita Operacional Líquida								
Residencial	6,632	14,567	10.9%	5,979	13,626	10.4%	5,417	12,983
Industrial	4,086	14,536	-1.0%	4,128	14,718	0.1%	4,124	15,413
Comercial	3,389	8,714	9.8%	3,086	8,140	10.4%	2,795	7,695
Rural	493	2,093	8.9%	452	1,991	4.1%	435	2,100
Poderes Públicos	451	1,220	7.3%	420	1,154	9.3%	385	1,112
Iluminação Pública	345	1,525	4.9%	329	1,495	8.2%	304	1,444
Serviço Público	543	1,864	6.2%	512	1,823	8.8%	470	1,742
(-) Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(25)	-	-100.0%	-	-	0.0%	-	-
Fornecimento Faturado	15,914	44,519	6.8%	14,907	42,946	7.0%	13,929	42,489
Consumo Próprio	-	33	-	-	33	-	-	33
Fornecimento Não Faturado (Líquido)	137		-436.6%	(41)		-3219.0%	1	
Encargos Emergenciais - ECE/EAEE	0		-94.4%	0		157.4%	0	
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo	(7,558)		4.8%	(7,214)		23.5%	(5,844)	
Fornecimento de Energia Elétrica	8,493	44,552	11.0%	7,652	42,979	-5.4%	8,087	42,522
Furnas Centrais Elétricas S.A.	412	3,034	6.5%	387	3,026	11.3%	347	3,026
Energia Elétrica de Curto Prazo	233	2,675	157.8%	90	4,279	-22.8%	117	4,279
Outras Concessionárias e Permissionárias	1,619	9,505	97.2%	821	6,832	12.2%	731	6,832
Suprimento de Energia Elétrica	2,264	15,214	74.4%	1,298	14,137	8.5%	1,196	14,137
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo	7,558		4.8%	7,214		23.5%	5,844	
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre	1,405		6.3%	1,321		17.1%	1,128	
Receita Disp. Rede Elétrica - TUSD	8,963		5.0%	8,535		22.4%	6,971	
Receita de Construção	1,352		19.6%	1,130		8.3%	1,044	
Outras Receitas e Rendas	352		40.2%	251		-3.0%	259	
Outras Receitas Operacionais	10,666		7.6%	9,916		19.8%	8,274	
Receita Operacional Bruta	21,422		13.4%	18,896		7.6%	17,557	
ICMS	(3,179)		7.1%	(2,968)		8.8%	(2,728)	
PIS	(298)		5.3%	(283)		6.6%	(265)	
COFINS	(1,369)		5.1%	(1,303)		6.4%	(1,225)	
ISS	(5)		-2.1%	(5)		30.8%	(4)	
Reserva Global De Reversão - RGR	(101)		40.4%	(72)		33.4%	(54)	
Conta Cons Combustível - CCC	(598)		-18.9%	(737)		24.2%	(594)	
Conta Desenv Energético - CDE	(584)		11.3%	(525)		11.4%	(471)	
Programa de P & D e Eficiência Energética	(155)		7.8%	(144)		6.8%	(135)	
PROINFA	(78)		19.6%	(65)		14.4%	(57)	
Encargos Emergenciais - ECE/EAEE	(0)		-93.7%	(0)		173.6%	(0)	
IPI	(0)		298.7%	(0)		-100.0%	-	
Deduções das Receitas	(6,367)		4.3%	(6,102)		10.3%	(5,533)	
Receita Operacional Líquida	15,055		17.7%	12,794		6.4%	12,024	

Principais variações da Receita Operacional Líquida de 2012, comparado com 2011:**Receita Operacional Bruta:**

A Receita Operacional Bruta em 2012 foi de R\$ 21.422 milhões, representando um aumento de 13,4% (R\$ 2.526 milhões) comparado com 2011. Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 6,8% (R\$ 1.008 milhões) no fornecimento faturado, justificado pelo: (i) aumento de 3,0% (R\$ 445 milhões) nas tarifas médias praticadas e aumento de 3,7% (R\$ 562 milhões) na quantidade de energia vendida;
- Aumento de 74,4% (R\$ 966 milhões) no suprimento de energia, motivado principalmente por (i) CPFL Renováveis (R\$ 602 milhões), em função de aquisição de empresas, principalmente Jantus e Santa Luzia e a entrada em operação das usinas CPFL Bio Ipê em maio/2012, CPFL Bio Pedra em junho/2012, parques eólicos de Santa Clara em julho/2012, Usina Ester em outubro/2012 e outras, (ii) aumento na venda na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (R\$ 143 milhões), apesar da redução na quantidade vendida, houve aumento no preço médio, (iii) aumento na venda de outras concessionárias e permissionárias no valor de R\$ 196 milhões, decorrente do aumento de 16,2% no volume da energia vendida e de 10,4% no preço médio.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Aumento de 15,0% (R\$ 405 milhões) em outras receitas operacionais, devido basicamente ao aumento de (i) R\$ 91 milhões na receita pela disponibilidade da rede elétrica –TUSD em virtude da migração de consumidores para o mercado livre, (ii) aumento de R\$ 26 milhões referente ao registro de subvenção baixa renda ressarcida pelos recursos do CDE, e (iii) R\$ 222 milhões na receita de construção de infraestrutura da concessão, devido ao maior volume de investimentos, sem impactos no resultado da empresa, pois o mesmo valor é registrado no custo operacional.

Deduções da Receita Operacional:

As Deduções da Receita Operacional em 2012 foram de R\$ 6.367 milhões, apresentando um aumento de 4,3% (R\$ 265 milhões) comparado com 2011. Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 7,1% (R\$ 211 milhões) do ICMS, principalmente em decorrência do crescimento do fornecimento faturado;
- Aumento de 5,1% (R\$ 81 milhões) no PIS e COFINS, devido basicamente ao aumento do fornecimento e suprimento de energia elétrica e outras receitas, compensado pelo efeito da contabilização dos créditos sobre amortização do intangível de infraestrutura de distribuição no montante de R\$ 113 milhões. Em 2011 os créditos de PIS e COFINS sobre essas amortizações eram registrados na linha de Despesa de Depreciação e Amortização, e em 2012 estão registrados na linha de Deduções da Receita para melhor adequação contábil;
- Referente os Encargos Setoriais, redução de 3,8% (R\$ 51 milhões), sendo as principais variações (i) Conta de Consumo de Combustível – CCC (redução de R\$ 139 milhões), (ii) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (aumento de R\$ 59 milhões), e (iii) Reserva Global De Reversão – RGR (aumento R\$ 29 milhões).

Principais variações da Receita Operacional Líquida de 2011, comparado com 2010:

Receita Operacional Bruta:

A Receita Operacional Bruta em 2011 foi de R\$ 18.896 milhões, representando um aumento de 7,6% (R\$ 1.339 milhões) comparado com 2010. Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 7,0% (R\$ 978 milhões) no fornecimento faturado, justificado pelo: (i) aumento de 5,9% (R\$ 819 milhões) nas tarifas médias praticadas e aumento de 1,1% (R\$ 159 milhões) na quantidade de energia vendida;
- Redução de R\$ 42 milhões no fornecimento não faturado em consequência do aumento no número de dias de faturamento;
- Aumento de 8,5% (R\$ 102 milhões) no suprimento de energia, motivado principalmente pelo aumento de 11,0% no volume da energia vendida;
- Aumento de 11,2% (R\$ 272 milhões) em outras receitas operacionais, devido basicamente ao aumento de (i) R\$ 193 milhões na receita pela disponibilidade da rede elétrica –TUSD em virtude da migração de consumidores para o mercado livre, e (ii) R\$ 86 milhões na receita de construção de infraestrutura da concessão, devido ao maior volume de investimentos, sem impactos no resultado da empresa, pois o mesmo valor é registrado na custo operacional.

Deduções da Receita Operacional:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

As Deduções da Receita Operacional em 2011 foram de R\$ 6.102 milhões, apresentando um aumento de 10,3% (R\$ 569 milhões) comparado com 2010. Os principais fatores desta variação foram decorrentes (i) do crescimento do fornecimento e suprimento de energia elétrica e outras receitas, e (ii) aumento de R\$ 215 milhões nos Encargos Setoriais: Reserva Global de Reversão – RGR (R\$ 18 milhões), Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (R\$ 143 milhões) e Conta de Consumo de Combustível – CCC (R\$ 54 milhões).

Custo com Energia Elétrica:

Partes significativas destes aumentos de custos não constam nas tarifas das distribuidoras e serão repassados no próximo reajuste tarifário.

Principais variações do Custo com Energia Elétrica de 2012, comparado com 2011:

O Custo com Energia Elétrica em 2012 totalizou R\$ 7.726 milhões, representando um aumento de 24,2% (R\$ 1.505 milhões) comparado com 2011.

Energia Elétrica Comprada para Revenda:

O custo da energia elétrica comprada para revenda aumentou 25,4% (R\$1.245 milhões), devido principalmente ao aumento nos preços médios, em função da grande exposição e variação da apuração do preço "PLD", dos reajustes de preços e da variação cambial da compra de Itaipu.

Encargos do Uso do Sistema de Distribuição:

Aumento de 19,8% (R\$ 261 milhões) nos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição devido principalmente aos Encargos de Rede Básica (R\$ 143 milhões) devido a reajuste de transmissoras, Encargos de Energia de Reserva (R\$ 51 milhões) e Encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 66 milhões).

Principais variações do Custo com Energia Elétrica de 2011, comparado com 2010:

O Custo com Energia Elétrica em 2011 totalizou R\$ 6.221 milhões, não apresentando variação quando comparado com 2010.

Energia Elétrica Comprada para Revenda:

O montante de energia elétrica comprada para revenda em 2011 foi de R\$ 4.907 milhões, representando uma redução de 2,8% (R\$ 143 milhões), justificado pela (i) redução do preço médio de 8,9%, reflexo da redução de 51,7% no preço médio da energia comprada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e da redução de 3,8% no preço médio na compra de Itaipu, compensado parcialmente pelo (ii) aumento de 6,6% no volume de energia comprada.

Encargos do Uso do Sistema de Distribuição:

Aumento de 12,1% (R\$ 141 milhões) nos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição devido principalmente (i) aos Encargos de Rede Básica (R\$ 120 milhões) devido a reajuste de transmissoras, (ii) Encargos de Uso do Sistema de Distribuição (R\$ 12 milhões), e (iii) Encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 13 milhões).

Custos e Despesas Operacionais:

Principais variações dos Custos e Despesas Operacionais de 2012, comparado com 2011:

Os Custos e Despesas Operacionais foram de R\$ 4.558 milhões, um aumento de 30,5% (R\$ 1.066 milhões) quando comparado com 2011. Esta variação deve-se principalmente a:

- Redução da receita de "Entidade de Previdência Privada" de 80,3% (R\$ 67 milhões) em

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

função dos resultados dos cálculos atuariais para o exercício de 2012;

- Aumento de 129,6% (R\$ 123 milhões) nas despesas de material devido principalmente os gastos com óleo combustível pela controlada indireta Epasa, em função do acionamento das usinas termoeletricas;
- Aumento de 36,6% (R\$ 225 milhões) nas despesas com depreciação e amortização devido basicamente (i) ao efeito da consolidação da CPFL Renováveis (R\$ 142 milhões); (ii) alteração na contabilização do crédito de PIS/COFINS (R\$ 55 milhões contabilizado em depreciação e amortização em 2011), conforme já comentado no item de Deduções da Receita Operacional; (iii) aumento da amortização e depreciação sobre novos investimentos compensados parcialmente pela alteração das taxas de depreciação estipuladas pelo órgão regulador em 2012;
- Aumento da amortização de intangível de concessão de 54,2% (R\$ 101 milhões), devido basicamente à amortização do intangível de concessão gerado nas combinações de negócios ocorridas na CPFL Renováveis no segundo semestre de 2011 e em 2012;
- Aumento do custo de construção de infraestrutura da concessão de 19,6% (R\$ 222 milhões), devido ao maior volume de investimentos, sem impactos no resultado da empresa, pois o mesmo valor é registrado na receita operacional;
- Aumento de 95,9% (R\$ 302 milhões) em Outras Despesas, principalmente pelo (i) aumento de R\$ 93 milhões em Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, devido a mudança de estimativa, (ii) aumento de R\$ 128 milhões em despesas legais, judiciais e indenizações, e (iii) aumento de R\$ 50 milhões na alienação, desativação e outros de ativo não circulante, devido principalmente a baixa de ativos nas controladas de distribuição (R\$ 45 milhões), em função dos inventários físicos efetuados para a implantação do MCPSE (Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico).

Principais variações dos Custos e Despesas Operacionais de 2011, comparado com 2010:

Os Custos e Despesas Operacionais foram de R\$ 3.493 milhões, um aumento de 14,1% (R\$ 431 milhões) quando comparado com 2010. Esta variação deve-se principalmente a:

- Aumento de 18,6% (R\$ 110 milhões) em Pessoal devido principalmente (i) R\$ 51 milhões em função do programa de aposentadoria incentivada em 2011, (ii) R\$ 21 milhões em função do início da consolidação da CPFL Renováveis, e (iii) reajuste dos salários principalmente em função do Acordo Coletivo;
- Aumento de 13,6% (R\$ 64 milhões) em Serviços de Terceiros, devido principalmente (i) R\$ 7 milhões referente os gastos com inventário físico de ativos, em atendimento à Resolução Aneel nº 367/09, e (ii) R\$ 41 milhões em função do início da consolidação da CPFL Renováveis.
- Aumento de 20,9% (R\$ 107 milhões) em Depreciação e Amortização, devido basicamente (i) ao efeito da consolidação da CPFL Renováveis (R\$ 36 milhões), e (ii) a entrada em operação da Usina Foz do Chapecó (R\$ 55 milhões) em outubro de 2010 e março de 2011, e da Epasa (R\$ 12 milhões) em dezembro de 2010 para a UTE Termonordeste e janeiro de 2011 para a UTE Termoparaíba.
- Aumento do custo de construção de infraestrutura da concessão de 8,3% (R\$ 86 milhões), devido ao maior volume de investimentos, sem impactos no resultado da empresa, pois o mesmo valor é registrado na receita operacional;
- Aumento de 18,5% (R\$ 49 milhões) em Outras Despesas, principalmente pelo aumento de R\$ 54 milhões nas despesas legais, judiciais e indenizações em função da Reversão

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

de Provisões em 2010 relacionadas a discussão envolvendo a Majoração do PIS/COFINS (R\$ 40 milhões) da controlada CPFL Paulista e da provisão para contingência de ISS da controlada em conjunto Enercan (R\$ 9 milhões).

Resultado financeiro:

Principais variações do Resultado Financeiro de 2012, comparado com 2011:

O Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa de R\$ 768 milhões em 2012, representando um aumento na despesa de R\$ 142 milhões, comparado com 2011. Esta variação decorre basicamente:

- Redução nas receitas financeiras de 5,4% (R\$ 41 milhões), decorrentes (i) da redução de R\$ 145 milhões no rendimento de aplicação financeira, parcialmente compensado pelo (ii) aumento de R\$ 96 milhões na atualização do ativo financeiro, e (iii) atualização financeira de outros ativos;
- Aumento nas despesas financeiras de 7,3% (R\$ 101 milhões), principalmente em função de: (i) aumento de R\$ 93 milhões em encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais, composta por um aumento de R\$ 239 milhões na CPFL Renováveis principalmente em função dos novos investimentos e aquisições e por uma redução de R\$ 141 milhões devido basicamente à redução do CDI e TJLP, e (iii) aumento em despesas com juros e multas sobre no valor de R\$ 28 milhões referente pagamento de incorporação de rede na controlada CPFL Paulista.

Principais variações do Resultado Financeiro de 2011, comparado com 2010:

O Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa de R\$ 625 milhões em 2011, representando um aumento na despesa de R\$ 354 milhões, comparado com 2010. Esta variação decorre basicamente:

- Aumento nas receitas financeiras de 130,5% (R\$ 196 milhões) decorrente basicamente do rendimento de aplicação financeira;
- Aumento nas despesas financeiras de 34,6% (R\$ 550 milhões), principalmente em função de: (i) aumento de R\$ 422 milhões em encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais, em função da variação dos indexadores da dívida, em especial o CDI (18,9%) e do maior endividamento, (ii) aumento de R\$ 26 milhões na despesa de UBP das controladas da CPFL Geração, (iii) redução de R\$ 94 milhões nos juros capitalizados, devido à entrada em operação de Foz do Chapecó a partir de outubro de 2010, Epasa a partir de dezembro 2010 e Bioenergia a partir de agosto de 2010.

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:

Como resultado de nossa associação com a ERSA e a aquisição das ações da Jantus, em 2011 nós criamos um segmento operacional separado para segregar as nossas atividades relacionadas a fontes de energia renováveis. A partir de 1º de agosto de 2011, passamos a ter quatro segmentos de operações: distribuição, geração por fontes convencionais, geração de fontes renováveis e comercialização. Em 1º de janeiro de 2012, iniciamos a análise do segmento de serviços de forma segregada, e conforme mencionado na nota explicativa 30 de nossas demonstrações financeiras consolidadas, apresentamos cinco segmentos de operações: distribuição, geração por fontes convencionais, geração por fontes renováveis, comercialização e serviços. Devido ao fato de não haver informação disponível no segmento de geração por fontes renováveis para o primeiro semestre de 2011, as informações financeiras relativas ao nosso segmento de fontes renováveis para o período anterior não são comparáveis a 2011. Além disso, como temos analisado separadamente nossas atividades de comercialização e serviços, as informações de 2011 para ambos os segmentos são apresentadas de forma separada para fins de comparação. Assim, a discussão abaixo foca nos segmentos de distribuição, geração (fontes convencionais e renováveis), comercialização e serviços.

A rentabilidade de cada um de nossos segmentos é diferenciada. Nosso segmento de distribuição reflete primordialmente as vendas a consumidores cativos e tarifa pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) junto a consumidores livres, cujos preços são estabelecidos pelo órgão regulador. A quantidade vendida varia de acordo com fatores externos como clima, nível de renda e crescimento econômico. Este segmento representa 82,3% da nossa receita operacional líquida, mas a sua contribuição ao lucro líquido é menor. Em 2012, 69,9% do nosso lucro líquido foi procedente de nossas atividades de distribuição (em 2011, foi 71,0%).

Nossos segmentos de geração (convencionais e renováveis), comercialização e serviços atualmente representam um percentual pequeno de nossa receita líquida: 8,8%, 8,5% e 0,3% em 2012, 5,5%, 7,1% e 0,8% em 2011, respectivamente. Porém, a contribuição dos nossos segmentos de geração (convencionais e renováveis), comercialização e serviços no nosso lucro líquido foi maior (28,2%, 8,1% e 2,1%, respectivamente).

Nosso segmento de geração por fontes convencionais consiste, em grande parte, de projetos de hidrelétricas, e o nosso segmento de geração por fontes renováveis consiste de parques eólicos e termelétricas a biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Todas as nossas fontes de geração requerem um elevado investimento em ativos imobilizados, e nos primeiros anos normalmente demandam financiamentos relevantes para construção. Quando esses projetos se tornarem operacionais, eles resultarão em uma margem mais elevada (o percentual da receita operacional na receita bruta) do que a margem do segmento de distribuição; no entanto, contribuirão também com despesas com juros e custos financeiros mais elevados. Por exemplo, em 2012, nosso segmento de geração por fontes convencionais representou 39,6% 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 2012, 28,2% de nosso lucro líquido foi procedente de nossas atividades de geração por fontes convencionais.

Nós temos reportado o nosso segmento de geração por 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 financeiras comparativas para o período anterior a 1º de agosto de 2011, e as informações sobre resultados e operações relacionadas ao nosso segmento de geração por fontes renováveis foram incluídas nas informações sobre resultados e operações de nosso segmento de geração por fontes convencionais. Em 31 de dezembro de 2012, 15,2% do imobilizado de nosso segmento de geração por fontes renováveis estava em construção.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Até 31 de dezembro de 2011, nós apresentávamos nossas atividades do segmento de comercialização e serviços conjuntamente. A partir de 1º de janeiro de 2012, temos analisado estas atividades separadamente. Por esta razão, as informações de 2011 são apresentadas separadamente para mantermos a comparabilidade em relação ao segmento de serviços.

Nosso segmento de comercialização vende energia para Consumidores Livres e outras concessionárias e permissionárias. Em 2012, 8,5% (9,8% em 2011) do nosso lucro líquido foi procedente das nossas atividades de comercialização.

Nosso segmento de serviços presta aos nossos clientes uma ampla gama de serviços relacionados à eletricidade. Estes serviços são projetados para ajudar nossos consumidores a melhorar a eficiência, o custo e confiabilidade de equipamentos. Em 2012, 1,8% (0,6% em 2011) do nosso lucro líquido foi procedente do nosso segmento de serviços.

Nossos segmentos também realizam compras e vendas de energia elétrica e serviços de valor agregado entre eles. Em especial, nossos segmentos de geração (por fontes convencionais e renováveis), de comercialização e de serviços, vendem energia e prestam serviços para nossas distribuidoras. Em nossas demonstrações financeiras 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 por segmentos.

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.

i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita

Nossa receita operacional é proveniente das atividades de distribuição, geração (por fontes convencionais e renováveis), comercialização e serviços relacionados à energia, conforme abaixo:

- Distribuição: consiste, em grande parte, de fornecimento de energia elétrica para clientes cativos, bem como recebimento da tarifa referente o uso da rede de distribuição;
- Geração: consiste na venda da energia gerada por fontes convencionais (hidrelétricas e termoeletricas) e por fontes alternativas e renováveis, como PCH's, parques eólicos e termoeletricas movidas a biomassa de cana de açúcar;
- Comercialização: consiste no fornecimento e suprimento de energia elétrica para clientes livres e venda para outras concessionárias e permissionárias;
- Serviços: consiste na prestação de serviço de valor agregado relacionado à energia elétrica, como sistema de autoprodução, sistema de transmissão, sistema de distribuição, manutenções elétricas, recuperação de equipamentos, dentre outras atividades de prestação de serviço.

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Resultados das Operações: 2012 em comparação com 2011

Receita Operacional Líquida

Nossas receitas operacionais líquidas foram de R\$ 15.055 milhões em 2012, um aumento de 17,9% quando comparado com 2011. Aqui está incluído a receita relacionada à construção da infraestrutura da concessão no montante de R\$1.352 milhões que não afeta o resultado devido aos custos correspondentes no mesmo valor. O aumento das nossas receitas operacionais refletiu

10.2 - Resultado operacional e financeiro

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 Consumidores Livres.

