

Formulário de Referência
Data base: 31 de dezembro de 2013

Conforme Anexo 24 à Instrução CVM 480/09

CPFL Energias Renováveis S.A.

Identificação

CPFL Energias Renováveis S.A., sociedade por ações, inscrita no CNPJ 08.439.659/0001-50

Sede e Diretoria de RI

A sede está localizada na Avenida Dr. Cardoso de Melo, 1184, 7º andar, Vila Olímpia, São Paulo, SP, CEP 04548-004. O Diretor Financeiro e de Relações com Investidores Carlos Wilson Ribeiro, é o atual responsável pela área de Relações com Investidores: email: cwribeiro@cpflrenovaveis.com.br.

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

1. IDENTIFICAÇÃO DAS PESSOAS RESPONSÁVEIS PELO CONTEÚDO DO FORMULÁRIO

1.1 Declaração do Diretor Presidente e do Diretor de Relações com Investidores da Companhia, atestando 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:

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário Andre Dorf

Cargo do responsável Diretor Presidente

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário Carlos Wilson Silva Ribeiro

Cargo do responsável Diretor Financeiro e 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; e

(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 nossas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos.

2. AUDITORES
2.1/2.2 Em relação aos auditores independentes:

Auditores (2013)
Código CVM : 00385-9
Tipo de Auditor : Pessoa Jurídica
Nome empresarial : Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes.
CPF/CNPJ do auditor : 49.928.567/0001-11
Endereço : R. José Guerra, 127 – Chácara Sto. Antonio, São Paulo – SP. CEP – 04719-030
Nome das pessoas responsáveis, CPF e dados para contato: Iara Pasion; CPF: 011.207.508-81; email: ipasion@deloitte.com; tel: 5186-1000
Data da contratação dos serviços : 01/01/2013
Descrição dos serviços : Auditoria geral das demonstrações financeiras, individuais e consolidadas preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BRGAAP) e Normas Internacionais de Relatórios Financeiros (IFRS), relativas ao exercício a findo em 31 de dezembro de 2013; Emissão de Carta Conforto em conformidade com a Oferta Publica de Emissão de Ações Primária e Secundária; e Procedimentos Previamente Acordados sobre o Relatório de Controle Patrimonial.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço: O montante total da remuneração dos auditores independentes é de R\$2.206,4 mil, sendo R\$1.357,0 mil relativos aos serviços de exame das demonstrações financeiras, R\$80,0 mil relativos aos trabalhos de procedimentos previamente acordados e R\$769,4 mil relativos a serviços relacionados a oferta pública de ações.
Substituição do auditor: Não houve substituição.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor : Não aplicável pois não houve substituição.

Auditores (2012)
Código CVM: 00385-9
Tipo de Auditor : Pessoa Jurídica
Nome empresarial : Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes.
CPF/CNPJ do auditor : 49.928.567/0001-11
Endereço : R. José Guerra, 127 – Chácara Sto. Antonio, São Paulo – SP. CEP – 04719-030
Nome das pessoas responsáveis, CPF e dados para contato: Iara Pasion; CPF: 011.207.508-81; email: ipasion@deloitte.com; tel: 5186-1000
Data da contratação dos serviços : 01/01/2012
Descrição dos serviços : Auditoria geral das demonstrações financeiras, individuais e consolidadas preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BRGAAP) e Normas Internacionais de Relatórios Financeiros (IFRS), relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012; serviços relacionados à compliance de consistência de prazos e custos incorridos em alguns empreendimentos de PCH´s em construção; trabalhos de procedimentos pré-acordados conforme requerido pela ANEEL – P&D; asseguração sobre o cumprimento de <i>covenants</i> e serviços relativos à oferta pública de ações da Companhia.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço: O montante total da remuneração dos auditores independentes foi de R\$2.817,5 mil, divididos entre R\$1.306,2 mil relativos aos serviços de auditoria externa, R\$220,5 mil relativos à serviços relacionados à compliance de consistência de prazos e custos incorridos em alguns empreendimentos de PCHs em construção, R\$63,2 mil relativos aos trabalhos de procedimentos pré-acordados conforme requerido pela ANEEL – P&D; R\$39,4 mil relativos à asseguração sobre o cumprimento de <i>covenants</i> e R\$1.188,2 mil relativos a serviços relativos à oferta pública de ações da Companhia.
Substituição do auditor: Não houve substituição.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor : Não aplicável, pois não houve substituição.

Auditores (2011)
Código CVM : 00385-9
Tipo de Auditor : Pessoa Jurídica
Nome empresarial : Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes.
CPF/CNPJ do auditor : 49.928.567/0001-11
Endereço : R