A seguir, descrevemos as alterações em 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\$ 15.914 milhões em 2012, um aumento de 6,8% em comparação com 2011, que reflete principalmente as vendas para consumidores cativos nas áreas de concessão de nossas oito subsidiárias de distribuição, e estão sujeitas a reajuste conforme mostrado abaixo:

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). Em 2012, as tarifas de fornecimento de energia elétrica praticadas aumentaram em média 3,0% devido principalmente aos reajustes tarifários das nossas distribuidoras CPFL Paulista (2,89%), RGE (3,38%) e CPFL Piratininga (5,50%) – vide nota explicativa 26 de nossas demonstrações financeiras. Os preços médios para Consumidores Finais em 2012 foram maiores em todas as categorias de consumidores:

- **Consumidores industriais e comerciais.** Com relação aos consumidores cativos (que representam 78,8% da quantidade total vendida a essa categoria nas nossas demonstrações consolidadas), os preços médios aumentaram 4,1% e 3,2%, respectivamente, devido ao reajuste tarifário anual. Com relação aos Consumidores Livres, o preço médio da classe industrial aumentou em 2,0%, enquanto que o preço médio da classe comercial reduziu 2,8%, respectivamente. O efeito da redução no preço médio da classe comercial foi devido descontos concedidos para os contratos de TUSD dos Consumidores Livres e outros descontos concedidos para determinados contratos.
- **Consumidores residenciais.** Os preços médios aumentaram em 3,7% principalmente devido a reajustes tarifários.

O aumento das vendas em 2012 refletiu o dinamismo econômico para os consumidores residenciais e comerciais, que representam 63% de nossas vendas a consumidores finais. O crescimento da quantidade vendida para estas classes de consumidores em 6,9% e 7,0%, respectivamente, e o conseqüente aumento nas vendas em 10,9% e 9,8%, foi decorrente da manutenção da massa salarial em alto patamar e do mercado de trabalho aquecido (aumento da renda e do emprego, do acesso ao crédito, das vendas de eletroeletrônicos, eletrodomésticos e no comércio varejista). A classe industrial representa 25,6% de nossas vendas aos consumidores finais. A quantidade vendida para os consumidores industriais diminuiu 1,2%, refletindo uma queda de 9,7% nas vendas para Consumidores Finais cativos, que foi parcialmente compensada por um aumento de 20,1% nas vendas do mercado livre. A venda aos consumidores industriais também demonstrou uma queda em função da migração de clientes para o mercado livre e do baixo dinamismo da atividade industrial como um todo no país (o PIB industrial apresentou queda de 0,8%), o qual se deve aos impactos diretos da desaceleração econômica mundial. Os 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 nossas receitas operacionais de vendas de suprimento de energia elétrica foram de R\$ 2.264

10.2 - Resultado operacional e financeiro

milhões em 2012 (10,6% das receitas operacionais brutas), representando um aumento de 74,4% (R\$966 milhões) em relação a 2011. Este aumento ocorreu principalmente em função: (i) crescimento nas vendas de energia elétrica da CPFL Renováveis (R\$562 milhões); (ii) além do aumento nas vendas de energia elétrica às outras concessionárias e permissionárias (R\$273 milhões) efetuadas por nossas subsidiárias de geração e comercialização; e (iii) pelo aumento na venda na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (R\$122 milhões) em função do aumento no preço médio.

Outras Receitas Operacionais

Nossas outras receitas operacionais brutas foram de R\$3.108 milhões em 2012 (20,6% das nossas receitas operacionais líquidas), um aumento de 15,0% (R\$405 milhões) comparado a 2011. Os principais fatores desta variação foram: (i) o aumento de 19,6% (R\$222 milhões) na receita de construção de infraestrutura da concessão, em função de investimentos na melhoria e expansão da distribuição; (ii) o aumento de 6,9% (R\$91 milhões) na receita pela disponibilidade da rede elétrica – TUSD, em virtude da migração de consumidores para o mercado livre; e (iii) o aumento de R\$26 milhões referente ao registro de subvenção baixa renda ressarcida pelos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.

Deduções da receita operacional

Deduzimos determinados impostos e encargos setoriais de nossas receitas operacionais brutas para calcular a receita líquida. Os impostos ICMS (um imposto estadual), PIS e COFINS (contribuições federais), e o programa de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (encargos setoriais) são calculados com base na receita operacional bruta, enquanto que os demais encargos setoriais variam dependendo do efeito regulatório refletidos nas nossas tarifas. Em 2012, essas deduções, que representaram 29,7% de nossa receita operacional bruta em 2012 e 32,3% em 2011, foram de R\$6.367 milhões, um aumento de 4,3% (R\$265 milhões) comparado a 2011. Esta variação foi reflexo principal do aumento de: (i) 7,1% (R\$211 milhões) de ICMS, principalmente em decorrência do crescimento do fornecimento faturado; (ii) 5,1% (R\$81 milhões) de PIS/COFINS devido basicamente ao aumento das nossas receitas operacionais brutas, compensado pelo efeito da contabilização dos créditos sobre amortização no montante de R\$113 milhões (em 2011 os créditos de PIS e COFINS sobre amortização eram registrados na linha de Despesa de Depreciação e Amortização, e em 2012 estão registrados na linha de deduções da receita operacional para melhor adequação contábil); (iii) parcialmente compensado pelo efeito líquido da redução de 1,7% (R\$27 milhões) dos encargos setoriais. Veja nota explicativa 26 das nossas demonstrações financeiras.

VENDAS POR SEGMENTO

Distribuição

As receitas operacionais líquidas do nosso segmento de distribuição em 2012 somaram R\$12.414 milhões, um aumento de 12,2% (ou R\$1.348 milhões) comparado a R\$11.066 milhões em 2011. Este aumento foi principalmente devido: (i) ao aumento de R\$829 milhões decorrentes dos ajustes de tarifa, que resultaram em um aumento médio de 4,2% e ao aumento de 1,6% na quantidade de energia vendida; (ii) ao aumento de 6,6% (ou R\$89 milhões) nas receitas TUSD cobradas de Consumidores Livres, (iii) ao aumento de 19,6% (ou R\$222 milhões) na receita de construção de infraestrutura da concessão, função de investimentos na melhoria e expansão da distribuição; (iv) ao aumento de R\$103 milhões nas vendas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, em função do aumento no preço médio, (v) redução de 6,3% (ou R\$80 milhões) nas contribuições CCC e CDE, a qual foi parcialmente compensada pelo aumento de 5,6% (ou R\$260 milhões) nos impostos incidentes sobre as receitas operacionais brutas.

Geração (fontes convencionais e renováveis)

A receita líquida do nosso segmento de geração em 2012 somou R\$2.431 milhões (R\$1.613 milhões do segmento de geração por fontes convencionais e R\$818 milhões do segmento de geração por fontes renováveis), um aumento de 50,0% (ou R\$811 milhões) quando comparado com R\$1.621

10.2 - Resultado operacional e financeiro

milhões em 2011. Este aumento reflete principalmente: (i) R\$647 milhões referente às vendas da CPFL Renováveis; (ii) aumento de 6,3% (ou R\$48 milhões) nas vendas da geração por fontes convencionais para as nossas distribuidoras, referente principalmente reajuste de preço; e (iii) aumento de R\$81 milhões devido acionamento de nossas usinas termoeletricas, Termonordeste e Termoparaíba (EPASA), pelo ONS.

Comercialização

A receita líquida do nosso segmento de comercialização em 2012 foi de R\$1.886 milhões, um aumento de 20,1% (ou R\$316 milhões) quando comparada com R\$1,570 milhões em 2011. Este aumento reflete primordialmente o aumento de 7,8% na quantidade de energia vendida e 11,9% de aumento nos preços médios.

Serviços

A receita líquida do nosso segmento de serviços em 2012 foi de R\$172 milhões, um aumento de 26,5% (ou R\$36 milhões) quando comparada com R\$136 milhões em 2011. Este aumento ocorreu principalmente em função: (i) do aumento da receita operacional bruta da CPFL Serviços (serviços prestados a terceiros e às empresas do grupo CPFL Energia), resultado do empenho no aumento da diversidade da prestação de serviços relacionados à eletricidade; e (ii) pelo início das operações da CPFL Nect¹ em Março de 2012.

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\$6.152 milhões em 2012 (50,1% dos nossos custos totais de operação e despesas de operação). Estes custos foram 25,4% (ou R\$1.245 milhões) maiores que em 2011, principalmente em função do aumento nos preços médios, devido a grande exposição e variação da apuração do preço "PLD", aos reajustes de preços e a variação cambial da compra de Itaipu.

Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição.

Nossos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$1.574 milhões em 2012. Estes foram 19,8% (ou R\$261 milhões) maiores que em 2011 devido principalmente ao aumento de: (i) R\$143 milhões nos Encargos da Rede Básica, resultante do reajuste de preço das transmissoras, (ii) R\$66 milhões nos Encargos do Serviço do Sistema – ESS, e (iii) R\$51 milhões nos Encargos de Energia de Reserva, ambos encargos setoriais.

Outros Custos e Despesas Operacionais

Nossos outros custos e despesas operacionais abrangem nosso custo operacional, serviços prestados para terceiros, custos relacionados à construção da infraestrutura da concessão, despesas de vendas, despesas gerais e administrativas e outras despesas operacionais.

Nossos outros custos e despesas operacionais foram de R\$4.558 milhões em 2012, um aumento de 30,5% (ou R\$1.066 milhões) comparado a 2011, devido principalmente aos seguintes eventos importantes: (i) aumento dos custos com construção da infraestrutura no montante de R\$ 222 milhões em função de investimentos na melhoria e expansão da distribuição; (ii) aumento no consumo de combustível utilizado na geração de energia elétrica pela EPASA, no valor de R\$ 99 milhões, líquido dos créditos de PIS/COFINS; (iii) aumento das despesas de depreciação e amortização no montante de R\$ 225 milhões, devido basicamente ao efeito da CPFL Renováveis (R\$142 milhões), alteração na contabilização do crédito de PIS/COFINS (R\$55 milhões) – vide detalhes no nosso comentário sobre as deduções da receita operacional - e ao aumento da

¹ CPFL Nect é a antiga Chumpitaz Serviços S.A.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

amortização e depreciação sobre novos investimentos compensados parcialmente pela alteração das taxas de depreciação estipuladas pela ANEEL em 2012 (R\$21 milhões) – vide detalhes no nosso comentário na nota explicativa 12 e 13 de nossas demonstrações financeiras; (iv) aumento da provisão para créditos de liquidação duvidosa decorrente basicamente de créditos de consumidores nas controladas do segmento de distribuição, no montante de R\$ 93 milhões; (v) aumento das despesas legais, judiciais e indenizações no montante de R\$ 128 milhões; (vi) aumento em perda na alienação, desativação e outros ativos não circulante em R\$50 milhões, principalmente em função do inventário físico dos bens da infraestrutura da concessão em função da implementação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE (Resolução nº 367 de 2 de junho de 2009), realizado pelas controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e RGE (R\$ 45 milhões); (vii) redução com o reconhecimento das receitas líquidas com entidade de previdência privada no valor de R\$ 67 milhões em função dos resultados dos cálculos atuariais para o exercício de 2012.

Resultado do Serviço de energia elétrica

Nosso resultado do serviço de energia elétrica foi de R\$2.771 milhões em 2012, 9,2% (ou R\$279 milhões) menor que em 2011 devido ao aumento de 26,5% (ou R\$2.571 milhões) nas despesas operacionais e custos de serviços de energia elétrica, compensado pelo aumento de 17,9% (ou R\$2.291 milhões) das nossas receitas líquidas.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS POR SEGMENTO

Distribuição

O resultado do serviço do nosso segmento de distribuição foi de R\$ 1.422 milhões em 2012 apresentando uma queda de 26,0% (ou R\$500 milhões) quando comparado com 2011. Apesar do aumento de 12,2% (ou R\$1.348 milhões) nas receitas operacionais líquidas, os custos e as despesas operacionais aumentaram 20,2% (ou R\$1.849 milhões), os quais resultaram em uma redução no resultado do serviço. As principais variações nos custos e despesas operacionais foram:

- **Custo com energia elétrica:** o custo com energia elétrica somou R\$ 7.538 milhões, um aumento de 19,8% (ou R\$1.248 milhões) quando comparado a 2011. O custo da energia elétrica comprada para revenda aumentou 20,0% (ou R\$1.009 milhões) devido ao aumento nos preços médios, em função da grande exposição e variação da apuração do preço "PLD", dos reajustes de preços e da variação cambial da compra de Itaipu. Porém, esse aumento será repassado às tarifas de distribuição, ou no reajuste tarifário de 2012 ou de 2013. Os encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição aumentaram 19,1% (ou R\$239 milhões), devido principalmente ao (i) aumento de R\$126 milhões nos Encargos da Rede Básica, (ii) aumento de R\$ 66 milhões nos Encargos de Serviços do Sistema, e (iii) aumento de R\$51 milhões nos Encargos de Energia de Reserva. Uma parcela significativa do aumento destes custos não está incluída nas tarifas de distribuição e será repassada no próximo reajuste tarifário.
- **Outros custos e despesas operacionais:** Nossos outros custos e despesas operacionais do segmento de distribuição somaram R\$3.454 milhões, um aumento de 21,1% (ou R\$601 milhões) comparado com 2011. Este aumento foi principalmente devido a (i) aumento de R\$ 100 milhões na provisão para créditos de liquidação duvidosa decorrente de créditos de consumidores; (ii) aumento das despesas legais, judiciais e indenizações de R\$138 milhões; (iii) R\$ 45 milhões com perda na alienação, desativação e outros ativos não circulantes (implantação do manual de controle patrimonial – Resolução Normativa ANEEL nº 367/2009); (iv) redução das receitas líquidas com entidade de previdência privada no valor de R\$ 66 milhões, em função dos cálculos atuariais para o exercício de 2012, e (v) aumento dos custos com construção da infraestrutura no montante de R\$222 milhões em função de investimentos na melhoria e expansão da distribuição (sem impactos no resultado líquido, como já mencionado anteriormente), compensado pela redução de 5,7% (ou R\$32 milhões) nas despesas com pessoal devido ao programa de aposentadoria incentivada ocorrido em 2011 (R\$45 milhões).

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Geração (fontes convencionais e renováveis)

O resultado operacional do nosso segmento de geração em 2012 somou R\$1.096 milhões (R\$881 milhões de geração por fontes convencionais e R\$215 milhões de geração por fontes renováveis), um aumento de 22,6% (ou R\$202 milhões) comparado com 2011. Este aumento refletiu o crescimento de 50,0% (ou R\$ 811 milhões) das receitas operacionais líquidas, o qual foi parcialmente compensado por (i) R\$479 milhões de aumento nos custos e despesas da CPFL Renováveis, (ii) aumento nas despesas com combustíveis de R\$99 milhões devido acionamento de usina termoeletrica pelo segmento de geração convencional, e (iii) aumento de R\$33 milhões na energia comprada, principalmente devido às secas nas bacias onde nossas hidrelétricas estão localizadas, resultando na redução da energia gerada, levando-nos a comprar energia no MRE, aumentando assim em 140,1% a quantidade de energia comprada.

Comercialização

O resultado do serviço do nosso segmento de comercialização foi de R\$255 milhões em 2012, um aumento de 3,7% (ou R\$9 milhões) quando comparado com 2011. Apesar do aumento nas receitas operacionais líquidas de 20,1% (ou R\$316 milhões), os nossos custos e despesas operacionais aumentaram 23,2% (ou R\$307 milhões) em função do aumento de 24,4% (ou R\$312 milhões) no custo com energia elétrica, decorrente de aumento de 7,7% na quantidade comprada e aumento de 15,5% no preço médio.

Serviços

O resultado do serviço do nosso segmento de serviços foi de R\$26 milhões em 2012, um aumento de 46,5% (ou R\$8 milhões) quando comparado com 2011. Este aumento foi devido principalmente ao aumento de 26,5% (ou R\$36 milhões) de nossas receitas operacionais líquidas, compensado pelo aumento 23,4% (ou R\$28 milhões) dos nossos custos e despesas operacionais, principalmente em função das despesas com pessoal, devido ao aumento de 45% do número de empregados contratados para a expansão das nossas atividades.

LUCRO LÍQUIDO POR NATUREZA

Resultado Financeiro Líquido

Nossa despesa financeira líquida foi de R\$768 milhões em 2012, em comparação com R\$625 milhões em 2011. O aumento de 22,7% (ou R\$142 milhões) é principalmente função da redução nas receitas financeiras de 5,4% (R\$ 41 milhões), decorrentes (i) da redução de R\$ 145 milhões no rendimento de aplicação financeira, parcialmente compensado pelo (ii) aumento de R\$ 96 milhões na atualização do ativo financeiro, e (iii) atualização financeira de outros ativos; e, do aumento nas despesas financeiras de 7,3% (R\$ 101 milhões), principalmente em função de: (i) aumento de R\$ 93 milhões em encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais, composta por um aumento de R\$ 239 milhões na CPFL Renováveis principalmente em função dos novos investimentos e aquisições e por uma redução de R\$ 141 milhões devido basicamente à redução do CDI e TJLP, e (iii) aumento em despesas com juros e multas sobre no valor de R\$ 28 milhões referente pagamento de incorporação de rede na controlada CPFL Paulista.

Em 31 de dezembro de 2012, nosso endividamento em moeda nacional totalizou R\$ 14.691 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\$2.435 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, e as variações de taxas de juros, nós possuímos a política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (hedge). Algumas de nossas controladas optaram por marcar a mercado as dívidas para as quais possuem instrumentos derivativos totalmente atrelados. Comparado a 2011, nossos saldos de instrumentos derivativos resultaram na redução de 28,5% (ou R\$73 milhões), para R\$183 milhões em 2012 – vide nota explicativa 34 de nossas demonstrações financeiras. A variação da taxa média de CDI teve um aumento de 8,4% em 2012, comparado a 11,6% em 2011, e a TJLP permaneceu praticamente estável em 5,8% em 2012 comparado a 6,0% em 2011.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Imposto de Renda e Contribuição Social

Foram registradas despesas líquidas de contribuição social e imposto de renda de R\$747 milhões em 2012, comparadas com R\$801 milhões em 2011. A alíquota efetiva de 37,3% sobre o lucro antes dos tributos foi, em 2012, pouco superior à alíquota oficial de 34,0%.

Lucro Líquido do Exercício

Devido aos fatores explicados acima, nosso lucro líquido em 2012 foi de R\$1.257 milhões, representando uma redução de 22,6% (ou R\$368 milhões), quando comparado com 2011.

LUCRO LÍQUIDO POR SEGMENTO

Em 2012, 69,9% do nosso lucro líquido foi resultado de nosso segmento de distribuição, 28,2% do nosso segmento de geração (27,6% de geração por fontes convencionais e 0,6% de geração por fontes renováveis), 8,1% do nosso segmento de comercialização e 2,1% do nosso segmento de serviços.

Distribuição

O lucro líquido do nosso segmento de distribuição em 2012 somou R\$878 milhões, uma redução de 23,8% (ou R\$274 milhões), comparado com 2011. A redução neste segmento foi devido principalmente pela queda de 26,0% (ou R\$500 milhões) do resultado do serviço, parcialmente compensada pela redução em R\$103 milhões nas despesas financeiras líquidas principalmente em função da atualização do ativo financeira da concessão (aumento de R\$96 milhões) e pela redução nas despesas com imposto de renda e contribuição social em R\$123 milhões.

Geração (fontes convencionais e renováveis)

O lucro líquido do nosso segmento de geração em 2012 somou R\$354 milhões (R\$346 milhões referente à geração por fontes convencionais e R\$8 milhões de geração por fontes renováveis), uma redução de 3,4% (ou R\$12 milhões) comparado a 2011. Este aumento foi um reflexo da melhora em 22,6% (ou R\$202 milhões) no resultado do serviço (R\$34 milhões em geração por fontes convencionais e R\$168 milhões em geração por fontes renováveis), compensado por um aumento de R\$167 milhões nas despesas financeiras líquidas (aumento de R\$220 milhões pelo segmento de geração por fontes renováveis e redução de R\$53 milhões pelo segmento de geração por fontes convencionais) e por um aumento de R\$47 milhões nas despesas com imposto de renda e contribuição social.

Comercialização

O lucro líquido do nosso segmento de comercialização em 2012 somou R\$102 milhões, uma redução de 30,9% (ou R\$46 milhões), comparado com 2011. A redução neste segmento é reflexo do aumento de R\$9 milhões no resultado do serviço e da diminuição da despesa com imposto de renda e contribuição social (R\$16 milhões), compensado pelo aumento de R\$71 milhões nas despesas financeiras líquidas.

Serviços

O lucro líquido do nosso segmento de serviços em 2012 somou R\$27 milhões, um aumento de 121,7% (ou R\$15 milhões), comparado com 2011. O resultado deste segmento é reflexo do aumento em R\$8 milhões no resultado do serviço e do aumento em R\$12 milhões das receitas financeiras líquidas, compensado pelo aumento de R\$6 milhões na despesa com imposto de renda e contribuição social.

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 no aumento do consumo de energia nas nossas áreas de concessão de distribuição, os resultados da nossa estratégia de ampliar e diversificar nossos negócios.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

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

10.2 - Resultado operacional e financeiro

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 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 Epasa 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.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

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 Epasa 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, Epasa 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 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.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

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\$625 milhões em 2011, em comparação com R\$271 milhões em 2010. O aumento de R\$354 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; (iii) diminuição de R\$19 milhões na atualização do ativo financeiro da concessão; e (iv) 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 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\$801 milhões em 2011, comparadas com R\$853 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\$ 1.624 milhões, representando um leve aumento de 0,6%, ou R\$ 10 milhões, quando comparado com 2010.

LUCRO LÍQUIDO POR SEGMENTO

Em 2011, 71,0% do nosso lucro líquido foi resultado de nosso segmento de distribuição, 22,7% do nosso segmento de geração e 9,8% do nosso segmento de comercialização e serviços. Nosso segmento "Outros" representaram uma perda líquida de 3,4%.

Distribuição

10.2 - Resultado operacional e financeiro

O lucro líquido do nosso segmento de distribuição em 2011 somou R\$1.153 milhões, uma redução de 5,8%, ou R\$71 milhões, comparado com 2010. A redução neste segmento refletiu principalmente o aumento de R\$180 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).

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 2012, as vendas para Consumidores Finais cativos representaram 68,0% da quantidade de energia vendida e 70,2% da receita operacional. Em 2011, as vendas para Consumidores Finais cativos representaram 69,9% da quantidade de energia vendida e 75,5% da receita operacional, em comparação com 71,0% e 76,1% em 2010. 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⁽³⁾								
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%

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Reposic. total	2,70%	10,11%	12,37%	10,09%	3,98%	-13,21%	5,66%	5,16%
2011⁽³⁾								
Reposic. econômico ⁽¹⁾	6,11%	4,45%	8,58%	8,01%	6,84%	6,42%	6,57%	5,22%
Componentes financeiros ⁽²⁾	1,27%	0,98%	8,63%	15,60%	2,66%	1,34%	1,45%	0,25%
Reposic. total	7,38%	5,43%	17,21%	23,61%	9,50%	7,76%	8,02%	5,47%
2012								
Reposic. econômico ⁽¹⁾	1,96%	7,71%	0,49%	4,36%	7,20%	-2,20%	-4,41%	-7,15%
Componentes financeiros ⁽²⁾	1,75%	1,08%	11,02%	3,74%	1,80%	2,28%	0,69%	0,05%
Reposic. total	3,71%	8,79%	11,51%	8,10%	9,00%	0,08%	-3,72%	-7,10%
2013								
Reposic. econômico ⁽¹⁾	(4)	(4)	(4)	12,14%	-1,83%	7,96%	7,21%	10,76%
Componentes financeiros ⁽²⁾	(4)	(4)	(4)	-2,82%	8,83%	-1,48%	-0,90%	-8,05%
Reposic. total	(4)	(4)	(4)	9,32%	7,00%	6,48%	6,31%	2,71%

(1) Essa parcela do ajuste reflete primariamente a taxa de inflação do período e é usada como base para os ajustes dos anos subsequentes.

(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. Vide nota explicativa 36 de nossas demonstrações financeiras

(3) O Reajuste Anual de 2010 está baseado no "Adendo dos Contratos de Concessão", descrito abaixo.

(4) 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.

A metodologia prevista nesse aditivo 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 Econômico	Data do ajuste	Reposic. econômico	Compon. financeiros	Ajuste Econômico
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 Jaguarí.....	3 de fevereiro de 2004	-6,17%	3 de fevereiro de 2008	-3,79%	-1,38%	-5,17%
Terceiro ciclo						
	Data do ajuste	Ajuste Econômico				
CPFL Paulista.....	8 de abril de 2013	-				
CPFL Piratininga.....	23 de outubro de 2013	-4,45%				
RGE	19 de junho de 2013	-				
CPFL Santa Cruz	3 de fevereiro de 2012	4,36% ⁽¹⁾				
CPFL Mococa	3 de fevereiro de 2012	7,20% ⁽¹⁾				
CPFL Leste Paulista	3 de fevereiro de 2012	-2,20% ⁽¹⁾				

10.2 - Resultado operacional e financeiro

CPFL Sul Paulista	3 de fevereiro de 2012	-4,41% ⁽¹⁾
CPFL Jaguari.....	3 de fevereiro de 2012	-7,15% ⁽¹⁾

(1) Em função do atraso da ANEEL referente ao processo do terceiro ciclo de revisões periódicas, as revisões periódicas para CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista foram concluídas em 3 de fevereiro de 2013, sem a avaliação pela ANEEL dos recursos administrativos das distribuidoras. Estes recursos serão avaliados pela Agência até fevereiro de 2014.

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 2012, 2011 e 2010, aproximadamente 17,0%, 17,6% e 22,9% 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 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 2012, foram adquiridos 60.252 GWh, em comparação a 50.853 GWh e 52.384 GWh em 2011 e 2010 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.

Nós também adquirimos 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 2012, foram adquiridos 10.781 (17,9% do total comprado) de energia elétrica de Itaipu, 10.855 (21,3% do total comprado) e 10.835 GWh (20,7% do total comprado) em 2011 e 2010 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 2012, nossa capacidade instalada alcançou 2.961 MW. As geradoras CPFL Bioenergia, Foz do Chapecó e Termonordeste iniciaram suas operações em agosto, outubro e dezembro de 2010,

10.2 - Resultado operacional e financeiro

respectivamente. Em julho de 2010, adquirimos o parque eólico Campo dos Ventos II e o Complexo Campos dos Ventos no Rio Grande do Norte, cujas operações estão programadas para iniciar em 2013 e 2016, respectivamente. 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. Em 2012, concluímos também a aquisição dos parques eólicos Atlântica e Bons Ventos em março e junho, respectivamente. Em 2012, também concluímos a aquisição da usina termoeletrica Ester em 18 de outubro de 2012. As operações das usinas termoeletricas Bio Ipê e da Bio Pedra foram iniciadas em 17 de maio de 2012 e 31 de maio de 2012, respectivamente. A usina de energia solar Tanquinho e a pequena central hidroeletrica Salto Góes iniciaram suas operações em 27 de novembro de 2012 e 28 de dezembro de 2012, respectivamente. Além disso, os parques eólicos do complexo Santa Clara estão prontos para iniciar a geração de energia (embora a construção da linha de transmissão não esteja concluída). Temos obtido receita dos parques eólicos Santa Clara, conforme contratado através do "Leilão de Energia de Reserva de 2009" desde julho de 2012. As operações dos parques eólicos de Macacos I e de São Benedito estão previstas para iniciarem em 2013 e 2016, respectivamente. Como resultado dos nossos projetos de geração de energia elétrica em andamento, nossa capacidade instalada aumentará em 12% (o que representa 3.327 MW) até 2016. A maior parte da energia elétrica que adquirimos em ambiente de contratação livre foi comprada por nossa comercializadora CPFL Brasil, que revende a energia elétrica a Consumidores Livres e outras concessionárias e licenciadas (inclusive nossas subsidiárias). Veja "O Setor Elétrico Brasileiro - O Ambiente de Contratação Livre" no item 7.9 deste Formulário de Referência.

Variações de Custos Não Gerenciáveis - Custos da Parcela A

Utilizamos a conta de compensação da variação dos custos ou a conta da Parcela A para reconhecer nas tarifas de distribuição a variação de alguns de nossos 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, nós temos o direito de reaver a diferença através de reajustes anuais de tarifa subsequentes.

De acordo com as normas internacionais de contabilidade (IFRS), ativos e passivos regulatórios não podem ser contabilizados porque estes não estão em conformidade com as exigências de ativos e passivos estabelecidas pela Estrutura Conceitual para Elaboração e Apresentação das Demonstrações Contábeis emitida pelo IASB e pela CVM. Portanto, contabilizamos apenas os direitos ou pagamentos quando nossos clientes cativos são faturados.

Os custos de energia elétrica comprada de Itaipu são indexados ao dólar norte-americano, e estão sujeitos à variação cambial. No caso de apreciação do dólar norte-americano frente ao real, nossos custos vão aumentar e, conseqüentemente, nossa receita vai se reduzir no mesmo período. Essas perdas serão compensadas no futuro, quando o próximo reajuste tarifário anual ocorrer.

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 nossas operações estão no Brasil, e por essa razão somos afetados pela conjuntura econômica brasileira. Em especial, o desempenho geral da economia brasileira afeta a demanda de energia elétrica, e a inflação afeta nossos custos e nossas 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. Essa tendência foi interrompida pela crise financeira internacional em 2009. Em 2010, o cenário econômico brasileiro vivenciou um forte crescimento com a recuperação após a crise financeira internacional de 2008/2009. Em 2011, os problemas econômicos internacionais, principalmente na Zona do Euro, refletiram em uma desaceleração do crescimento econômico brasileiro. Em 2012, a atividade econômica brasileira continuou a ser afetada pelo cenário internacional desfavorável e a performance industrial mostrou resultados moderados. No entanto, lucro e empregabilidade favorecidos pelo mercado doméstico, apresentaram bons resultados em 2012.

A tabela abaixo mostra a inflação, a mudança no produto interno bruto real e a variação no valor do

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Real face ao dólar norte-americano para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro		
	2012	2011	2010
Inflação (IGP-M) ⁽¹⁾	7,8%	5,1%	11,3%
Inflação (IPCA) ⁽²⁾	5,8%	6,5%	5,9%
Crescimento (retração) no Produto Interno Bruto real	0,9%	2,7%	7,5%
Depreciação (apreciação) do real x U.S. dólar	9,4%	12,6%	-4,3%
Taxa de câmbio no fim do período - US\$1.00	R\$2,044	R\$1,876	R\$1,666
Taxa de câmbio média - US\$1.00 ⁽³⁾	R\$1,958	R\$1,671	R\$1,759

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 nossos negócios principalmente pelo aumento dos custos operacionais e despesas financeiras devido aos encargos de dívidas serem corrigidos pela inflação. Podemos recuperar uma parte desse aumento de custos por meio do mecanismo de recuperação de custos da Parcela A, porém existe um atraso entre o momento em que o aumento de custos é incorrido e aquele no qual as tarifas reajustadas seguindo o reajuste tarifário anual são recebidas. Os valores que nos são devidos com base na Parcela A são atrelados à variação da taxa SELIC até que sejam repassados às nossas tarifas.

A depreciação do Real aumenta o custo do serviço da nossa dívida em moeda estrangeira e os custos de compra de energia elétrica da usina de Itaipu, uma hidrelétrica que é um de nossos principais fornecedores e que ajusta os preços baseado em parte de seus custos em dólares norte-americanos.

Alguns fatores externos podem afetar significativamente os nossos negócios, dependendo da categoria de consumidores:

- *Consumidores Residenciais e Comerciais.* Essas classes são muito afetadas por condições climáticas e distribuição de renda. Temperaturas elevadas e aumento dos níveis de renda causam um aumento da procura por energia elétrica e, portanto, aumentam as nossas vendas.
- *Consumidores Industriais.* O consumo dos consumidores industriais está relacionado ao crescimento econômico, entre outros fatores, relacionados principalmente à produção industrial. Nos períodos de crise financeira, esta categoria sofre o maior impacto.

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

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

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 por 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 ser base comparativa.

b) constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Em janeiro de 2012, através da nossa subsidiária CPFL Energias Renováveis, celebramos um Contrato de Compra e Venda para a aquisição de 100% das ações da Atlântica I Parque Eólico S.A. ("Atlântica I"), Atlântica II Parque Eólico S.A. ("Atlântica II"), Atlântica IV Parque Eólico S.A. ("Atlântica IV") e Atlântica V Parque Eólico S.A. ("Atlântica V"). Atlântica I, Atlântica II, Atlântica IV e Atlântica V possuem autorização para produzir energia de fontes eólicas como produtores independentes por um prazo de 35 anos. Esses parques eólicos estão localizados no Estado do Rio Grande do Sul e possuem capacidade instalada total de 120 MW, todos certificados e vendidos no leilão de fontes alternativas de energia realizado em agosto de 2010. A aquisição foi concluída em 23 de março de 2012.

Em março de 2012, através de nossa controlada CPFL Energias Renováveis, celebramos um contrato para a compra de 100% dos ativos de geração de energia elétrica e sistema de cogeração hidrelétrica da SPE Lacenas Participações Ltda., uma subsidiária da Usina Açucareira Ester ("Usina Ester"). Uma média de 7MW de cogeração de energia da Usina Ester foram comercializados no leilão de fontes alternativas de 2007 (LFA), por um período de 15 anos e com um preço médio de venda de R\$177 por MWh (em janeiro de 2012). Os 2,8MW restantes de energia serão vendidas no mercado livre. A transferência do controle da SPE Lacenas para a subsidiária foi condicionada à aprovação da ANEEL, a qual foi obtida, tendo sido a aquisição concluída em 18 de outubro de 2012. O preço total de aquisição dos ativos após os ajustes previstos no contrato foi de R\$111,5 milhões, compreendendo: (i) R\$55,2 milhões pagos pelo comprador aos vendedores, e (ii) a assunção de uma dívida líquida de R\$56,3 milhões expressa no balanço da empresa adquirida.

Em 19 de junho de 2012, por meio de nossa subsidiária CPFL Renováveis, adquirimos a totalidade do capital social da BVP S.A., subsidiária da Bons Ventos Geradora de Energia S.A. ("Bons Ventos"). O valor total da aquisição foi de R\$1.095 milhões, envolvendo: (i) o pagamento aos vendedores do montante de R\$529 milhões, (ii) a assunção de uma dívida líquida no valor de R\$439 milhões, e (iii) R\$128 milhões para liquidação das debêntures emitidas pela Bons Ventos Geradora de Energia S.A.. A Bons Ventos possui uma autorização outorgada pela ANEEL para explorar as usinas eólicas Taíba Albatroz, Bons Ventos, Enacel e Canoa Quebrada, com capacidade instalada de 157,5 MW. Essas usinas eólicas estão localizadas no Estado do Ceará e estão em plena operação comercial. Toda a energia foi contratada com a Eletrobrás pelo prazo de vinte anos, no âmbito do Programa PROINFA (Programa de Incentivo de Fontes Alternativas de Energia Elétrica). Conforme Fato Relevante publicado em 19 de junho de 2012, a ANEEL aprovou a transferência do controle da BVP para a CPFL Renováveis.

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

Em 27 de novembro de 2012, a usina de energia solar Tanquinho ("Tanquinho") iniciou suas operações. Tanquinho é a primeira usina de energia solar do estado de São Paulo e a maior do Brasil. Tanquinho está localizada na cidade de Campinas, com capacidade instalada de 1.1 MWp. Ela está localizada em uma área de 13.700 m² na subestação de Tanquinho, que pertence a uma de nossas distribuidoras. Estima-se que a usina de Tanquinho gere aproximadamente 1,6 GWh por ano. A nossa subsidiária CPFL Energias Renováveis foi a responsável pela construção do empreendimento e será a responsável pela gestão e operação da usina.

Em 19 de dezembro de 2012, celebramos um contrato com a Equatorial Energia S.A. ("Equatorial") e com o acionista controlador da Equatorial, Jorge Queiroz de Moraes Junior ("Acionista Controlador"), por meio do qual (i) o Acionista Controlador acordou em transferir o controle acionário detido na Rede Energia S.A. ("Rede") e suas subsidiárias para a Equatorial ("Venda"), e (ii) a Equatorial e a CPFL Energia acordaram a realização de investimentos visando a recuperação de companhias do grupo Rede, incluindo as concessionárias de distribuição de energia elétrica controladas pela Rede que estão sob intervenção da ANEEL ("Investimento"). A Venda e o Investimento estão sujeitos a determinadas condições, tais como (i) a aprovação pela ANEEL; (ii) a aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE; (iii) aprovação pelos credores da Rede e outras companhias do grupo em reabilitação; (iv) aprovação por determinados credores e acionistas minoritários, nos termos dos respectivos contratos; e (v) respectivas aprovações societárias.

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 Nova CPFL pela ERSA, da qual nós acabamos detendo uma participação de 54.4%; 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 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.

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

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 e 2012 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (International Financial Reporting Standards – "IFRS"), emitidas pelo International Accounting Standard Board – IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") Devido ao ICPC 01 – Contratos de Concessão e ajuste para recomposição do ativo intangível de infraestrutura, no momento da adoção inicial a infraestrutura de concessão que era registrada como um ativo imobilizado vinculado à concessão passou a ser registrado da seguinte forma (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 anualmente de acordo com a variação de seu valor justo. Até 2011, o reconhecimento era em contrapartida a outros resultados abrangentes no patrimônio líquido.

Em 2012, a Companhia passou a contabilizar a atualização financeira dos ativos financeiros da concessão no resultado financeiro, e , apesar de imaterial, ajustou ou reclassificou para fins de comparação com as demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2012 as Demonstrações Financeiras apresentadas em 2011. Esta alteração decorre da reclassificação do reconhecimento em "outros resultados abrangentes" das mudanças nas expectativas dos fluxos de caixa do ativo financeiro da concessão determinado pelo IFRIC12/ICPC 01(R1) designado na categoria disponível para venda.

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

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

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

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

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

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

b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Resumo das peças contábeis que tiveram ajustes ou reclassificações imateriais, para uma melhor compreensão dos efeitos:

i. Passivo e Patrimônio Líquido

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

ii. Demonstração do Resultado do Exercício

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

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

iii. Demonstração do Resultado Abrangente

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

iv. Demonstração do Fluxo de Caixa

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

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

v. Demonstração do Valor Adicionado

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

c) ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

Nos Relatórios dos Auditores Independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2012, datados de 5 de março de 2013, emitido pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes e referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2011, datado de 05 de março de 2013, emitido pela KPMG Auditores Independentes, contém dois parágrafos de ênfases: (i) 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, (ii) no que diz respeito ao que está mencionado em nota explicativa 2.9 das nossas demonstrações financeiras, onde abordamos que estamos ajustando e reclassificando nossas demonstrações financeiras individuais e consolidadas referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011, para fins de comparação com as demonstrações financeiras individuais e consolidadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2012, para reconhecimento das mudanças nas expectativas dos fluxos de caixa do ativo financeiro da concessão, designado na categoria de disponível para venda, no resultado do exercício ao invés de "outros resultados abrangentes", como anteriormente apresentado.

No Relatório dos Auditores independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2010, emitido pela KPMG Auditores Independentes, 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.

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, fazemos 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 e estão sujeitos à teste de impairment quando eventos ou mudanças de circunstâncias indicam que os saldos contábeis podem não ser recuperáveis. 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. A metodologia utilizada para avaliar inclui testes baseados no valor dos ativos em uso. Neste caso, os ativos (por exemplo, goodwill e intangível de concessão) são segregados e agrupados pelo menor nível de geração de caixa identificável (unidade geradora de caixa). 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 nos obriguem 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 nos obrigar, e também nossas controladas, a reconhecer perdas por desvalorização em períodos futuros. As avaliações em 2012, 2011 e 2010 não resultaram em qualquer desvalorização significativa do ativo imobilizado, ativos intangíveis e investimentos.

Recuperação de Ativos Financeiros (Impairment)

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

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

10.5 - Políticas contábeis críticas

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

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

- **Custo amortizado:** pela diferença entre o valor contábil e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados descontados à taxa efetiva de juros original do ativo. As perdas são reconhecidas no resultado e refletidas em uma conta de provisão contra recebíveis. Os juros sobre o ativo que perdeu valor continuam sendo reconhecidos através da reversão do desconto. Quando um evento subsequente indica reversão da perda de valor, a diminuição na perda de valor é revertida e registrada a crédito no resultado.
- **Disponíveis para venda:** pela diferença entre o custo de aquisição, líquido de qualquer reembolso e amortização do principal, e o valor justo atual, decrescido de qualquer redução por perda de valor recuperável previamente reconhecida no resultado. As perdas são reconhecidas no resultado.

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

Plano de Pensão

Algumas de nossas 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, incluindo taxa de desconto, inflação, etc. Para mais informações sobre as premissas atuariais veja nota 18 de nossas demonstrações financeiras. Adicionalmente, o IAS 19 foi revisado, com aplicação para 2013, com efeitos descritos na nota 3.8 de nossas demonstrações financeiras.

Impostos diferidos

Registramos os impostos sobre o lucro de acordo com o IFRS, que 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 impostos diferidos.

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 nossas controladas formos 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, podemos estar obrigados 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 e um impacto adverso relevante sobre os resultados operacionais.

Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas

A companhia e nossas subsidiárias são partes de processos judiciais no Brasil, decorrentes do curso normal dos negócios, relativos a questões fiscais, trabalhistas, civis entre outras.

As provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas 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 provisões são realizadas por vários de nossos especialistas internos e externos. O registro das provisões requer julgamento significativo por parte da administração no

10.5 - Políticas contábeis críticas

tocante às probabilidades estimadas e limites de exposição de obrigação em potencial. A avaliação da nossa administração a respeito da exposição aos riscos fiscais, cíveis e trabalhistas pode se alterar à medida que se dêem novos acontecimentos ou passem a ficar disponíveis mais informações. O desfecho destas provisões 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, dependendo de alguns fatores. 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.

A Lei n.º 12.783/13 definiu a metodologia e o critério para a avaliação da compensação na reversão destes ativos amparado na Base Regulatória de Remuneração - BRR. Desta forma, a avaliação da compensação na reversão é prevista por meio de processo de avaliação conduzido pela ANEEL.

Depreciação de Ativo Imobilizado 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 que impactam na forma de amortização, 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 apresentada como ativo intangível e amortizada pelo período remanescente das respectivas autorizações de exploração, linearmente ou com base na curva do lucro líquido projetado das concessionárias, conforme o caso;
- Investimentos na infraestrutura (aplicação do ICPC 01 e IFRIC 12 – 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 reflete 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

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

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 nossas demonstrações financeiras são avaliados e certificados eletronicamente pelos nossos gestores, 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 2012, 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 2012.

Em Junho de 2012, a CPFL Energia, através da subsidiária CPFL Renováveis, adquiriu 100% das ações da BVP S.A. De acordo com as instruções da SEC, a administração pode excluir um negócio adquirido de seu relatório de controles internos de informações financeiras se o requerente consumir uma combinação de negócios de aquisição relevante durante o respectivo exercício social. Por essa razão, nossa administração não avaliou a eficácia dos controles internos de informações financeiras da BVP S.A. cujas demonstrações financeiras constituem 4,6% do total de ativos e 0,7% de receitas líquidas das demonstrações financeiras consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2012.

Em setembro de 2012, implementamos uma nova versão do sistema de faturamento na CPFL Santa Cruz, nossa subsidiária, o sistema SAP Customer Care System (CCS). Nós testamos rigorosamente esse novo sistema antes de implementá-lo. Nossa diretoria acredita que o novo sistema irá gerar ganhos de produtividade e melhorar os processos internos. As mudanças no processo do nosso negócio e controle interno sobre divulgação de demonstrações financeiras foram todos registrados e endossados pela nossa diretoria para o ano findo em 31 de dezembro de 2012.

Controles Internos de Informações Financeiras

Nossa administração é responsável por estabelecer e manter controles internos adequados sobre a divulgação de informações financeiras. Nossos 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 de nossas demonstrações financeiras de propósitos externos de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos. Nossos 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 de nossas demonstrações financeiras de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e que os gastos e despesas estão sendo realizados em conformidade com as autorizações nossa administração e diretoria; e (iii) provêem razoável segurança com relação à prevenção ou detecção a tempo de aquisição não autorizada, uso ou disposição de nossos ativos que poderiam gerar efeito material em nossas demonstrações financeiras.

10.6 - Controles internos relativos à elaboração das demonstrações financeiras - Grau de eficiência e deficiência e recomendações presentes no relatório do auditor

Por motivo de limitações inerentes, o controle interno sobre a divulgação de informações financeiras pode não prevenir ou detectar erros nas divulgações. 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 controle internos sobre o processo de elaboração de relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2012 foi auditada pela Deloitte Touche Tohmatsu, 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, nossa administração atualmente não tem conhecimento de fatos ou aspectos que possam indicar a presença de fraquezas materiais no ambiente de controles internos sobre a divulgação das demonstrações financeiras.

10.7 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios

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

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 em 2012, 2011 e 2010.

10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras

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

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):

- (1) arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos;**
- (2) carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos;**
- (3) contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços;**
- (4) contratos de construção não terminada;**
- (5) contratos de recebimentos futuros de financiamento;**

Em 31 de dezembro de 2012, não havia itens que não aparecem em nosso balanço patrimonial que tenham, ou possam vir a ter um efeito relevante em nossa condição financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, investimentos ou recursos de capital.

A Companhia possui obrigações contratuais e compromissos, tais como os compromissos relacionados a contratos de longo prazo para compra e venda de energia e para projetos para construção de usinas, que estão apresentados em forma de tabela no item 10.1.c deste Formulário de Referência.

b) outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

Não há outros itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor.

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

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

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;

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

b) natureza e o propósito da operação;

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

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 da companhia nos três anos encerrados em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro		
	2012	2011	2010
	(em milhões)		
Distribuição	1.403	1.065	1.128
Geração	1.043	823	645
Comercialização e outros investimentos	22	17	28
Total	R\$2.468	R\$1.905	R\$1.801

Planejamos investir aproximadamente R\$2.325 milhões em 2013 e R\$1.923 milhões em 2014. Dos investimentos totais orçados para este período, R\$2.164 milhões são esperados para investimento em nosso segmento de distribuição, R\$1.784 em nosso segmento de geração renovável e R\$17 milhões em nosso segmento de geração convencional.

ii. fontes de financiamento dos investimentos;

Vide item 10.1.d deste Formulário de Referência.

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;

2012

- Em janeiro de 2012, através da nossa subsidiária CPFL Energias Renováveis, celebramos um Contrato de Compra e Venda para a aquisição de 100% das ações da Atlântica I Parque Eólico S.A. ("Atlântica I"), Atlântica II Parque Eólico S.A. ("Atlântica II"), Atlântica IV Parque Eólico S.A. ("Atlântica IV") e Atlântica V Parque Eólico S.A. ("Atlântica V").
- Em março de 2012, através de nossa controlada CPFL Energias Renováveis, celebramos um contrato para a compra de 100% dos ativos de geração de energia elétrica e sistema de cogeração hidrelétrica da SPE Lacenas Participações Ltda., uma subsidiária da Usina Açucareira Ester ("Usina Ester").
- Em junho de 2012, celebramos, por meio de nossa subsidiária CPFL Energias Renováveis, um Contrato de Compra e Venda para a aquisição de 100% das ações da BVP S.A. ("BVP"), que detém 100% das ações da Bons Ventos Geradora de Energia S.A. ("Bons Ventos"). Em novembro de 2012, iniciamos a operação da usina de energia solar Tanquinho ("Tanquinho"). A nossa subsidiária CPFL Energias Renováveis foi a responsável pela construção do empreendimento e será a responsável pela gestão e operação da usina.
- Em dezembro de 2012, celebramos um contrato com a Equatorial Energia S.A. ("Equatorial") e com o acionista controlador da Equatorial, Jorge Queiroz de Moraes Junior ("Acionista Controlador"), por meio do qual (i) o Acionista Controlador acordou em transferir o controle

10.10 - Plano de negócios

acionário detido na Rede Energia S.A. ("Rede") e suas subsidiárias para a Equatorial ("Venda"), e (ii) a Equatorial e a CPFL Energia acordaram a realização de investimentos visando a recuperação de companhias do grupo Rede, incluindo as concessionárias de distribuição de energia elétrica controladas pela Rede que estão sob intervenção da ANEEL ("Investimento").

2011

- Em abril de 2011, por meio da sua controlada CPFL Brasil, foi celebrado 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.
- A CPFL Energia e a 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 termelétricas 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 "Nova CPFL"), para a qual transferiram todos os seus Empreendimentos, inclusive as Sociedades PCH; (iii) a ERSA incorporou a Nova CPFL, 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").

2010

- No início de 2010, constituímos 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 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.

Para mais detalhes sobre as aquisições de plantas e outros ativos, vide item 10.3.b deste Formulário de Referência.

c) novos produtos e serviços:

i. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas;

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

ii. montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços;

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

iii. projetos em desenvolvimento já divulgados;

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

10.10 - Plano de negócios

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

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

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

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

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, Geração de Energia por Fontes Convencionais, Geração de Energia por Fontes Renováveis, Comercialização, Serviços e Outros.

b) período projetado e o prazo de validade da projeção;

Compreende os anos de 2013 a 2017. 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 2012.

Nos segmentos de Geração 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 março de 2013 em R\$ milhões	2013e	2014e	2015e	2016e	2017e
Distribuição	1.117	1.047	1.321	1.231	1.265
Geração – energia convencional	9	8	5	3	3
Geração – energia renovável	1.063	721	229	12	7
Comercialização, Serviços e Outros	136	147	151	120	113
Total	2.325	1.923	1.706	1.367	1.389

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, considerando os novos empreendimentos que são adquiridos pelo Grupo e as alterações em cronogramas de obras, projeções de aumento de demanda e necessidades de expansão e reforço das redes de distribuição.

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)	2012	2011	2010
Realizado	1.403	1.065	1.128
Previsto	1.341	1.182	1.057
Desvio % (realizado/previsto)	5%	-10%	7%
Desvio em R\$ (realizado/previsto)	62	-117	71
Investimento - Geração (R\$ milhões)	2012	2011	2010
Realizado	1.043	823	645
Previsto	1.330	842	794
Desvio % (realizado/previsto)	-22%	-2%	-19%
Desvio em R\$ (realizado/previsto)	-287	-19	-149

Com relação aos investimentos realizados em 2012, comparado com o previsto para o mesmo exercício, divulgado em março de 2013, a variação de 22% (R\$ 287 milhões) no segmento de Geração refere-se basicamente à alterações no cronograma de obras dos complexos eólicos (Atlântica, Macacos I, Campos dos Ventos I e II e São Benedito) e das usinas termelétricas à biomassa (Coopcana e Alvorada).

Com relação aos investimentos realizados em 2011, comparado com o previsto para o mesmo exercício, divulgado em março de 2012, a variação de 10% (R\$ 117 milhões) no segmento de Distribuição refere-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, comparado com o previsto para o mesmo exercício, divulgado em março de 2011, a variação de 19% (149 milhões) no segmento de Geração refere-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.

As variações entre o Capex Realizado e o Projetado do segmento de Distribuição de Energia em 2010 e 2012 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.

Foram atualizadas as projeções para o período 2013-2016 e adicionada a projeção para o ano de 2017.

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

Para 2013, no segmento de Geração, que inclui geração de energia por fonte convencional e energia por fonte renovável, houve uma redução de 12% ante as projeções informadas anteriormente (R\$ 143 milhões), devido à postergação da entrada em operação dos complexos eólicos Campos dos Ventos e São Benedito, fato que deslocou os investimentos para os anos seguintes.

No segmento de Distribuição, a variação é irrelevante, tornando-se injustificável qualquer esclarecimento adicional.

Para 2014 em diante, o aumento nas projeções relativas ao segmento de Distribuição se deve aos seguintes fatores: (i) a postergação de obras de expansão, em consequência da revisão das projeções de crescimento da demanda, e (ii) ao acréscimo de investimentos para atendimento a clientes a partir de 2014, quando entrará em vigor a Tarifa Branca para o grupo B (clientes de baixa tensão), prevendo-se o uso de tele medição.

Já a expectativa de investimentos em energia renovável, no segmento de Geração, também foi elevada em função da alteração no cronograma de obras dos complexos eólicos Campos dos Ventos e São Benedito, como já citado anteriormente.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

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

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 de, no mínimo, sete membros e, no máximo nove membros, todos com mandato unificado de um ano, podendo ser reeleitos. Atualmente, o Conselho de Administração da Companhia é composto por sete membros, sendo um deles independente, de acordo com o disposto no Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BMF&BOVESPA e no 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 nº 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.com.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, dentre outras atribuições, submeter à aprovação do Conselho (i) as políticas e estratégias da Companhia, (ii) a proposta de aumento de capital e reforma do Estatuto Social, (iii) o calendário anual de eventos corporativos, (iv) o plano quinquenal de negócios e o orçamento anual, e (v) determinadas operações referentes à aquisição, alienação ou oneração de ativos fixos, constituição de garantias aos negócios de interesse da Companhia e, ainda, celebração de contratos com acionistas ou pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas.

a.3) Comitês e Comissões

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

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.

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 comissões de trabalho *ad hoc* desde 2006, tais como a Comissão de Governança Corporativa, Comissão de Estratégia, a Comissão de Orçamento, a Comissão de Serviços Financeiros, a Comissão de Compra de Energia, a Comissão de Avaliação de Projetos e a Comissão das IFRS), podendo criar outras comissões sempre que necessários.

Em 2012 foram constituídas as Comissões de Sustentabilidade e de Gestão de Riscos.

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 2013/2014 foram eleitos na Assembleia Geral Ordinária realizada em 19 de abril de 2013 e tomaram posse em 24 de abril de 2013.

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 2013/2014, os membros dos Comitês de assessoramento do

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Conselho de Administração foram nomeados na Reunião do Conselho de Administração realizada em 24 de abril de 2013, sendo que haverá a Sra. Helena K. do Amaral será substituída pela Sra. Paola Rocha Ferreira, na RCA de 29.05.2014.

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.

Os membros do Conselho Fiscal também são auto avaliados, 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 Regimento Interno 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 acompanhar o Plano de Sucessão da Diretoria Executiva, revisar seus critérios, se necessário, e, ainda, validar os cálculos previstos na 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 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

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

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;

Os mecanismos de avaliação de desempenho dos membros dos respectivos órgãos estão divulgados conjuntamente com o item 12.1.c deste Formulário de Referência.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

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

<p>12.2 Descrever as regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais, indicando:</p>

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 Iorque, a Companhia tem como prática publicar edital de convocação de assembleia com 30 (trinta) dias de antecedência.

A Companhia não adota políticas ou práticas diferenciadas em relação ao previsto na legislação societária.

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 tríplice 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.

A Companhia não adota políticas ou práticas diferenciadas em relação ao previsto na legislação societária.

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

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

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 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, 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.

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

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

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.

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.

No último exercício social, a Companhia não adotou nenhuma outra prática acerca das formalidades relacionadas as assembleias gerais, além das descritas acima e das previstas em seu Estatuto Social.

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	
31/12/2012	Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	14/03/2013	
		Valor Econômico - SP	14/03/2013	
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP		20/03/2012
				21/03/2012
				22/03/2012
		Valor Econômico - SP		20/03/2012
				21/03/2012
				22/03/2012
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	21/05/2013	
		Valor Econômico - SP	21/05/2013	
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
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Município - SP	05/05/2012	
		Valor Econômico - SP	07/05/2012	
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	

12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

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

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 eleger, 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 a participação dos conselheiros nas reuniões do Conselho de Administração se dê através de conferência telefônica ou videoconferência e o voto por escrito antecipado, sendo neste caso, computada sua presença.

12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

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.

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 o dever de 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 equitativas, 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 2012, corresponde a R\$8.500.000,00.

12.5 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem**(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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				
Gustavo Estrella	38	Pertence apenas à Diretoria	24/04/2013	2 anos - até a RCA após a AGO prevista para abril de 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				
José Marcos Chaves de Melo	49	Pertence apenas à Diretoria	24/04/2013	2 anos - até a RCA após a AGO prevista para abril de 2015
730.497.867-87	Engenheiro	11 - Diretor Vice Presidente/ Superintendente	02/05/2013	Sim
Hélio Viana Pereira	59	Pertence apenas à Diretoria	24/04/2013	2 anos - até a RCA após a AGO prevista para abril de 2015.
237.109.776-49	Engenheiro Eletrecista	11 - Diretor Vice Presidente/ Superintendente	02/05/2013	Sim
Wilson P. Ferreira Junior	53	Pertence apenas à Diretoria	24/04/2013	2 anos - até a RCA após a AGO prevista para abril de 2015.
012.217.298-10	Engenheiro Eletricista	10 - Diretor Presidente / Superintendente	02/05/2013	Sim
Diretor Vice-presidente de Relações Institucionais, até a eleição do(a) novo(a) Diretor(a) Vice-presidente pelo Conselho.				
Carlos da Costa Parcias Júnior	52	Pertence apenas à Diretoria	24/04/2013	2 anos - até a RCA após a AGO prevista para abril de 2015.
667.235.667-34	Economista	11 - Diretor Vice Presidente/ Superintendente	02/05/2013	Sim
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 Gestao de Pessoas.				
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.

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				
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
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
Osvaldo Cezar Galli	58	Pertence apenas ao Conselho de Administração	19/04/2013	1 ano - até a Assembléia Geral Ordinária prevista para abril de 2014.
230.491.899-91	Administrador de Empresas	23 - Conselho de Administração (Suplente)	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				
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
Fernando Augusto Camargo de Arruda Botelho	31	Pertence apenas ao Conselho de Administração	19/04/2013	1 ano - até Assembleia Geral Ordinária 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				
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
Teresa Rodriguez Cao	48	Conselho Fiscal	19/04/2013	1 ano - até a 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				
891.882.767-91	Economista	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	24/04/2013	Sim
Celene Carvalho de Jesus	57	Conselho Fiscal	19/04/2013	1 ano - até Assembléia Geral Ordinária prevista para abril de 2014.
113.674.231-04	Bancária e Economiária	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	24/04/2013	Sim
Cícero da Silva	62	Conselho Fiscal	19/04/2013	1 ano - até a Assembléia Geral Ordinária prevista para abril de 2014.
045.747.611-72	Pensionista	46 - C.F.(Suplent)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
Membro do Comitê de Partes Relacionadas				
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
Marcelo 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

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				
William Bezerra Cavalcanti Filho	56	Conselho Fiscal	19/04/2013	1 ano - até Assembléia Geral Ordinária prevista para abril de 2014.
530.627.607-53	Economista	43 - C.F.(Efetivo)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

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações

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 e Brasil Telecom. Desde 2001, atua na CPFL Energia; foi 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.

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.

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). Kursou 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.

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.

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. Atualmente ele é 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.

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 sujeita 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 Creditanstalt (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 Diretor 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 Vилаres 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.

Osvaldo Cezar Galli - 230.491.899-91

Graduado em Administração pelas Faculdades Integradas Norte do Paraná – UNOPAR em 1996, com MBA em Negócios e Finanças pelas 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, 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 sujeita 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 CFPL Energia, 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.

Adalgiso Fragoso de Faria - 293.140.546-91

Graduado em Ciências Econômicas pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais -- PUC-MG., em 1987. Cursou 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 Alpargas, 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.

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.

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 FIPECAFI-- 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.

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 - EASP/FGV (1990). Cursou 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.

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 sujeita 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.

Marcelo 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.

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.

Maria da Glória 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.

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 a 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 a 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 a 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	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

Exercício Social 31/12/2012Administrador do Emissor

Carlos Alberto Cardoso Moreira Diretor de Investimentos e Finanças da Fundação Sistel de Seguridade Social (SISTEL) e Diretor Administrativo da Bonaire Participações S.A.	039.464.818-84	Controle	Controlador Indireto
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------	----------	----------------------

Pessoa Relacionada

CPFL ENERGIA S.A. Membro Suplente do Conselho de Administração da CPFL Energia	02.429.144/0001-93		
-----------------------------------------------------------------------------------	--------------------	--	--

Observação

Diretor de Investimentos e Finanças da Fundação Sistel de Seguridade Social (SISTEL) e Diretor Administrativo da Bonaire Participações S.A.

Administrador do Emissor

Murilo Cesar Lemos dos Santos Passos Diretor da VBC Energia S.A.	269.050.007-87	Controle	Controlador Direto
---------------------------------------------------------------------	----------------	----------	--------------------

Pessoa Relacionada

CPFL ENERGIA S.A. Presidente do Conselho de Administração da CPFL Energia	02.429.144/0001-93		
------------------------------------------------------------------------------	--------------------	--	--

Observação

Diretor da VBC Energia S.A.

Administrador do Emissor

Claudio Borin Guedes Palaia Diretor de Finanças da Intercement Participações S.A. membro titular do Conselho de Administração da São Paulo Alpargatas;	176.093.048-24	Controle	Controlador Indireto
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------	----------	----------------------

Pessoa Relacionada

CPFL ENERGIA S.A. Membro Titular do Conselho de Administração da CPFL Energia	02.429.144/0001-93		
----------------------------------------------------------------------------------	--------------------	--	--

Observação

Diretor de Finanças da Intercement Participações S.A. membro titular do Conselho de Administração da São Paulo Alpargatas;

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
<u>Administrador do Emissor</u>			
Rodrigo Cardoso Barbosa Diretor Financeiro da VBC Energia S.A., Diretor da ESC Energia S.A. e Diretor da Camargo Corrêa S.A. (CCSA).	251.193.308-00	Controle	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
CPFL ENERGIA S.A. Membro Suplente do Conselho de Administração da CPFL Energia.	02.429.144/0001-93		
<u>Observação</u> Diretor Financeiro da VBC Energia S.A., Diretor da ESC Energia S.A. e Diretor da Camargo Corrêa S.A. (CCSA).			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Marcelo Pires Oliveira Dias 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);	258.510.388-96	Controle	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
CPFL ENERGIA S.A. Membro Titular do Conselho de Administração da CPFL Energia	02.429.144/0001-93		
<u>Observação</u> 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);			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Renê Sanda Diretor de Investimentos da Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - PREVI	050.142.628-05	Controle	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
CPFL ENERGIA S.A. Vice Presidente do Conselho de Administração da CPFL Energia	02.429.144/0001-93		
<u>Observação</u> Diretor de Investimentos da Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - PREVI			

<u>Administrador do Emissor</u>			

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
Martin Roberto Glogowsky Diretor Presidente da Fundação CESP	861.682.748-04	Controle	Controlador Indireto
<u>Pessoa Relacionada</u> CPFL ENERGIA S.A. Membro Titular do Conselho de Administração da CPFL Energia	02.429.144/0001-93		
<u>Observação</u> Diretor Presidente da Fundação CESP			

Exercício Social 31/12/2011**Administrador do Emissor**

Francisco Caprino Neto
Diretor Superintendente da Camargo Correa 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.
Membro Titular do Conselho de Administração da CPFL Energia

Observação

Francisco Caprino Neto é Diretor Superintendente da Camargo Correa Investimentos em Infraestrutura S.A., Diretor Superintendente da VBC Energia S.A. e Diretor Superintendente da Camargo Corrêa Energia S.A..

Exercício Social 31/12/2010**Administrador do Emissor**

Francisco Caprino Neto
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);

Pessoa Relacionada

CPFL ENERGIA S.A.
Membro Suplente do Conselho da 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

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)

Administrador do Emissor

Ivan de Souza Monteiro Vice-Presidente de Finanças, Mercado de Capitais e Relações com Investidores do Banco do Brasil S.A.	667.444.077-91	Controle	Controlador Indireto
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------	----------	----------------------

Pessoa Relacionada

CPFL ENERGIA S.A. Membro titular do Conselho de Administração da CPFL Energia	02.429.144/0001-93		
----------------------------------------------------------------------------------	--------------------	--	--

Observação

Vice-Presidente de Finanças, Mercado de Capitais e Relações com Investidores do Banco do Brasil S.A.

Administrador do Emissor

Carlos Alberto Cardoso Moreira Diretor de Investimento e Finanças da Fundação Sistel de Seguridade Social (SISTEL)	039.464.818-84	Controle	Controlador Indireto
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------	----------	----------------------

Pessoa Relacionada

CPFL ENERGIA S.A. Membro titular do Conselho de Administração da CPFL Energia	02.429.144/0001-93		
----------------------------------------------------------------------------------	--------------------	--	--

Observação

Carlos Alberto Cardoso Moreira é Diretor de Investimentos e Finanças da Fundação Sistel de Seguridade Social (SISTEL)

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores**(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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 17.10.0004262
- Vigência: 31/03/2013 a 31/03/2014
- 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);
- Custo total do seguro: US\$ 209.391,00 (duzentos e nove mil, trezentos e noventa e um 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

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

12.12 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Em complemento as informações prestadas nos itens dessa Seção 12, a Companhia entende que as informações abaixo também são relevantes:

Item 12.3

Em complemento ao quadro 12.3. acima, informamos que os avisos aos acionistas comunicando a disponibilização das demonstrações financeiras relativas aos exercícios sociais encerrados em 2010, 2011 e 2012 foram dispensados de publicação, nos termos do artigo 133, parágrafo 5º, da Lei das Sociedades por Ações.

Item 12.6/8

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.

12.12 - Outras informações relevantes

(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

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

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 determinados profissionais com o padrão de excelência requerido pelo Grupo CPFL Energia.

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.

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 quais são estabelecidos de acordo com o padrão de mercado, sendo diferenciado o valor da remuneração do Presidente do Conselho de Administração, desde o ano de 2012, devido ao diferencial das atribuições inerentes ao cargo.

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 benefícios têm por objetivo alinhar as práticas de mercado, e proporcionar a retenção dos Executivos (ii) 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 (iii) 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.

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.

ii. proporção de cada elemento na remuneração total

	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Honorários fixos	100%	100%	50%
Benefícios	-	-	4%
Incentivos de curto prazo	-	-	24%

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

Incentivos de longo prazo	-	-	22%
TOTAL	100%	100%	100%

Os percentuais informados para a Diretoria Estatutária poderão variar tendo em vista, especialmente, a composição baseada em elementos variáveis.

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 fixa 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. Assim como nos anos de 2010 e 2011, em 2012 as referidas pesquisas de mercado foram realizadas pela *Towers Perrin Forster & Crosby Ltda.* e pela *Mercer Human Resources Consulting Ltda.* A proposta de remuneração variável está detalhada no item 13.3 deste Formulário de Referência.

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 individuais ou da Companhia.

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. O contrato de metas de cada executivo contempla metas financeiras, individuais de crescimento e geração de valor e de gestão de pessoas.

Compete, ainda, ao Comitê de Gestão de Pessoas definir o Plano de Sucessão da Diretoria Executiva, seus critérios e, ainda, examinar os cálculos previstos na Norma Administrativa que estabelece diretrizes do Plano de Incentivo de Longo Prazo ("ILP") para os Executivos da Companhia ("Norma ILP").

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 Assembleia Geral de Acionistas da Companhia.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

No que tange aos diretores estatutários, a remuneração variável é totalmente baseada em metas quantitativas e qualitativas 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 assessora o Conselho de Administração da Companhia, é um órgão que contribui para a verificação do alinhamento da remuneração.

Nossa política de remuneração busca incentivar os colaboradores a procurar a melhor rentabilidade dos investimentos e projetos desenvolvidos pela Companhia, de tal maneira a alinhar os seus interesses com os da Companhia por meio das seguintes perspectivas: (i) no curto prazo: salários e pacote de benefícios compatíveis com o mercado; (ii) no médio prazo: pagamento de participação nos nossos resultados e bônus, de acordo com o cumprimento de metas pré-estabelecidas; e (iii) no longo prazo: outorga de *phantom stocks* através de programa específico, com a possibilidade de conversão de bônus em dinheiro conforme descrito no item 13.4 deste Formulário de Referência.

f) existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos:

Os membros da Diretoria, do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia não recebem qualquer remuneração em função do exercício do cargo na Companhia que seja suportada por suas subsidiárias, controladas ou controladores.

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 nosso Conselho de Administração e do nosso Conselho Fiscal, 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 01/01/2013 - 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	1.529.000,00	5.847.000,00	677.000,00	8.053.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	79.000,00	0,00	79.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	306.000,00	513.000,00	135.000,00	954.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Outros refere-se a INSS.	Outros refere-se a INSS e FGTS.	Outros refere-se a INSS.	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	3.858.000,00	0,00	3.858.000,00
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	952.000,00	0,00	952.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a INSS e ILP.		
Pós-emprego	0,00	499.000,00	0,00	499.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações	0,00	491.000,00	0,00	491.000,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 03/2012.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 03/2012.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 03/2012.	
Total da remuneração	1.835.000,00	12.239.000,00	812.000,00	14.886.000,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2012 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	6,17	5,75	5,08	17,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	1.196.000,00	2.680.000,00	608.000,00	4.484.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	25.000,00	0,00	25.000,00
Participações em comitês	96.000,00	0,00	0,00	96.000,00
Outros	258.000,00	2.997.000,00	122.000,00	3.377.000,00

Descrição de outras remunerações fixas	Outros refere-se a INSS.	Outros refere-se a INSS e FGTS.	Outros refere-se a INSS.	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	3.795.000,00	0,00	3.795.000,00
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	2.861.000,00	0,00	2.861.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		outros refere-se a ILP e INSS.		
Pós-emprego	0,00	514.000,00	0,00	514.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações	0,00	1.484.000,00	0,00	1.484.000,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 03/2012.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 03/2012.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 03/2012.	
Total da remuneração	1.550.000,00	14.356.000,00	730.000,00	16.636.000,00

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.	Refere-se ao INSS e FGTS.	Refere-se ao INSS.	
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 do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 07/2011.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 07/2011.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 07/2011.	
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.	Refere-se ao INSS e FGTS.	Refere-se ao INSS.	
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 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 do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 05/2010.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 05/2010.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 05/2010.	
Total da remuneração	940.000,00	2.097.000,00	637.000,00	3.674.000,00

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

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

13.3 Remuneração variável dos últimos três exercícios sociais e a prevista para o exercício social corrente do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal

REMUNERAÇÃO VARIÁVEL - EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 ⁽¹⁾ (R\$ mil)			
	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Número de membros	7,00	5,00	6,08
Bônus			
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	480 ⁽¹⁾
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	720 ⁽¹⁾
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	600 ⁽¹⁾
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	600 ⁽¹⁾
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

⁽¹⁾ No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.

REMUNERAÇÃO VARIÁVEL - EXERCÍCIO ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 ⁽¹⁾ (R\$ mil)			
	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Número de membros	7 membros	5,08 membros	5,58 membros
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⁾
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	845 ⁽¹⁾
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

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

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.

REMUNERAÇÃO VARIÁVEL - EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 ⁽¹⁾ (R\$ mil)			
	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Número de membros	6,17 membros	5,08 membros	5,75 membros
Bônus			
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	3.036 ⁽¹⁾
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	4.554 ⁽¹⁾
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	3.795 ⁽¹⁾
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício sociais	N/A	N/A	3.795 ⁽¹⁾
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.

REMUNERAÇÃO VARIÁVEL PREVISTA - EXERCÍCIO SOCIAL 2013 ⁽¹⁾ (R\$ mil)			
	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Número de membros	7 membros	5 membros	6 membros
Bônus			
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	3.086
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	4.629
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	3.858
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

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

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;

Em Reunião do Conselho de Administração, realizada no dia 25 de julho de 2012, foi aprovado um Plano de Incentivo de Longo Prazo – “ILP”, baseado na modalidade de Performance Phantom Stocks, que consiste na concessão de ações virtuais (“phantom stocks”), que, após um prazo de carência (*vesting*) conforme informado no item 13.4 (j), e se atingida uma meta mínima de valorização esperada para a CPFL em bolsa, conforme previsto em norma específica e revisada ano a ano, poderão ser convertidas em bônus em espécie, não sendo conferidas, em nenhuma hipótese, a concessão de ações físicas.

Este plano é acompanhado anualmente pelo Conselho de Administração, através de análises e pareceres de seu Comitê de Gestão de Pessoas que é o órgão responsável pelo estabelecimento das condições gerais do plano. O Conselho de Administração tem poderes para a interrupção do plano a qualquer momento.

A elegibilidade ao plano é direta a profissionais que ocupem cargo estatutário de Diretor Presidente ou Diretor Vice Presidente em nossa Companhia, bem como Diretores Presidentes de nossas controladas (“Executivos”), e condicionada a desempenho para o Grupo de Diretores e Gerentes de nível 2, estando, ainda, limitado a, no máximo, 50% do quadro de Diretores e a 10% do quadro de gerentes de nível 2, ativos na empresa e exercendo a função na data de outorga aprovada pelo Conselho de Administração, prevista para ocorrer até o mês de junho de cada ano.

O desempenho dos Diretores e Gerentes é mensurado observando-se o posicionamento na matriz de avaliação de potencial e desempenho (*nine box*), ou, caso este venha a ser substituído, outro instrumento de distribuição forçada. O atual instrumento em prática apura não só a aderência às competências exigidas para o exercício da função, como também o atingimento de metas individuais e o potencial do profissional.

O valor inicial das phantom stocks é calculado com base no valuation da CPFL Energia, dividido pelo número de ações disponíveis no mercado, sendo que a quantidade de ações virtuais concedidas a cada elegível se baseia em *targets* definidos pelas melhores práticas de mercado, sempre em número de remunerações, posteriormente validados pelo Comitê de Gestão de pessoas e aprovados em Reunião do Conselho de Administração.

b) principais objetivos do plano;

O desenho do programa se estruturou de forma a alinhar os interesses dos Executivos, diretores e gerentes elegíveis aos interesses dos acionistas, com objetivo de comprometimento de longo prazo e criação de valor constante e sustentável. Da mesma forma, por se tratar de apuração de resultados a longo prazo, tem como finalidade também a retenção dos talentos da companhia que mais agregam valor através do seu desempenho individual apurado pela matriz de avaliação de potencial e desempenho.

c) forma como o plano contribui para esses objetivos;

O atingimento da meta de valorização estabelecida para a companhia em seu plano estratégico de longo prazo sinaliza os objetivos traçados no programa foram reconhecidos pelo mercado e que também as metas estabelecidas no plano estratégico foram alcançadas.

d) como o plano se insere na política de remuneração do emissor;

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

O plano se insere no *mix* de remuneração dos elegíveis de forma a estabelecer maior participação no pacote variável, não incorporável à remuneração, e condicionado a resultados que proporcionam a criação de valor econômico para a empresa.

e) como o plano alinha os interesses dos administradores e do emissor a curto, médio e longo prazo;

O plano visa estimular o comprometimento dos elegíveis a longo prazo, levando em consideração que a política foi desenhada para atender as expectativas do plano estratégico da Companhia. No curto prazo o alinhamento desses interesses se dá por instrumento específico, através da contratação de metas individuais e de gestão de pessoas, além de parcela atribuída a resultados corporativos do Grupo e/ou da unidade de gestão, não vinculado ao ILP.

f) número máximo de ações abrangidas;

Foram concedidas 141.710 phantom stocks no ano de 2012, levando em consideração o valor inicial com base no *valuation* da CPFL Energia, dividido pelo número de ações disponíveis no mercado. Este valor foi utilizado para apuração das *phantoms stocks* concedidas aos elegíveis conforme detalhado no item 13.4. (a) deste Formulário de Referência.

g) número máximo de opções a serem outorgadas;

O número de phantom stocks outorgadas é fixo e sua conversão em bônus em espécie se dá exclusivamente pelo valor de mercado apurado pela média ponderada da cotação da ação dos últimos 45 pregões a contar do último dia útil do mês de dezembro do ano anterior ao ano de conversão. A efetivação da conversão só será possível após aprovação formal do Conselho de Administração.

h) condições de aquisição de ações;

Conforme detalhado no item 13.4. (a), para concessão das phantom stocks, os outorgados, mediante elegibilidade e desempenho, deverão estar ativos na Companhia e exercendo a função na data de outorga aprovada pelo Conselho de Administração, prevista para ocorrer até o mês de junho de cada ano.

i) critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício;

O valor inicial das phantom stocks é calculado com base no valuation da CPFL Energia, dividido pelo número de ações disponíveis no mercado, sendo que a quantidade de ações virtuais concedidas a cada elegível se baseia em *targets* definidos pelas melhores práticas de mercado, sempre em número de remunerações, posteriormente validados pelo Comitê de Gestão de pessoas e aprovados em Reunião do Conselho de Administração.

j) critérios para fixação do prazo de exercício;

O prazo de carência total será de 4 anos para exercício da seguinte forma:

- 1/3 das phantom stocks outorgadas poderão ser convertidas em premiação no segundo ano após o ano de outorga;
- 1/3, ou 2/3, caso a primeira conversão não tenha sido exercida, das phantom stocks outorgadas poderão ser convertidas em premiação no terceiro ano após o ano de outorga; e
- 100% das phantom stocks outorgadas e ainda não convertidas poderão ser convertidas no quarto ano após o ano de outorga.

k) forma de liquidação

Atingida a meta de valorização mínima estabelecida no plano estratégico da Companhia, a liquidação das ações virtuais (phantom stocks) em premiação (após o prazo de carência), consiste na apuração do preço da ação da Companhia, conforme a média ponderada (volume) das cotações da ação nos

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

últimos 45 pregões a contar do último dia útil do mês de dezembro do ano anterior ao ano de conversão, além dos dividendos distribuídos no período, proporcionais ao número de ações virtuais.

l) restrições à transferência das ações;

Tendo em vista que o plano não prevê efetiva entrega de ações, este item não se aplica.

m) critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano;

Em caso de eventos extraordinários, o Conselho de Administração, a seu julgamento e amparado pela avaliação do Comitê de Gestão de Pessoas, tem o poder de alterar, suspender ou até mesmo extinguir o plano de incentivo de longo prazo.

n) efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações.

Evento	phantom stocks não Exercíveis ("unvested")	phantom stocks Exercíveis ("vested")
Rescisão Voluntária do Executivo	As phantom stocks são canceladas	As phantom stocks p derão ser convertidas, desde que previamente aprovado pelo CGP - Comitê de Gestão de Pessoas e em até 30 dias após o anúncio do desligamento.
Rescisão por Justa Causa	As phantom stocks são canceladas	As phantom stocks são canceladas
Rescisão unilateral por iniciativa da empresa, sem Justa Causa, antecipada ou no Término de Contrato sem renovação.	As phantom stocks são canceladas	As phantom stocks poderão ser convertidas, desde que previamente aprovado pelo CGP - Comitê de Gestão de Pessoas e em até 30 dias após o anúncio do desligamento.
Morte ou Aposentadoria por Invalidez permanente	O prazo de carência será antecipado e as phantom stocks serão pagas aos dependentes com base no último valor de conversão apurado.	As phantom stocks serão convertidas com base no último valor de conversão apurado e pagas aos dependentes.

13.5 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão

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

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.

VALORES MOBILIÁRIOS DE EMISSÃO DA CPFL ENERGIA			
Órgão	Ações Ordinárias		
	Diretamente	Indiretamente	Total
Diretoria Estatutária	47.610	-	47.610
Conselho de Administração	-	-	-
Conselho Fiscal	-	-	-

13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

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

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

Para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2011 e 2010 a Companhia não realizou remuneração baseada em ações para o conselho de administração e diretoria estatutária.

REMUNERAÇÃO BASEADA EM AÇÕES PARA O EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31/12/2012		
Órgão	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº de membros	-	6 membros
Outorga de opções de compras de ações:		
Data de outorga	-	25/07/12
Quantidade de opções outorgadas	-	141.710
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	-	Vesting previsto de 4 anos, com opção de antecipação de 1/3 das phantom stocks outorgadas, que poderão ser convertidas em premiação no segundo ano após o ano de outorga (ano de 2014)
Prazo máximo para exercício das opções	-	Quarto ano após o ano de outorga (ano de 2016)
Prazo de restrição à transferência das ações	-	Não haverá transferência de ações
Preço médio ponderado de exercício:		
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	-	-
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	-	-
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	-	-
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	-	-
Valor justo das opções na data da outorga	-	24,16
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções outorgadas	-	Não há emissão/entrega de ações, não havendo diluição do capital

REMUNERAÇÃO BASEADA EM AÇÕES PREVISTA PARA O EXERCÍCIO SOCIAL CORRENTE (2013)		
Órgão	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº de membros	-	6 membros
Outorga de opções de compras de ações:		
Data de outorga	-	Julho de 2013
Quantidade de opções outorgadas	-	N/A

13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

Prazo para que as opções se tornem exercíveis	-	Vesting previsto de 4 anos, com opção de antecipação de 1/3 das <i>phantom stocks</i> outorgadas, que poderão ser convertidas em premiação no segundo ano após o ano de outorga (2015)
Prazo máximo para exercício das opções	-	Quarto ano após o ano de outorga (2017)
Prazo de restrição à transferência das ações	-	Não haverá transferência de ações
Preço médio ponderado de exercício:	-	
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	-	N/A
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	-	-
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	-	-
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	-	-
Valor justo das opções na data da outorga	-	N/A
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções outorgadas	-	Não há emissão/entrega de ações, não havendo diluição do capital

13.7 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária

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

13.7 Opções em aberto do conselho de administração e da diretoria estatutária ao final do último exercício social

OPÇÕES EM ABERTO AO FINAL DO EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31/12/2012		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Nº de membros	-	6 membros
Opções ainda não exercíveis		
Quantidade	-	141.710
Data em que se tornarão exercíveis	-	<i>Vesting</i> previsto de 4 anos, com opção de antecipação de 1/3 das phantom stocks outorgadas que poderão ser convertidas em premiação no segundo ano após o ano de outorga (ano de 2014)
Prazo máximo para exercício das opções	-	Quarto ano após o ano de outorga (ano de 2016)
Prazo de restrição à transferência das ações	-	não haverá transferência de ações
Preço médio ponderado de exercício	-	N/A ⁽¹⁾
Valor justo das opções no último dia do exercício social	-	N/A ⁽¹⁾
Opções exercíveis ⁽²⁾		
Quantidade	-	-
Prazo máximo para exercício das opções	-	-
Prazo de restrição à transferência das ações	-	-
Preço médio ponderado de exercício	-	-
Valor justo das opções no último dia do exercício social	-	-
Valor justo do total das opções no último dia do exercício social	-	-

(¹) A remuneração baseada em ações realizada pela Companhia não prevê entrega efetiva de ações físicas aos seus beneficiários, por ser phantom stocks, conforme descrito no item 13.4 acima.

(²) Primeira opção será exercida em 2014, sendo que não há phantom stocks exercíveis em 2012.

13.8 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária**(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)****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**

Para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2011 e 2010 a Companhia não realizou remuneração baseada em ações para o conselho de administração e diretoria estatutária. Adicionalmente, não houve phantom stocks exercidas em 2012.

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

Para outorga das phantom stocks foi considerado como valor inicial o resultado do valuation da CPFL Energia, dividido pelo número de ações disponíveis no mercado.

Para posterior liquidação das phantom stocks (premiação após o prazo de carência), será considerado o preço da ação da CPFL, conforme a média ponderada (volume) das cotações da ação nos últimos 45 pregões a contar do último dia útil do mês de dezembro do ano anterior ao ano de conversão, além dos dividendos distribuídos no período, proporcionais ao número de phantom stocks.

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

Conforme modelo de cálculo citado no item 13.9. (a), foi apurado o valor de R\$24,16 como preço inicial das phantom stocks. O preço da opção apenas será apurado quando atingido o prazo de *vesting*, sendo que o primeiro exercício acontecerá em 2014. Os demais itens não são aplicáveis ao modelo de ILP vigente.

c) método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado

Não há previsão de exercício antecipado.

d) forma de determinação da volatilidade esperada

Não aplicável no modelo do plano, tendo em vista que a volatilidade das ações não foi considerada no cálculo para apuração do valor da bonificação.

e) se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo

Não há outras características das opções incorporadas na mensuração de seu valor.

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

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

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.

a. Órgão	Diretoria Estatutária	
	b. Número de membros	5
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	Não há	Não há
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	R\$703 mil	R\$106 mil
g. Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores*	R\$448 mil	R\$3 mil
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).

* 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:**

A eficácia do presente item 13.11 encontra-se suspensa em relação aos associados do Instituto Brasileiro de Executivos de Finanças do Rio de Janeiro ("IBEF-RJ"), e, por consequência, às sociedades às quais estejam associados, em razão da liminar deferida pela 5ª Vara Federal do Rio de Janeiro, no âmbito da Ação Ordinária nº 2010.510102888-5 ajuizada pelo IBEF.

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria

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

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 ILP que estabelece as diretrizes do ILP para os programas de 2009, 2010 e 2011, 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 de algum dos Executivos da Companhia:

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.

A Norma ILP que ampara os programas de 2012, 2013 e 2014, estabelece o tratamento a ser dado ao exercício das phantom stocks conversíveis (pós-vesting) e não conversíveis (pré-vesting) na eventualidade do desligamento de algum dos Executivos da Companhia:

Evento	phantom stocks não Exercíveis ("unvested")	phantom stocks Exercíveis ("vested")
Rescisão Voluntária do Executivo	As phantom stocks são canceladas	As phantom stocks poderão ser convertidas, desde que previamente aprovado pelo CGP - Comitê de Gestão de Pessoas e em até 30 dias após o anúncio do desligamento.
Rescisão por Justa Causa	As phantom stocks são canceladas	As phantom stocks são canceladas
Rescisão unilateral por iniciativa da empresa, sem Justa Causa, antecipada ou no Término de Contrato sem renovação.	As phantom stocks são canceladas	As phantom stocks poderão ser convertidas desde que manifestada a intenção de conversão em até 30 dias após o desligamento, informando-se ao Comitê de Gestão de Pessoas.
Morte ou Aposentadoria por Invalidez permanente	O prazo de carência será antecipado e as phantom stocks serão pagas aos dependentes com base no último valor de conversão apurado.	As phantom stocks 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 da Companhia, o(s) Diretor(es) Estatutário(s) desligado(s) terá(ão) direito a:

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria

- honorários integrais do mês de destituição;
- 13º honorário proporcional ao número de meses trabalhados no ano;
- 1 honorário mensal, a título de Aviso Prévio; e
- 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 do Instrumento de Contratação para Administração;
- ii) destituição unilateral por parte do Conselho de Administração; e
- 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 Instrumento de Contratação para Administração, 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
(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

13.13 Percentual da remuneração total de cada órgão, nos últimos três exercícios sociais, 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 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%

EXERCÍCIO DE 2012			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	92%	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
(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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 houve pagamento de qualquer remuneração para membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal ou da Diretoria por qualquer razão que não a função que ocupam na 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 últimos três exercícios sociais

EXERCÍCIO DE 2010 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	13.273	13.273
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

⁽¹⁾ Remuneração a título de honorário. No valor estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

EXERCÍCIO DE 2010 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

EXERCÍCIO DE 2011 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	15.953	15.953
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

⁽¹⁾ Remuneração a título de honorário. No valor estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

EXERCÍCIO DE 2011 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

EXERCÍCIO DE 2012 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			

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

Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	17.149	17.149
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

(1) Remuneração a título de honorário. No valor estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

EXERCÍCIO DE 2012 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

13.16 - Outras informações relevantes**(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)****13.16 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.**

O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular/CVM/SEP/ nº003/2012, conforme detalhado nas planilhas abaixo em cada exercício social:

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012			
Mês	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Janeiro	6	5	5
Fevereiro	5	5	4
Março	6	5	6
Abril	6	6	6
Maiο	7	5	6
Junho	7	5	6
Julho	7	5	6
Agosto	6	5	6
Setembro	6	5	6
Outubro	6	5	6
Novembro	6	5	6
Dezembro	6	5	6

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011			
Mês	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Janeiro	7	5	6
Fevereiro	6	6	6
Março	7	5	7
Abril	7	5	7
Maiο	7	5	6
Junho	7	5	5
Julho	7	5	5
Agosto	8	5	5
Setembro	7	5	5
Outubro	7	5	5
Novembro	7	5	5
Dezembro	7	5	5

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010			
Mês	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Janeiro	7	5	6
Fevereiro	7	5	7
Março	7	5	6

13.16 - Outras informações relevantes

Abril	7	5	6
Maio	7	5	6
Junho	7	5	6
Julho	7	5	6
Agosto	7	5	6
Setembro	7	5	6
Outubro	7	5	6
Novembro	7	5	6
Dezembro	7	5	6

14.1 - Descrição dos recursos humanos**(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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 empregados 2012	Número empregados 2011	Número empregados 2010
Ceará	Geração	63	0	0
	Total Ceará	63	0	0
Distrito Federal	Distribuição	3	0	0
	Total Distrito Federal	3	0	0
Minas Gerais	Distribuição	9	4	5
	Geração	29	37	1
	Total Minas Gerais	38	41	6
Pernambuco	Geração	46	44	9
	Total Pernambuco	46	44	9
Paraná	Distribuição	12	10	9
	Total Paraná	12	10	9
Rio Grande do Sul	Distribuição	1476	1318	1.300
	Serviços	7	0	0
	Comercialização	0	29	31
	Corporativo	99	99	126
	Geração	16	68	71
Total Rio Grande do Sul	1598	1.514	1.528	
Santa Catarina	Geração	15	139	119
	Total Santa Catarina	15	139	119
São Paulo	Distribuição	3966	4711	4.726
	Serviços	1582	0	0
	Comercialização ¹	64	464	585
	Corporativo	836	751	791
	Geração	244	340	160
Total São Paulo	6692	6.154	6.262	
Rio Grande do Norte	Geração	10	3	0
	Total Rio Grande do Norte	10	3	0
Paraíba	Geração	0	8	0
	Total Paraíba	0	8	0
Total Geral		8477	7.913	7.933

¹ Até 2011, a quantidade de colaboradores que desempenhavam as atividades de serviços eram consolidados na atividade de Comercialização.

b) número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

14.1 - Descrição dos recursos humanos

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 14,26% em 2012, 10,92% em 2011 e 10,95% em 2010.

d) exposição do emissor a passivos e contingências trabalhistas

Vide itens 4.3 a 4.6 deste Formulário de Referência.

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos

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

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

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

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 2012, foram provisionados R\$45 milhões (R\$35 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

Os benefícios oferecidos para nossos colaboradores estão alinhados às melhores práticas do mercado de trabalho, bem como a legislação trabalhista, e são eles:

- ✓ Assistência Médico-Hospitalar e Odontológica, extensiva aos dependentes;
- ✓ Plano de Previdência Privada (exceto CPFL Nect, CPFL Atende e CPFL Total);
- ✓ Participação nos Lucros e Resultados, conforme acordo coletivo de trabalho firmado em cada empresa com seus respectivos sindicatos (exceto EPASA);
- ✓ Auxílio Refeição e/ou Auxílio Alimentação (até um limite salarial);
- ✓ Auxílio Creche;
- ✓ Vale transporte e/ou Ônibus Fretado;
- ✓ Seguro de Vida (Executivos, Diretores, Gerentes e Estagiários);
- ✓ Programas de Qualidade de Vida;
- ✓ Cartão Corporativo (Executivos e Diretores);
- ✓ Programas de Final de Ano
- ✓ Estacionamento na Sede e Regionais (dentro do limite de vagas disponíveis);
- ✓ Check-Up Médico – Executivos Diretores e Gerentes;
- ✓ Gratificação de Férias (exceto CPFL Serviços, CPFL Atende, CPFL Nect, CPFL Total, CPFL Telecom e Epasa);
- ✓ Política de Transferência (exceto CPFL TELECOM);
- ✓ Requalificação Profissional (exceto CPFL Serviços, CPFL Atende, CPFL Nect e CPFL Total)
- ✓ Empréstimo Pessoal Consignado (exceto CPFL Nect, CPFL Total, Epasa e CPFL Telecom)

Para colaboradores da CPFL Paulista, da CPFL Piratininga, da CPFL Geração e da CPFL Brasil, além dos benefícios citados acima, os vinculados à previdência privada da Fundação Cesp, têm direito a benefícios, como empréstimo pessoal, seguros de vida, de residência e de veículos, além de reembolsos específicos para serviços na área da saúde.

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

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 dos empregados não-administradores.

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos

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

14.4 Descrever as relações entre o emissor e sindicatos

O grupo CPFL mantém relacionamento com 13 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 24 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.

Atualmente o Grupo possui instrumentos de acordo coletivo com os sindicatos abaixo listados:

- SINTEC - SINDICATO DOS TÉCNICOS INDUSTRIAIS DE NÍVEL MÉDIO DO ESTADO DE SÃO PAULO
- SENEGISUL - SINDICATO DOS ASSALÁRIADOS ATIVOS, APOSENTADOS E PENSIONISTAS, NA EMPRESAS GERADORAS, OU TRANSMISSORAS, OU DISTRIBUIDORAS, OU AFINS DE ENERGIA ELÉTRICA NO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL, E ASSISTIDOS POR FUNDAÇÕES DE SEGURIDADE PRIVADAS ORIGINADAS NO SETOR ELÉTRICO
- SINDELETO - SINDICATO DOS ELETRICITÁRIOS DO CEARÁ
- SINDICATO DOS TRABALHADORES NA INDÚSTRIA DE ENERGIA HIDROELÉTRICA DE IPAUSSU
- SINDLUZ - SINDICATO DOS EMPREGADOS NA GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE DO MUNICÍPIO DE BAURU
- SINDLUZ - SINDICATO DOS EMPREGADOS NA GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE DO MUNICÍPIO DE RIBEIRÃO PRETO
- SINDLUZ - SINDICATO DOS EMPREGADOS NA GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE DO MUNICÍPIO DE SÃO JOSÉ DO RIO PRETO
- SINDLUZ - SINDICATO DOS TRABALHADORES NOS SERVIÇOS DE FIAÇÃO, TRAÇÃO, LUZ E FORÇA DE ARARAQUARA
- SINDSUL - SINDICATO DOS ELETRICITÁRIOS DO SUL DE MINAS GERAIS
- SINTEC - SINDICATO DOS TÉCNICOS INDUSTRIAIS DE NÍVEL MÉDIO DO ESTADO DE SÃO PAULO
- SINTIUS - SINDICATO DOS TRABALHADORES NAS INDÚSTRIAS URBANAS DE SANTOS, BAIXADA SANTISTA, LITORAL SUL E VALE DO RIBEIRA
- STIEEC - SINDICATO DOS TRABALHADORES NA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA DE CAMPINAS
- STIEESP - SINDICATO DOS TRABALHADORES NAS INDÚSTRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA DE SÃO PAULO

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 %				
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%
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%
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%
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	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			
FUNDO 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
FUNDO 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
				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	30/04/2013
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	15.565
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	4.809
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	926

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)	293.368.788	30,487000%
Quantidade preferenciais (Unidades)	0	0,000000%
Preferencial Classe A	0	0,000000%
Total	293.368.788	30,487000%

15.4 - Organograma dos acionistas

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

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 não apresentar organograma nesse item 15.4 deste Formulário de Referência.

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

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

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;

Companhia e as empresas VBC ENERGIA S.A., 521 PARTICIPAÇÕES S.A e BONAIRE PARTICIPAÇÕES S.A.

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, conseqüentemente, 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 FIA, aumentando a participação desta última no capital social da Companhia.

No quarto trimestre de 2012, a propriedade das ações de emissão da CPFL Energia vinculadas ao Acordo de Acionistas, originalmente detidas pela VBC e BB CL I, passaram a ser detidas nas seguintes proporções por tais por tais acionistas e suas Afiliadas:

(i) Quantidade de ações vinculadas originalmente detidas pela VBC: 245.890.734 (duzentos e quarenta e cinco milhões, oitocentas e noventa mil, setecentas e trinta e quatro) ações. Composição atual: (a) ESC: 224.188.344 (duzentos e vinte e quatro milhões, cento e oitenta e oito mil, trezentas e quarenta e quatro) ações; (b) CCSA: 11.804.530 (onze milhões, oitocentas e quatro mil, quinhentas e trinta) ações; e (c) VBC: 9.897.860 (nove milhões, oitocentas e noventa e sete mil, oitocentas e sessenta) ações e

(ii) Quantidade de ações vinculadas originalmente detidas pelo BB CL I: 206.174.418 (duzentos e seis milhões, cento e setenta e quatro mil, quatrocentas e dezoito) ações. Composição atual: (a) Previ: 9.897.860 (nove milhões, oitocentas e noventa e sete mil, oitocentas e sessenta) ações; e (b) BB CL I: 196.276.558 (cento e noventa e seis milhões, duzentas e setenta e seis mil, quinhentas e cinquenta e oito) ações.

Deste modo, nos termos da Subcláusula 11.13 do Acordo de Acionistas da CPFL Energia, as Afiliadas: (i) ESC e CCSA, e (ii) Previ, manifestaram sua adesão incondicional ao Acordo de Acionistas da CPFL Energia, passando a exercer os direitos e obrigações decorrentes do mesmo, devendo, portanto, serem considerados como controladores da CPFL Energia para todos os fins.

Em março de 2013, a Camargo Corrêa S.A. ("CCSA") alienou ao Energia SP FIA, 11.804.530 (onze milhões, oitocentas e quatro mil, quinhentas e trinta) Ações Vinculadas, e a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil ("PREVI") alienou ao Energia SP FIA 9.897.860 (nove milhões, oitocentas e noventa e sete mil, oitocentas e sessenta) Ações Vinculadas. Na mesma data, a VBC Energia S.A. ("VBC"), transferiu à ESC Energia S.A. ("ESC Energia") 9.897.860 Ações Vinculadas, a título de aporte em integralização de aumento de capital social.

b) data de celebração;

22 de março de 2002 e aditado em 27 de agosto de 2002, 05 de novembro de 2003 e 06 de dezembro de 2007.

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.

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

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

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 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 estão determinados, 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 FIA/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;

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

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.

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

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

15.6 Indicar alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor.

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.

No quarto trimestre de 2012, os acionistas VBC e BB CL I realizaram operações societárias que resultaram na transferência de parte das ações de emissão da CPFL Energia vinculadas ao Acordo de Acionistas para Afiliadas. Detalhes destas operações estão disponíveis no Comunicado ao Mercado divulgado pela Companhia em 15 de janeiro de 2013.

Em março de 2013, foi concluída a operação do exercício da opção de compra ("Operação de Opção de Compra") da totalidade das ações adicionais, correspondente a 4% (quatro por cento) das ações ("Ações") vinculadas ao Acordo de Acionistas da CPFL Energia ("Ações Vinculadas"), pela Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações ("Energia SP FIA"), sucessor legítimo da Bonaire Participações S.A. ("Bonaire"). Na mesma data (25 de março de 2013), a VBC Energia S.A. ("VBC"), transferiu à ESC Energia S.A. ("ESC Energia") 9.897.860 Ações Vinculadas, a título de aporte em integralização de aumento de capital social. VBC e ESC Energia são sociedades integrantes do Grupo Camargo Corrêa, sendo a segunda subsidiária integral da primeira. Detalhes destas operações estão disponíveis nos Fatos Relevantes divulgados pela Companhia em 24 de janeiro de 2013 e 28 de março de 2013.

15.7 - Outras informações relevantes

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

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.

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.

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas

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

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 (cinco milhões de reais)^(*) 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 2012 era de R\$ 8.500.000,00.*

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
Banco Nossa Caixa S.A. (Transação com CPFL Santa Cruz)		0,00	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\$11.429.000,00	N/A	07/06/2013	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						
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)	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 Paulista (Transação com CPFL Serviços)	23/02/2011	23.694,00	14.112,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Compartilhamento de área na Sede Campinas						
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 Energia)	23/02/2011	11.847,00	7.056,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compartilhamento de área na Sede Campinas						
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 Paulista (Transação com CPFL Atende)	01/01/2010	853.089,00	437.568,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Compartilhamento de área na Sede Campinas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Santa Cruz (Transação com CPFL Atende)	01/07/2008	214.080,00	13.795,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Compartilhamento de área na Sede						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
RGE (Transação com CPFL Brasil)	01/06/2012	216.155,00	186.134,00	N/A	36 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Compartilhamento de área na Sede						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Jaguari (Transação com CPFL Santa Cruz)	01/01/2012	148.507,00	116.959,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						

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	Compartilhamento de área na Sede						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Jaguari (Transação com CPFL LEste Paulista)	01/01/2012	337.644,00	265.915,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Compartilhamento de área na Sede						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Jaguari (Transação com CPFL Sul Paulista)	01/01/2012	445.638,00	350.968,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Compartilhamento de área na Sede						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Jaguari (Transação com CPFL Mococa)	01/01/2012	189.020,00	148.865,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Compartilhamento de área na Sede						
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 Serviços (Transação com CPFL Bio Formosa)	22/03/2010	13.180.000,00	0	N/A	Nov/2011	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Paulista)	19/04/2010	3.380.942,00	1.087.080,00	N/A	Dez/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação c/ CPFI Paulista)	19/04/2010	4.398.021,00	2.253.636,00	N/A	DEz/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação c/ CPFL Piratininga)	30/04/2010	2.171.400,00	0	N/A	Fev/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	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação c/ CPFL Piratininga)	18/05/2010	10.236.634,00	0	N/A	05/2011	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação c/ CPFL Bio Pedra)	14/06/2010	6.071.200,00	0	N/A	06/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Bio Ipê)	24/06/2010	18.200.000,00	0	N/A	05/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
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 Serviços (CPFL Bio Buriti)	01/07/2010	8.340.000,00	0	N/A	11/2011	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Jaguari)	21/07/2010	5.610.452,00	0	N/A	09/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Paulista)	29/10/2010	1.347.499,00	283.938,00	N/A	04/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Brasil)	10/12/2010	1.000.000,00	0	N/A	07/2012	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	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
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
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\$ 99.062.000,00	N/A	maio/2036	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 Serviços (Transação com NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	01/03/2012	869.568,68	139.205,74	N/A	01/03/2012 a 28/02/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						

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 NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	01/03/2012	821.480,71	76.603,41	N/A	01/03/2012 a 28/02/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Total (Transação com NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	01/03/2012	1.043.849,36	303.153,44	N/A	01/03/2012 a 28/02/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Renováveis (Transação com Banco do Brasil S.A.)	01/07/2012	320.000,00	R\$ 331.538,00	N/A	jan/13	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Não existem garantias						
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 cobrada de 108,5% do CDI					
CPFL Energia (Transação com CPFL Jaguarí)	15/06/2012	800.000,00	0	N/A	15/06/2012 a 28/06/2012	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. Taxa de juros 110% CDI.					
CPFL Energia (Transação com CPFL Leste Paulista)	04/01/2012	300.000,00	0	N/A	04/01/2012 a 10/07/2012	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. Taxa de juros 110% CDI.					
CPFL Energia (Transação com CPFL Leste Paulista)	05/01/2012	300.000,00	0	N/A	05/01/2012 a 10/07/2012	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. Taxa de juros 110% CDI.					
CPFL Energia (Transação com CPFL Leste Paulista)	10/01/2012	1.000.000,00	0	N/A	10/01/2012 a 10/07/2012	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 110% CDI.						
Paulista Lajeado (Transação com CIA ENERGETICA DE PERNAMBUCO)	13/03/2006	1.205.000,00	R\$1.935.000,00	N/A	30 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	CCG						
Rescisão ou extinção	Multa de 30% do valor do Preço de Venda * Volume Remanescente						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Energia (Transação com CPFL Leste Paulista)	10/07/2012	4.326.000,00	0	N/A	10/07/2012 a 31/07/2012	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. Taxa de juros 110% 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						
CPFL Energia (Transação com CPFL Total)	09/03/2012	35.000,00	0	N/A	09/03/2012 a 30/03/2012	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. Taxa de juros 110% CDI.						
CPFL Serviços (Transação com Ind. Romi S.A.)	19/06/2012	20.000,00	0	N/A	Jun/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Material e Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Paulista Lajeado (Transação com CPFL SANTA CRUZ)	13/03/2006	348.000,00	R\$ 559.000,00	N/A	30 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	CCG						
Rescisão ou extinção	Multa de 30% do valor do Preço de Venda * Volume Remanescente						

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							
Paulista Lajeado (Transação com CIA. ELETR. DO ESTADO DA BAHIA)	13/03/2006	1.339.000,00	R\$2.151.000,00	N/A	30 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	CCG						
Rescisão ou extinção	Multa de 30% do valor do Preço de Venda * Volume Remanescente						
Natureza e razão para a operação							
Paulista Lajeado (Transação com CIA ENERGETICA DO CEARA)	13/03/2006	914.000,00	R\$1.468.000,00	N/A	30 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	CCG						
Rescisão ou extinção	Multa de 30% do valor do Preço de Venda * Volume Remanescente						
Natureza e razão para a operação							
Paulista Lajeado (Transação com CIA ENERGETICA DO RIO GRANDE DO NORTE)	13/03/2006	696.000,00	R\$ 1.119.000,00	N/A	30 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	CCG						
Rescisão ou extinção	Multa de 30% do valor do Preço de Venda * Volume Remanescente						
Natureza e razão para a operação							
Paulista Lajeado (Transação com CPFL JAGUARI)	19/07/2012	83.757.000,00	R\$ 108.616.000,00	N/A	10 anos	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						
Garantia e seguros	Fiança Corporativa						
Rescisão ou extinção	Multa de 100% do preço * volume restante contratado + Penalidades						
Natureza e razão para a operação							
Paulista Lajeado (Transação com CPFL LESTE PAULISTA)	19/07/2012	62.753.000,00	R\$ 88.309.000,00	N/A	10 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	Fiança Corporativa						
Rescisão ou extinção	Multa de 100% do preço * volume restante contratado + Penalidades						
Natureza e razão para a operação							
Paulista Lajeado (Transação com CPFL PAULISTA)	13/03/2006	3.567.000,00	R\$ 5.739.000,00	N/A	30 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	CCG						
Rescisão ou extinção	Multa de 30% do valor do Preço de Venda * Volume Remanescente						
Natureza e razão para a operação							
Paulista Lajeado (Transação com CPFL PIRATININGA)	13/03/2006	546.000,00	R\$ 873.000,00	N/A	30 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Venda de 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	CCG						
Rescisão ou extinção	Multa de 30% do valor do Preço de Venda * Volume Remanescente						
Natureza e razão para a operação							
Paulista Lajeado (Transação com CPFL MOCOCA)	19/07/2012	49.347.000,00	R\$ 71.090.000,00	N/A	10 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	Fiança Corporativa						
Rescisão ou extinção	Multa de 100% do preço * volume restante contratado + Penalidades						
Natureza e razão para a operação							
Paulista Lajeado (Transação com CPFL SUL PAULISTA)	19/07/2012	93.405.000,00	R\$ 134.990.000,00	N/A	10 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	Fiança Corporativa						
Rescisão ou extinção	Multa de 100% do preço * volume restante contratado + Penalidades						
Natureza e razão para a operação							
Centrais Elétricas da Paraíba (EPASA) (Transação com CIA ENERGETICA DO CEARA)	14/01/2008	14.364.000,00	R\$ 21.772.000,00	N/A	15 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	CCG						

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							
Mínimo entre 30% do valor da Receita Fixa * Volume remanescente de energia contratada e o valor da receita fica em 1 ano							
Natureza e razão para a operação							
Centrais Elétricas da Paraíba (EPASA) (Transação com CIA ENERGETICA DO RIO GRANDE DO NORTE)	14/01/2008	19.647.000,00	R\$ 29.780.000,00	N/A	15 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
CONTROLADORA							
Objeto contrato							
Venda de energia							
Garantia e seguros							
CCG							
Rescisão ou extinção							
Mínimo entre 30% do valor da Receita Fixa * Volume remanescente de energia contratada e o valor da receita fica em 1 ano							
Natureza e razão para a operação							
Centrais Elétricas da Paraíba (EPASA) (Trasação com CPFL Paulista)	14/01/2008	218.504.000,00	R\$ 331.199.000,00	N/A	15 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
CONTROLADA							
Objeto contrato							
Venda de energia							
Garantia e seguros							
CCG							
Rescisão ou extinção							
Mínimo entre 30% do valor da Receita Fixa * Volume remanescente de energia contratada e o valor da receita fica em 1 ano							
Natureza e razão para a operação							
Centrais Elétricas da Paraíba (EPASA) (Transação com CPFL PIRATININGA)	14/01/2008	168.778.000,00	R\$ 255.827.000,00	N/A	15 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
CONTROLADA							
Objeto contrato							
Venda de energia							
Garantia e seguros							
CCG							
Rescisão ou extinção							
Mínimo entre 30% do valor da Receita Fixa * Volume remanescente de energia contratada e o valor da receita fica em 1 ano							

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							
Centrais Elétricas da Paraíba (EPASA) (Transação com RGE - RIO GRANDE ENERGIA S/A)	14/01/2008	7.375.000,00	R4 11.179.000,00	N/A	15 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	CCG						
Rescisão ou extinção	Mínimo entre 30% do valor da Receita Fixa * Volume remanescente de energia contratada e o valor da receita fica em 1 ano						
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transação com ENERCAN)	05/01/2011	92.286.679,76	R\$ 11.417.633,44	N/A	01/01/2011 a 31/12/2027	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transação com CPFL GERAÇÃO)	04/11/2009	29.453.760,00	R\$ 10.864.336,74	N/A	01/05/2010 a 31/12/2017	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de 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 BRASIL (Transação com NC ENERGIA)	31/10/2007	76.779.648,00	R\$ 73.809.264,96	N/A	01/01/2009 a 31/12/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Venda de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transação com CPFL PAULISTA)	01/10/2002	11.601.889,80	R\$ 13.448.207,68	N/A	01/08/2003 a 31/12/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transação com CPFL PAULISTA)	10/10/2002	3.763.034.499,98	R\$ 2.413.687.939,14	N/A	08/05/2003 a 31/12/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transação com CPFL PAULISTA)	03/05/2002	997.463.003,66	R\$ 1.295.918.458,97	N/A	01/05/2003 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	Venda de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transação com PETROBRAS)	30/11/2005	1.074.098.916,75	R\$ 627.952.718,40	N/A	01/11/2005 a 31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Venda de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transação com CPFL PIRATININGA)	01/10/2002	199.492.477,13	R\$ 317.802.313,36	N/A	01/05/2003 a 31/12/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transação com CPFL PIRATININGA)	10/10/2002	413.034.337,97	R\$ 599.795.962,98	N/A	23/10/2003 a 31/12/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de 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	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							
CPFL BRASIL (Transação com RGE)	12/12/2002	821.051.578,48	R\$ 997.830.242,66	N/A	19/05/2003 a 31/12/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transação com TAVEX)	10/01/2007	52.054.272,00	R\$ 67.003.574,08	N/A	01/01/2009 a 31/12/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Venda de 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 BRASIL (Transação com TAVEX)	10/01/2007	10.873.098,00	R\$ 13.037.421,68	N/A	01/01/2009 a 31/12/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Venda de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transação com VALE)	30/11/2008	29.784.000,00	R\$ 33.116.304,00	N/A	01/01/2011 a 31/12/2011	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Venda de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transação com CPFL BIO BURITI)	23/08/2011	530.206.215,00	R\$ 30.970.316,50	N/A	01/06/2011 a 31/12/2030	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transação com CPFL BIO ENERGIA)	18/02/2009	230.464.350,60	R\$ 30.936.032,62	N/A	01/08/2010 a 31/12/2025	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						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transação com ENERCAN)	18/10/2002	8.550.103,56	R\$ 2.036.699,00	N/A	01/02/2007 a 31/12/2027	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com Baesa)	18/10/2002	2.313.792.666,29	R\$ 1.735.344.499,72	N/A	01/11/2005 a 13/05/2036	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra e Venda de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transação com CPFL SUL CENTRAIS)	15/07/2010	30.587.201,35	R\$ 9.056.081,95	N/A	01/07/2010 a 30/11/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de 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 RGE)	17/12/2008	3.434.000,00	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							
CPFL BRASIL (Transação com CPFL SUL CENTRAIS)	23/08/2011	20.680.489,20	R\$ 4.990.802,85	N/A	01/01/2011 a 31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transação com FOZ DO CHAPECÓ)	05/03/2010	199.918.013,97	0	N/A	01/09/2010 a 31/12/2011	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de 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 BRASIL (Transação com CPFL BIO IPÊ)	23/08/2011	206.573.367,01	R\$ 11.290.838,73	N/A	01/06/2011 a 31/12/2030	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transação com PETROBRAS)	01/11/2002	938.778.893,28	R\$ 875.375.180,65	N/A	01/01/2005 a 31/12/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Compra de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transação com PETROBRAS)	01/11/2002	486.788.593,68	R\$ 454.121.246,68	N/A	01/01/2005 a 31/12/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Compra de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transaçom com PETROBRAS)	30/11/2005	768.127.950,00	R\$ 401.361.902,24	N/A	01/11/2005 a 31/12/2019	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	Controladora						
Objeto contrato	Compra de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transação com CPFL CONE SUL)	01/01/2005	45.952.664,51	R\$ 11.979.659,73	N/A	01/01/2005 a 31/12/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transação com VALE)	18/10/2011	16.601.760,00	R\$ 16.753.284,00	N/A	01/01/2012 a 31/12/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Compra de 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						

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 (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						
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	0	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	0	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	0	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	0	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	0	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	0	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	0	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	0	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							
CPFL Planalto (Transação com VALE)	30/11/2008	31.536.000,00	0	N/A	01/01/2009 a 31/12/2010	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Controladora							
Objeto contrato							
Compra de 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	1.637.622.000,00	R\$ 1.154.520.000,00	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	876.440.000,00	R\$ 619.309.000,00	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	6.955.000,00	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	3.471.000,00	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	20.429.000,00	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 CSPE)	25/03/2011	9.400.000,00	R\$ 10.950.000,00	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 Santa Cruz)	25/03/2011	6.820.000,00	R\$ 7.905.000,00	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 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							

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 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						
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 dissoluçã						
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 Energia (Transações com CPFL Bionergia)	31/08/2009	3.340.000,00	0	N/A	Ago/2009 a Dez/2009	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	Controladas						
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 110% CDI.						
Fundação CESP(transação com CPFL Paulista)	30/09/1997	426.115.000,00	R\$ 570.939.000,00	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\$164.517.000,00	N/A	1/5/2026	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 Geração)	01/09/2000	10.649.000,00	R\$11.495.000,00	N/A	1/10/2027	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Recebíveis						

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	Empréstimo. Taxa de juros cobrada: IGPD + 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							
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						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Energia (Transação com CPFL Serviços)	07/12/2009	255.000,00	0	N/A	07/12/2009 A 30/11/2011	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. Taxa de juros 110% CDI						
CPFL Energia (Transação com EPASA)	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 112,6% CDI.						
CPFL Energia (Transação com EPASA)	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	Emprestimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	capital de giro. Taxa de juros 112,6% CDI						
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						

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 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							
Banco do Brasil S.A.(transação com CPFL Leste Paulista)		9.000,00	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)		9.000,00	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.						

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 Mococa)		0,00	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 do Brasil S.A.(transação com CPFL Sul Paulista)		22.000,00	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							
Banco Nossa Caixa S.A. (Transação com CPFL Leste Paulista)		0,00	0	N/A	ANUAL	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Taxa de arrecadação						
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							
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 RGE)		53.000,00	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 do Brasil (Transação com CPFL Paulista)	25/03/2011	150.390.000,00	174.749.000,00	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\$22.573.000,00	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.							

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 (Transação com RGE)	25/03/2011	55.530.000,00	R\$62.992.000,00	N/A	Mar/14	SIM	99,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
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 99% CDI.						
Banco Nossa Caixa S.A.(transação com CPFL Sul Paulista)		0,00	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	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
BAESA (Transação com CPFL Geração)	21/01/2010	13.995.000,00	274.766.000,00	N/A	Mai/2036	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com CPFL Serviços)	22/05/2009	534.000,00	0	N/A	27/05/2009 a 26/05/2010	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Distrito consensual entre as partes, com as respectivas quitações decorrentes deste ato.2) Resolução por inexecução contratual, nos termos do artigo 475 do código Civil, tipificada pela infração a qualquer uma das cláusulas estipuladas neste instrumento, com a imputação à parte infratora das penalidades previstas no título XVI, infra.						
Natureza e razão para a operação							
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						

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)	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
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 Piratininga (Transação com CPFL Serviços)	29/01/2009	2.104.000,00	0	N/A	29/01/2009 a 28/02/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
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 de qualquer uma das partes.						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com COELBA)	10/02/2010	96.611.000,00	86.948.000,00	N/A	01/2010 a 12/2039	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	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							
CERAN (Transação com CELPE)	10/02/2010	67.628.000,00	60.863.000,00	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							
CERAN (Transação com CPFL Serviços)	01/06/2005	1.080.000,00	0	N/A	78 meses	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							
Foz do Chapecó (Transação com CPFL Brasil)	05/03/2010	101.958.000,00	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						

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	Falência, inadimplência						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (Transação com CPFL Renováveis)	21/12/2011	15.600.000,00	0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
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 Jaguarí)	16/10/2007	23.118.000,00	22.346.000,00	N/A	01/01/2012 a 31/12/2041	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 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						

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)	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						
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						

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)	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						
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 Paulista)	16/10/2007	509.295.000,00	492.285.000,00	N/A	01/01/2012 a 31/12/2041	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 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						

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)	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						

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)	06/04/2009	255.000,00	0	N/A	6/4/2009 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)	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						

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)	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						

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)	28/05/2009	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						
Foz do Chapecó (Transação com CPFL Piratininga)	16/10/2007	206.714.000,00	199.810.000,00	N/A	01/01/2012 a 31/12/2041	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 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						
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						

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	Prestação de Serviços						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Inadimplência						
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	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
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	Capital de giro taxa de juros cobrada:110% CDI						
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						

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)	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						
Foz do Chapecó (Transação com RGE)	16/10/2007	427.435.000,00	413.158.000,00	N/A	01/01/2012 a 31/12/2041	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 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						
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						

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)	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						

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)	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						

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)	29/10/2009	853.000,00	0	N/A	18/11/2009 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)	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						

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)	04/12/2009	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						

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)	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						

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)	30/06/2009	204.000,00	0	N/A	30/6/2009 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)	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						

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)	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						
Foz do Chapecó (Transação com CPFL Geração)	01/05/2011	5.670.000,00	3.523.000,00	N/A	01/05/2011 a 31/10/2012	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							
Foz do Chapecó (Transação com CPFL Brasil)	08/12/2011	5.781.000,00	0	N/A	01/01/2012 a 31/12/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Compra de energia elétrica						
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	Falência, inadimplência						
Natureza e razão para a operação							
RGE (Transação com Brasil Telecom)	01/01/2011	53.422.241,00	30.169.102,00	N/A	01/01/2011 a 31/12/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Aluguel de Postes						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	A qualquer tempo, por manifestação unilateral de vontade da Brasil Telecom; na hipótese de reiteração de inadimplemento; a qualquer tempo, por determinação da ANEEL ou ANATEL e por falência ou fortuito de força maior comprovada de qualquer uma das partes.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com CPFL Paulista)	18/11/2012	66.413.000,00	3.048.000,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Teleatendimento						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com CPFL Santa Cruz)	01/09/2011	1.440.000,00	0	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Prestação de serviços						
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 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							
CPFL Atende (Transação com CPFL Jaguari)	01/09/2011	600.000,00	0	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Prestação de serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com CPFL Mococa)	01/09/2011	600.000,00	0	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
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	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							
CPFL Atende (Transação com Leste Paulista)	01/09/2011	600.000,00	0	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Prestação de serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com Sul Paulista)	01/09/2011	600.000,00	0	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Prestação de Serviços						
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

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 BRASIL (transação com CPFL Santa Cruz)	30/09/2008	1.399.754,63	0	N/A	36 MESES	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (Transação com CPFL Leste Paulista)	30/09/2008	18.041.277,58	0	N/A	36 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (transação com CPFL Jaguari)	30/09/2008	246.785,30	0	N/A	36 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial						

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							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (transação com CPFL Mococa)	30/09/2008	301.801,96	0	N/A	36 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção							
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						
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							

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 Brasil (transação com RGE)	21/03/2012	500.000,00	55.482,52	N/A	36 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Total (Transação com CPFL Paulista)	01/10/2012	38.213.331,77	37.617.743,91	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Inadimplência da contratada, falência ou liquidação judicial da contratada						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Total (Transação com CPFL Piratininga)	01/10/2012	7.181.334,29	7.088.469,03	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Inadimplência da contratada, falência ou liquidação judicial da contratada						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Total (transação com CPFL Santa Cruz)	01/10/2012	3.697.864,05	3.632.170,89	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial						

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 da contratada, falência ou liquidação judicial da contratada						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Total (Transação com CPFL Leste Paulista)	01/10/2012	972.933,08	935.410,03	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Inadimplência da contratada, falência ou liquidação judicial da contratada						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Total (Transação com CPFL Sul Paulista)	01/10/2012	1.158.827,02	1.139.757,83	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Inadimplência da contratada, falência ou liquidação judicial da contratada						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Total (Transação com CPFL Jaguarí)	01/10/2012	571.223,33	562.320,34	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Inadimplência da contratada, falência ou liquidação judicial da contratada						
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 Total (Transação com CPFL Mococa)	01/10/2012	700.880,86	691.183,48	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Inadimplência da contratada, falência ou liquidação judicial da contratada						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Total (Transação com RGE)	01/10/2012	2.220.650,22	2.194.978,70	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Inadimplência da contratada, falência ou liquidação judicial da contratada						
Natureza e razão para a operação							
Centrais Elétricas da Paraíba (EPASA) (Transação com CIA ENERGETICA DE PERNAMBUCO)	14/01/2008	49.080.000,00	R\$ 74.393.000,00	N/A	15 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	CCG						
Rescisão ou extinção	Mínimo entre 30% do valor da Receita Fixa * Volume remanescente de energia contratada e o valor da receita fica em 1 ano						
Natureza e razão para a operação							
Centrais Elétricas da Paraíba (EPASA) (Transação com CPFL SANTA CRUZ)	14/01/2008	2.430.000,00	R\$ 3.684.000,00	N/A	15 anos	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						
Garantia e seguros	CCG						
Rescisão ou extinção	Mínimo entre 30% do valor da Receita Fixa * Volume remanescente de energia contratada e o valor da receita fica em 1 ano						
Natureza e razão para a operação							
Centrais Elétricas da Paraíba (EPASA) (Transação com CIA. ELETR. DO ESTADO DA BAHIA)	14/01/2008	23.672.000,00	R\$ 35.882.000,00	N/A	15 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	CCG						
Rescisão ou extinção	Mínimo entre 30% do valor da Receita Fixa * Volume remanescente de energia contratada e o valor da receita fica em 1 ano						
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						
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						

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	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							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Paulista)	26/04/2011	7.860.330,00	0	N/A	01/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com Leste Paulista)	06/07/2011	1.278.048,00	0	N/A	01/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
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 Serviços (Transação com CPFL Bio Ipe)	01/08/2011	2.460.000,00	76.000,00	N/A	05/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Paulista)	28/10/2011	2.232.487,00	297.842,00	N/A	04/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com RGE)	30/11/2011	5.395.000,00	1.542.206,00	N/A	06/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Paulista)	01/02/2012	1.314.306,00	468.841,00	N/A	05/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						

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	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Paulista)	20/03/2012	1.208.294,00	669.872,00	N/A	08/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Paulista)	20/03/2012	1.019.423,00	0	N/A	11/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com RGE)	29/03/2012	1.798.500,00	291.419,00	N/A	06/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
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 Serviços (Transação com CPFL Paulista)	02/04/2012	6.868.320,00	249.870,00	N/A	12/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Paulista)	09/04/2012	1.620.000,00	35.904,00	N/A	04/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com Bio Alvorada)	18/04/2012	5.405.000,00	2.004.858,00	N/A	04/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com Bio Coopcana)	18/04/2012	6.050.000,00	2.195.169,00	N/A	04/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						

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	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Piratininga)	31/05/2012	1.777.531,00	1.679.655,00	N/A	03/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com RGE)	31/05/2012	6.838.799,00	5.509.165,00	N/A	04/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Piratininga)	31/05/2012	1.958.413,00	1.130.016,00	N/A	03/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
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 Serviços (Transação com RGE)	12/06/2012	1.659.429,00	919.861,00	N/A	06/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Piratininga)	10/07/2012	5.275.871,00	955.390,00	N/A	05/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Paulista)	17/07/2012	1.644.269,00	1.036.378,00	N/A	01/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com CPFL Paulista)	17/07/2012	1.641.965,00	1.065.533,00	N/A	01/2013	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	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Paulista)	17/07/2012	1.719.898,00	250.943,00	N/A	01/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Paulista)	17/07/2012	1.725.505,00	1.067.162,00	N/A	01/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Santa Cruz)	20/08/2012	26.002.982,00	24.251.932,00	N/A	08/2016	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e 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 Serviços (Transação com CPFL MOcoca)	16/10/2012	6.709.665,00	6.375.672,00	N/A	10/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Prestação de serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL LEste Paulista)	16/10/2012	8.299.360,00	7.574.593,00	N/A	10/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Prestação de Serviços)						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Piratininga)	31/10/2012	2.411.000,00	447.295,00	N/A	10/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Prestação de serviços						
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 Serviços (Transação com Ferrovia Centro Atlântica)	06/09/2012	1.888.587,00	1.622.629,00	N/A	05/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com COELCE)	10/02/2010	59.114.000,00	53.201.000,00	N/A	01/01/2010 a 31/12/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	Contrato de garantia						
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							
CERAN (Transação com CPFL Geração)	01/07/2012	3.115.000,00	2.596.000,00	N/A	01/07/2012 a 30/06/2015	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 Total (Transação com CPFL Nect)	01/10/2012	1.043.849,00	1.042.501,00	N/A	48 meses	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 serviço de arrecação e atendimento comercial						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Inadimplência da contratada, falência ou liquidação judicial da contratada						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com Concessionária do Sistema Anhanguera - Bandeirante)		38.000,00	0	N/A	2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Material e Serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com CPFL Mococa)	23/02/2011	1.000,00	0	N/A	2011	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Compartilhamento de área na Sede Campinas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com CPFL Leste Paulista)	23/02/2011	6.000,00	0	N/A	2011	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Compartilhamento de área na Sede Campinas						

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 Piratininga (Transação com BAESA)	18/10/2002	14.511.748,00	12.576.759,97	N/A	01/01/2009 a 31/12/2038	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Compra e Venda de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (transação com SAMM - Sociedade de Atividades em Multimídia Ltda.)	21/09/2012	960.000,00	R\$ 160.000,00	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Material e Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com Vale Fertilizantes S.A.)	21/05/2012	22.344,00	0	N/A	06 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Material e Prestação de Serviço						
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 Paulista (transação com Sumaré Matão Empreendimento Imobiliário SPE Ltda.)	15/05/2012	45.494,38	0	N/A	Maió/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Material e Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Energia (Transação com Totvs S.A.)	21/05/2012	1.948.031,40	R\$ 1.025.637,12	N/A	19 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
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 Recanto dos Sonhos Empreendimento Imobiliário SPE)	09/03/2012	60.254,69	R\$ 26.802,94	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Material e Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com EMBRAER S.A.)	29/10/2012	2.325.723,70	R\$ 2.325.723,70	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	Controladora						
Objeto contrato	Material e Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com Boa Vista Empreendimento Imobiliário SPE Ltda.)	23/10/2012	34.988,78	0	N/A	Out/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Material e Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (Transação com Concessionária do Sistema Anhanguera - Bandeirante S.A.)	22/06/2012	12.448,83	0	N/A	Jun/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (Transação com Concessionárias de Rodovias do Oeste de São Paulo)	15/02/2012	260.000,00	0	N/A	Fev/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						

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	Material e Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (tTRANSAÇÃO COM JBS S/A)	21/05/2012	100.000,00	0	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Cessão de crédito de ICMS						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (Transação com ThyssenKrupp Companhia Siderúrgica do Atlântico)	23/02/2012	24.051.456,00	R\$ 24.051.456,00	N/A	01/01/2013 a 31/12/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Venda de Energia - LP						
Garantia e seguros	Nota promissória						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (Transação com ThyssenKrupp Companhia Siderúrgica do Atlântico)	13/08/2012	2.338.920,00	R\$ 2.338.920,00	N/A	01/01/2013 a 31/12/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Venda de Energia - LP						
Garantia e seguros	Nota promissória						

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 Brasil (Transação com ThyssenKrupp Companhia Siderúrgica do Atlântico)	23/02/2011	4.008.576,00	R\$ 4.008.576,00	N/A	01/01/2013 a 31/12/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Venda de Energia - LP						
Garantia e seguros	Nota promissória						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com INDUSTRIAS ROMI SA)	26/11/2012	63.651,20	0	N/A	Nov/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Material e Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com RODOVIAS INTEGRADAS DO OESTE S/A)	08/08/2012	12.440,01	R\$ 12.440,01	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Material e Prestação de Serviço						
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 Jaguarí (Transação com H M 16 EMPREENDIMENTO IMOBILIARIO SPE Ltda)	13/06/2012	12.219,86	0	N/A	Jun/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Material e Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (Transação com BNY MELLON SERVICOS FINANCEIROS DIS)	30/05/2011	2.740,71	0	N/A	Mai/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Prestação de Serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Santa Cruz (Transação com CONCESSIONARIA AUTO RAPOSO TAVARES)	13/11/2012	21.462,39	0	N/A	Nov/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Material e Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Paulista Lajeado (Transação com AFLUENTE TRANSMISSAO DE ENERGIA ELE)	18/01/2012	8.380,82	0	N/A	Jan/2012 a Dez/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	Controladora						
Objeto contrato	Suprimento de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com LUPATECH S/A)	13/01/2012	1.377,04	0	N/A	Jan/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Material						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com Oi S.A.)		10.443,04	R\$ 969,23	N/A	Jan/12 a Dez/12	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Mococa (Transação com Telemar Norte Leste S.A)	01/06/2012	133.344,00	0	N/A	60 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Aluguel de Postes						

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 Brasil (Transação com Telemar Norte Leste S.A)		56.601,47	0	N/A	Jan/12 a Dez/12	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Prestação Serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Renováveis (Transação com Vale Energia S.A)		77.041.000,00	R\$ 6.594.000,00	N/A		NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Venda de Energia - LP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (Transação com Baesa)	18/10/2002	1.156.896.672,16	R\$ 867.672.504,12	N/A	01/11/2005 a 13/05/2036	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra e Venda de 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 Paulista (Transação com CAMPOS NOVOS ENERGIA S.A.)	18/10/2002	3.010.829.354,14	R\$ 2.308.302.504,84	N/A	01/02/2006 a 28/05/2035	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra e Venda de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (Transação com CAMPOS NOVOS ENERGIA S.A.)	18/10/2002	888.792.130,19	R\$ 681.407.299,81	N/A	01/02/2006 a 28/05/2035	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra e Venda de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com CFL Geração)	28/02/2005	5.619.068.668,89		N/A	2003-2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra e Venda de 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 Energia (Transação com Banco do Brasil S.A.)		0,00	R\$ 125.475.000,00	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							
CPFL Serviços (Transação com JBS S/A)	10/08/2010	133.968,00	0	N/A	24 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Material e Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com InterCement Brasil S.A.)	20/09/2010	7.799.970,00	0	N/A	19/01/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Material e Prestação de Serviço						
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 Serviços (transação com Logum Logística S/A)	23/10/2012	965.103,00	R\$ 647.707,81	N/A	12 meses	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Material e Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com PETROBRAS)	04/08/2009	3.405.838,30	R\$ 3.015.687,05	N/A	06 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Material e Prestação de Serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
RGE (Transação com NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	01/03/2011	12.244.440,65	3.458.951,08	N/A	01/03/2011 a 28/02/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						
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 Foz do Chapecó)	18/10/2002	3.041.620.000,00	R\$2.649.181.000,00	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							
CPFL Piratininga (Transação com Foz do Chapecó)	18/10/2002	1.705.215.000,00	R\$1.496.358.000,00	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 Geração (NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	01/03/2011	2.624.448,51	1.618.341,98	N/A	01/03/2011 a 28/02/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com Foz do Chapecó)	01/09/2010	360.000,00	R\$93.000,00	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 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
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 Atende (Transação com CPFL Paulista)	12/02/2010	3.096.000,00	1.367.000,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Prestação de serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com CPFL Piratininga)	12/02/2010	1.548.000,00	684.000,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
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	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com CPFL Paulista)	01/07/2012	6.000,00	1.000,00	N/A	18 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Prestação de serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (CPFL Piratininga)	01/07/2012	129.000,00	26.000,00	N/A	18 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Prestação de serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (transação com RGE)	01/07/2012	117.000,00	0	N/A	18 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Prestação de serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com CPFL Santa Cruz)	01/07/2012	18.000,00	4.000,00	N/A	18 meses	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	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com CPFL Jaguari)	01/07/2012	6.000,00	1.000,00	N/A	18 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Prestação de serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (CPFL Mococa)	01/07/2012	6.000,00	1.000,00	N/A	18 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Prestação de serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com CPFL Sul Paulista)	01/07/2012	6.000,00	1.000,00	N/A	18 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
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	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com CPFL Leste Paulsita)	01/07/2012	6.000,00	1.000,00	N/A	18 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Prestação de serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com CPFL Piratininga)	23/02/2011	5.060.740,00	3.017.678,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Compartilhamento de área na Sede						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com CPFL Santa Cruz)	23/02/2011	84.312,00	50.267,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Compartilhamento de área na Sede						
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 Paulista (Transação com CPFL Sul Paulista)	23/02/2011	11.847,00	7.056,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Compartilhamento de área na Sede Campinas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com CPFL Jaguari)	23/02/2011	23.694,00	14.113,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Compartilhamento de área na Sede Campinas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (transação com RGE)	23/02/2011	289.862,00	172.842,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Compartilhamento de área na Sede Campinas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (transação com CPFL Brasil)	23/02/2011	2.295.203,00	1.368.623,00	N/A	48 meses	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	Compartilhamento de área na Sede Campinas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com CPFL GEração)	23/02/2011	1.533.623,00	914.477,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Compartilhamento de área na Sede Campinas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
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\$0,00	N/A	08/11/2010 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)	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	Capital de giro/Taxa de juros cobrada 110% CDI						
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	Capital de giro/Taxa de juros cobrada 110% CDI						
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						

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)	09/12/2010	102.000,00	R\$0	N/A	09/12/2010 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)	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

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)	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						

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 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						

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)	29/04/2010	303.000,00	-	N/A	29/04/2010 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							
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

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						
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						

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)	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						

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)	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 NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	01/03/2012	79.200,00	56.508,93	N/A	01/03/2012 a 28/02/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
CONTROLADA							
Objeto contrato							
Prestação de serviços de tecnologia							
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							
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

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						
CPFL Renováveis (Transação com NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	01/01/2012	8.290.710,58	3.470.284,41	N/A	01/01/2012 a 30/04/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
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						
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						

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)	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						
CPFL Brasil (Transação com NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	01/03/2012	1.361.879,73	0	N/A	01/03/2012 a 28/02/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						
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 Paulista (Transação com NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	01/03/2011	39.259.241,66	24.543.983,19	N/A	01/03/2011 a 28/02/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (Transação com NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	01/03/2011	14.689.745,91	8.098.294,25	N/A	01/03/2011 a 28/02/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Santa Cruz (Transação com NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	01/03/2011	5.051.839,45	2.876.238,19	N/A	01/03/2011 a 28/02/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Leste Paulista (Transação com NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	01/03/2011	1.110.688,11	344.338,11	N/A	01/03/2011 a 28/02/2015	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 serviços de tecnologia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Companhia Luz e Força Santa Cruz - CPFL Sta Cruz (Transação com Ceran)	10/02/2010	4.363.000,00	R\$ 3.926.000,00	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							
CPFL Energia (Transações com CPFL Atende)	19/01/2009	2.099.000,00	0	N/A	Jan/2009 a Mar/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 110% CDI						
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - Cosern (Transação com Ceran)	10/02/2010	38.645.000,00	R\$ 34.779.000,00	N/A	01/2010 a 12/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						

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	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							
CPFL Sul Paulista (Transação com NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	01/03/2011	1.522.717,56	711.126,11	N/A	01/03/2011 a 28/02/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Jaguari (Transação com NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	01/03/2011	1.442.103,10	622.888,17	N/A	01/03/2011 a 28/02/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Mococa (Transação com NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	01/03/2011	886.759,05	267.182,93	N/A	01/03/2011 a 28/02/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						
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 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							
Jaguari Geração (Transação com NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	01/03/2011	81.290,36	77.533,26	N/A	01/03/2011 a 28/02/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Epasa (Transação com NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	01/03/2011	18.179,83	0	N/A	01/03/2011 a 31/05/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						
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	1.099.000,00	N/A	jul/13	SIM	98,500000

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 98,50% CDI						
Banco do Brasil S.A. (Transação com CLFM)	06/08/2010	8.300.000,00	5.210.000,00	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 CPEE)	06/08/2010	16.450.000,00	10.326.000,00	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\$ 624.326.000,00	N/A	abr/15	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Fiança 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 107,00% CDI						
Banco do Brasil S.A. (Transação com CPFL Paulista)	23/04/2010	103.234.000,00	R\$ 104.612.000,00	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)	06/08/2010	196.800.000,00	R\$ 182.385.000,00	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\$ 16.774.000,00	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						

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 CSPE)	06/08/2010	9.900.000,00	R\$ 6.215.000,00	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\$ 80.131.000,00	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 RGE)	06/08/2010	147.400.000,00	R\$ 92.534.000,00	N/A	19/07/2013	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\$ 10.044.000,00	N/A	jul/13	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 BAESA)	18/12/2009	9.098.000,00	R\$8.982.000,00	N/A	07/03/2013	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							
Banco do Brasil S.A. (Transação com CPFL Paulista)		277.000,00	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)		0,00	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 do Brasil S.A. (Transação com CPFL Piratininga)		97.000,00	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 Nossa Caixa S.A. (Transação com CPFL Piratininga)		0,00	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 do Brasil S.A. (Transação com CPFL Santa Cruz)		15.000,00	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.						
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 (Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

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.

(a) identificar as medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses

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.

Nos termos do Art. 17 alínea "o" do Estatuto Social da CPFL Energia, 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 a R\$ 5.000.000,00 (cinco milhões de reais)*.

Por regras internas de governança corporativa, as operações envolvendo Partes Relacionadas são, previamente à deliberação do Conselho de Administração, submetidas ao Comitê de Partes Relacionadas, órgão de assessoramento do Conselho de, cuja atribuição é examinar e manifestar opinião em relação às transações com Partes Relacionadas aos acionistas do bloco de controle da CPFL Energia. Neste sentido, de acordo com as competências que lhe foram atribuídas pelo Conselho de Administração, cabe ao Comitê de Partes Relacionadas avaliar (a) o processo de seleção de fornecedores e prestadores de serviços para realização de obras, aquisição de insumos e de serviços para contratos que envolvam Parte(s) Relacionada(s), e (b) o processo de fechamento de contrato(s) de compra e/ou venda de energia com Parte(s) Relacionada(s), garantindo que sejam observadas as condições usuais de mercado, e (c) qualquer operação que possa, de alguma forma, propiciar benefício ou vantagem, de qualquer natureza, a uma Parte Relacionada.

Visando garantir a identificação de transações realizadas entre a CPFL Energia e suas sociedades controladas, evitando eventuais conflitos de interesse, o Comitê de Partes Relacionadas fornece anualmente à Companhia uma lista atualizada de empresas consideradas Partes Relacionadas aos acionistas do Bloco de Controle da CPFL Energia. Com base nessa lista, a Companhia identifica as transações a serem realizadas com Partes Relacionadas e previamente à submissão para deliberação do Conselho de Administração, o Comitê de Partes Relacionadas se manifesta sobre o atendimento a práticas usuais de mercado na operação.

Algumas de nossas controladas também estão sujeitas às regras da ANEEL. De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 334/2008, essas controladas são obrigadas a submeter para anuência prévia da ANEEL, os atos e negócios jurídicos entre concessionárias, permissionárias, autorizadas, seus controladores, suas sociedades controladas ou coligadas e outras sociedades controladas ou coligadas de controlador comum, definidos como contratos com Partes Relacionadas.

* Este valor deve ser corrigido no início de cada exercício social, com base na variação do IGP-M (FGV). Portanto, atualizado para 2012, corresponde a R\$8.500.000,00.

(b) demonstrar o caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado.

A Companhia formaliza os contratos com Partes Relacionadas sempre observando os preços e condições praticados em mercado, para que não sejam gerados benefícios ou prejuízos à Companhia

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

e empresas de seu grupo econômico. Os contratos são negociados individualmente, sendo analisadas as condições usuais do mercado de cada região, respeitadas as particularidades de cada operação (Ex: valores, prazos, sigilo das informações, qualidade dos serviços e produtos, etc.).

Ademais, todas as transações, inclusive aquelas com Partes Relacionadas, devem ser pactuadas por escrito, especificando-se as suas principais características (preços, prazos, direitos, responsabilidades, etc.).

Neste sentido, todo processo de contratação de fornecedores ou prestadores de serviços se inicia com a cotação de no mínimo três empresas, para garantir que os preços, prazos e demais condições comerciais são aquelas praticadas em mercado ou com base em negociações anteriores. É também analisada a viabilidade financeira de cada operação em comparação às operações semelhantes no mercado, verificando-se, portanto, a comutatividade das operações.

Conforme Resolução Normativa ANEEL no. 334/2008, os atos e negócios jurídicos entre Partes Relacionadas cujos gastos anuais sejam inferiores a 0,5% (cinco décimos por cento) da Receita Operacional Líquida - ROL (apurada segundo o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica – MCSPEE) anual da concessionária, da permissionária e da autorizada ficam dispensados da obrigação de aprovação e controle prévio da Aneel estando sujeitos ao controle a posteriori, mediante processo administrativo de fiscalização. Portanto, as concessionárias, permissionárias e autorizadas dispensadas do controle prévio deverão constituir dossiê individualizado, contendo documentos que evidenciem o cumprimento do princípio da comutatividade. Tal princípio é verificado pela prática de preços nos patamares do correspondente mercado, bem como em condições de pagamento semelhantes ou melhores às praticadas no mercado de bens ou serviços substitutos.

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 Autorizado				
19/12/2011	0,00		500.000.000	0	500.000.000
Tipo de capital	Capital Emitido				
28/04/2011	4.793.424.356,62		962.274.260	0	962.274.260
Tipo de capital	Capital Subscrito				
28/04/2011	4.793.424.356,62		962.274.260	0	962.274.260
Tipo de capital	Capital Integralizado				
28/04/2011	4.793.424.356,62		962.274.260	0	962.274.260

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

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

17.5 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Todas as informações relevantes sobre Capital Social foram divulgadas nos itens anteriores deste Formulário de Referência.

18.1 - Direitos das ações

Espécie de ações ou CDA	Ordinária
Tag along	0,000000
Direito a dividendos	Conforme artigo 28 do Estatuto Social, a companhia distribuirá, em cada exercício social, no mínimo 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei n.º 6.404/76.
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	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: <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
(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

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 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.

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 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 Assembleia Geral, a partir da apresentação, pelo conselho de administração, de lista tríplice, devendo a respectiva deliberação (desconsiderando votos em branco), ser tomada pela maioria dos votos dos acionistas representantes das Ações em Circulação presentes, que, se instalada em primeira convocação, deverá contar com a presença de, no mínimo, 20% 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, do 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 dias contados da data da Assembleia 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.

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto

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

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 31/12/2012**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação
31/03/2012	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	15.258.000	29,30	25,11	R\$ por Unidade
30/06/2012	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	19.891.000	28,38	23,83	R\$ por Unidade
30/09/2012	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	20.816.000	25,65	21,36	R\$ por Unidade
31/12/2012	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	15.547.000	23,90	21,28	R\$ por Unidade

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	19,98	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

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Valor mobiliário	Debêntures
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	Vide mais detalhes item 18.10.
Características dos valores mobiliários	Juros: CDI + 1,40%; 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: 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	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	4ª emissão da CPFL Energia
Data de emissão	23/05/2013
Data de vencimento	23/05/2015
Quantidade (Unidades)	129.000
Valor total (Reais)	1.290.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Vide detalhes no item 18.10

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Características dos valores mobiliários	Juros: CDI + 0,40% 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: Restrição de pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora caso mesma esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias contidas na escritura 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	Para mais detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo ao item 18.10.
<hr/>	
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
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Vide detalhes sobre a possibilidade de resgate no item 18.10, conforme 2º Aditamento da Escritura em referência.
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. Em 11/12/2013 foi realizada AGD que deliberou sobre o 2º Aditamento da Escritura em referência. Para mais detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo no item 18.10.
<hr/>	
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

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Valor total (Reais)	65.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Vide mais detalhes item 18.10.
Características dos valores mobiliários	Juros: CDI + 1,40%; 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: 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	Vide mais detalhes item 18.10.

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação**(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)****18.6 Indicar os mercados brasileiros nos quais valores mobiliários do emissor são admitidos à negociação.**

As Ações ON (CPFE3) da CPFL Energia são admitidas à negociação na BM&FBOVESPA sob a sigla "CPFE3".

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**(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)****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 2012, 58,4% 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 31/12/2012 é de 33.424.067 ADRs equivalentes a 66.848.134 Ações ON (posição acionária do banco depositário dos ADRs corresponde a 6,9% 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
(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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.

Nos últimos três exercícios sociais, não ocorreu nenhuma oferta pública de ações nem dos demais valores mobiliários, seja ela primária ou secundária.

18.9 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros**(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

18.9 Descrever as ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiro.

Não houve nenhuma oferta pública de ações, seja ela primária ou secundária, nos últimos três exercícios sociais.

18.10 - Outras informações relevantes

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

18.10 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

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.

Adicionalmente, a Companhia apresenta abaixo as informações complementares referentes aos valores mobiliários descritos no Item 18.5 deste Formulário de Referência:

Debêntures –

3ª emissão da CPFL Energia – 1º Aditamento em 17/12/2012

Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar:

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, 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, 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

18.10 - Outras informações relevantes

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 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 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.

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.

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.

O Agente Fiduciário deverá comparecer à Assembleia Geral de Debenturistas e prestar aos titulares de Debêntures as informações que lhe forem solicitadas.

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, inclusive alterações nos Índices e Limites, dependerá da aprovação de Debenturistas que representem, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento das Debêntures).

3ª emissão da CPFL Energia – 2º Aditamento em 11/12/2013 : ALTERAÇÃO DA ESCRITURA DE EMISSÃO: De forma a prever a possibilidade de realização de resgate antecipado das Debêntures, observado o disposto no parágrafo segundo, artigo 55 da lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, ("Lei das Sociedades por Ações"), fica alterada a cláusula 4.10. da Escritura de Emissão, a qual passará a vigorar com a seguinte redação:

18.10 - Outras informações relevantes

4.10. Repactuação e Resgate

4.10.1. As Debêntures não serão objeto de repactuação programada.

4.10.2 A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado total ou parcial das Debêntures ("Resgate Antecipado"). O Resgate Antecipado será operacionalizado da seguinte forma:

(a) por meio de comunicação dirigida ao Agente Fiduciário e aos Debenturistas (exceto se estes últimos manifestarem-se cientes), a ser divulgada nos termos desta Escritura de Emissão, com antecedência de 3 (três) 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) se o resgate será total ou parcial e, se for parcial, a adoção do critério de sorteio, nos termos do artigo 55, parágrafo 2º, da Lei das Sociedades por Ações, a ser coordenado pelo Agente Fiduciário; (b) a data prevista para o efetivo resgate das Debêntures devendo o pagamento ocorrer na mesma data do resgate; (c) o Preço de Resgate, conforme abaixo definido; e (d) as demais informações consideradas relevantes pela Emissora para conhecimento dos Debenturistas;

(b) 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 do item 4.9. desta Escritura de Emissão acrescido de prêmio equivalente a 0,16 % (dezesesseis centésimos por cento) incidente sobre o Valor Nominal Unitário não amortizado

(c) todas as Debêntures objeto do Resgate Antecipado serão liquidadas em uma única data e canceladas pela Emissora.

4.10.2.1. Para as Debêntures custodiadas eletronicamente no SND, a operacionalização do resgate seguirá os procedimentos adotados pela CETIP, a qual deverá ser notificada pela Emissora e pelo Agente Fiduciário, com antecedência mínima de 2 (dois) dias úteis de sua realização. Adicionalmente, a Comunicação de Resgate Antecipado deverá ser enviada ao Banco Mandatário, com antecedência mínima de 2 (dois) dias úteis da data do Resgate Antecipado.

4.10.2.2 Para as Debêntures custodiadas eletronicamente na CETIP, o Resgate Antecipado parcial deverá ocorrer por meio de "operação de compra e venda definitiva no mercado secundário", sendo que todas as etapas desse processo, tais como habilitação dos Debenturistas, qualificação, sorteio, apuração, definição do rateio e validação da quantidade de Debêntures a serem resgatadas serão realizadas fora do âmbito da CETIP, observado que, caso a CETIP venha a implementar outra funcionalidade para operacionalização do resgate parcial, não haverá a necessidade de aditamento a esta Escritura de Emissão ou qualquer outra formalidade."

Debêntures –

4ª emissão da CPFL Energia

Possibilidade de resgate: Sim

A Emissora poderá, a seu exclusivo critério e a qualquer tempo após a subscrição e integralização das Debêntures, realizar o resgate antecipado total ou parcial 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) se o resgate será total ou parcial e, se for parcial, a adoção do critério de sorteio, nos termos do parágrafo 2º do artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações, a ser coordenado pelo Agente Fiduciário, sendo que todas as etapas desse processo, tais como habilitação dos Debenturistas, qualificação, sorteio, apuração, definição do rateio e validação das quantidades de Debêntures a serem resgatadas serão realizadas fora do âmbito da CETIP, (b) a data prevista para o efetivo resgate das Debêntures e o efetivo pagamento aos Debenturistas; (c) o Preço de Resgate, conforme abaixo definido; e (d) as demais informações consideradas relevantes pela Emissora para conhecimento dos Debenturistas; e

18.10 - Outras informações relevantes

(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 do item 4.9. desta Escritura de Emissão. Não será devido qualquer prêmio em razão do Resgate Antecipado.

Para as Debêntures custodiadas eletronicamente no CETIP21, a operacionalização do Resgate Antecipado seguirá os procedimentos adotados pela CETIP, a qual deverá ser notificada pela Emissora e pelo Agente Fiduciário, com antecedência mínima de 2 (dois) dias úteis de sua realização. Adicionalmente, a Comunicação de Resgate deverá ser enviada ao Banco Liquidante, com antecedência mínima de 1 (um) dia útil da data do Resgate Antecipado.

Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar:

Condições de vencimento antecipado: as Debêntures e todas as obrigações a serem estabelecidas na Escritura de Emissão serão consideradas antecipadamente vencidas, tornando-se imediatamente exigível da Companhia o pagamento 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, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento, a partir de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial na ocorrência das seguintes hipóteses: (p.1) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Companhia 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 de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão, pelo Índice Geral de Preços de Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M"), no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, ressalvada a hipótese da Companhia 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; (p.2) alteração do atual controle da Companhia sem prévia aprovação dos titulares das Debêntures, excetuada a hipótese de alteração do controle da Companhia 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 Companhia; (p.3) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária da Companhia, 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 Companhia; (p.4) realização de redução de capital social da Companhia, 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; (p.5) proposta pela Companhia, 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 Companhia 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 Companhia; (p.6) protesto legítimo de títulos contra a Companhia ou qualquer de suas subsidiárias, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão, pelo IGP-M, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Companhia ou qualquer de suas subsidiárias 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; (p.7) falta de cumprimento pela Companhia e de qualquer obrigação não pecuniária a ser estabelecida na Escritura de Emissão não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento, pela Companhia, de aviso escrito que lhe for enviado pelo agente fiduciário; (p.8) pedido de falência formulado por terceiros em face da Companhia ou qualquer de suas subsidiárias, e não devidamente elidido pela Companhia, e suas subsidiárias, no prazo de 30 (trinta) dias corridos; (p.9) não pagamento pela Companhia das obrigações pecuniárias devidas aos titulares das Debêntures nas datas a serem estabelecidas na Escritura de Emissão; (p.10) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Companhia caso a mesma esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias a serem estabelecidas na Escritura de Emissão; (p.11) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Companhia em valor individual ou agregado, igual ou superior a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão pelo IGP-M, ou seu valor

18.10 - Outras informações relevantes

equivalente em outras moedas, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento; e (p.12) transformação da Companhia em sociedade limitada.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários:

Os Debenturistas 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 Debenturistas.

A Assembleia Geral de Debenturistas poderá ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 10% (dez inteiros 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 a constituição de mandatários, titulares de Debêntures ou não.

Para efeito da constituição do quorum de instalação e/ou deliberação a que se refere esta Cláusula Sétima, 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 cônjuges. 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, exceto quando formalmente solicitado pelo Agente Fiduciário, hipótese em que será obrigatória.

O Agente Fiduciário deverá comparecer à Assembleia Geral de Debenturistas e prestar aos Debenturistas as informações que lhe forem solicitadas.

A presidência da Assembleia Geral de Debenturistas caberá ao debenturista eleito pelos demais Debenturistas ou àquele que for designado pela CVM.

Exceto conforme estabelecido nesta Escritura de Emissão, as deliberações serão tomadas por Debenturistas que representem 75% (setenta e cinco inteiros por cento) das Debêntures em Circulação, inclusive: (i) com relação a alterações nas cláusulas ou condições previstas nesta Escritura de Emissão que não apresentem outro quorum específico; (ii) alteração, perdão e/ou renúncia temporária a qualquer das hipóteses de vencimento antecipado estabelecidas no item 4.13. acima; (iii) modificação dos quoruns de deliberação estabelecidos nesta Cláusula Sétima; (iv) alteração das obrigações adicionais da Emissora estabelecidas na Cláusula Quinta; (v) alteração das obrigações do Agente Fiduciário, estabelecidas na Cláusula Sexta; e/ou (vi) alterações nos procedimentos aplicáveis às Assembleias Gerais de Debenturistas, estabelecidas nesta Cláusula Sétima.

As seguintes deliberações relativas às características das Debêntures, que poderão ser propostas exclusivamente pela Emissora, dependerão da aprovação por Debenturistas que representem pelo menos 90% (noventa inteiros por cento) das Debêntures em Circulação, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente: (i) a Remuneração das Debêntures; (ii) a Data de Pagamento da Remuneração; (iii) o prazo de vencimento das Debêntures; e/ou (iv) os valores e datas de amortização do principal das Debêntures.

As deliberações tomadas pelos Debenturistas em Assembleias Gerais de Debenturistas, no âmbito de sua competência legal, observados os quoruns estabelecidos nesta Escritura de Emissão, serão

18.10 - Outras informações relevantes

existentes, válidas e eficazes perante a Emissora e obrigarão a todos os titulares de Debêntures em Circulação, independentemente de terem comparecido à Assembleia Geral de Debenturistas ou do voto proferido nas respectivas Assembleias Gerais de Debenturistas.

Independentemente das formalidades previstas na Lei das Sociedades por Ações e nesta Escritura de Emissão serão consideradas regulares as deliberações tomadas pelos Debenturistas em Assembleia Geral de Debenturistas a que comparecerem os titulares de todas as Debêntures em Circulação.

Debentures - 2ª emissão da CPFL Brasil

Possibilidade de resgate: *Sim*

A partir do 36º mês contado da Data de Emissão, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado total das Debêntures. 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 dias úteis da data prevista para o 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.

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%

Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar:

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, 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; (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, salvo se, no prazo de 30 dias corridos contados do

18.10 - Outras informações relevantes

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 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 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, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 30 dias corridos da data estipulada para pagamento; (l) não observância pela Garantidora por 2 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 últimos meses, ao final de cada semestre, em até 15 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 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 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) ; (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, 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 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 Jaguarí. 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

18.10 - Outras informações relevantes

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.

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.

O Agente Fiduciário deverá comparecer à Assembleia Geral de Debenturistas e prestar aos titulares de Debêntures as informações que lhe forem solicitadas.

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 a alterações nos Índices e Limites, dependerá da aprovação de Debenturistas que representem, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento das Debêntures).

Debêntures: 1ª emissão da CPFL Santa Cruz

Possibilidade de resgate: Sim

A partir do 36º mês contado da Data de Emissão, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado total das Debêntures. 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 dias úteis da data prevista para o 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

18.10 - Outras informações relevantes

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.

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, 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 mantenham, 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 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, 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 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, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 30 dias corridos da data estipulada para pagamento; (l) não observância pela Garantidora por 2 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 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

18.10 - Outras informações relevantes

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 ("Funesp") e considera-se como EBITDA 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, 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 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 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; 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 24^o (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 24^o (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

18.10 - Outras informações relevantes

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 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.

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.

O Agente Fiduciário deverá comparecer à Assembleia Geral de Debenturistas e prestar aos titulares de Debêntures as informações que lhe forem solicitadas.

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 a alterações nos Índices e Limites, dependerá da aprovação de Debenturistas que representem, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures.

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

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

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 28/09/2011

Cargo e/ou função Para mais 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. Em vista da interpretação que fizer de algum fato à luz desta Política, o Diretor Vice-presidente Financeiro e de Relações com Investidores poderá declarar períodos de vedação aplicáveis somente a determinadas pessoas vinculadas. A ausência de tal declaração do DRI a ninguém eximirá de cumprir esta Política.

20.2 - Outras informações relevantes**(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)****20.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes**

Informações complementares ao item 20.1 deste Formulário de Referência:

Cargo e/ou função	<p>Pessoas Vinculadas: significam, (i) na Companhia, os atuais membros do Conselho de Administração, membros do Conselho Fiscal, membros dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, membros da Diretoria Executiva, Assessores da Diretoria e Gerentes de Departamento e Divisão; (ii) nas sociedades controladas pela Companhia, membros do Conselho de Administração, membros do Conselho Fiscal, membros dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, membros da Diretoria Executiva, Assessores da Diretoria e Gerentes de Departamento e Divisão; (iii) nos Acionistas Controladores diretos e/ou indiretos, membros do Conselho de Administração, membros do Conselho Fiscal, membros dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, membros da Diretoria Executiva e Assessores da Diretoria; (iv) demais pessoas as quais, em decorrência de sua função, cargo, posição ou relacionamento com a Companhia e/ou com as sociedades direta ou indiretamente controladas pela Companhia e/ou Acionistas Controladores, tenham acesso a Ato ou Fato Relevante; e (v) pessoas físicas ou jurídicas que mantenham com as pessoas mencionadas nos itens anteriores os seguintes vínculos: (a) o cônjuge, de quem não esteja separado judicialmente, (b) o(a) companheiro(a); (c) qualquer dependente incluído na declaração anual do imposto de renda da pessoa física; e (d) as sociedades direta ou indiretamente controladas pelos membros do Conselho de Administração, membros do Conselho Fiscal, membros dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, membros da Diretoria Executiva, Assessores da Diretoria e Gerentes da Companhia.</p>
--------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Em complemento as informações prestadas no item 20.1, a Companhia entende que as informações abaixo também são 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 assembleia 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.

20.2 - Outras informações relevantes

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

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

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 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.

Além disso, a Companhia possui um Comitê de Divulgação, cujo objetivo 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 **(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

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 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.

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, comercial 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.

Cumpra 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.

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

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 de Divulgação 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 de Divulgação 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

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

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

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

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

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

22.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não houve negócios extraordinários nos últimos três exercícios sociais.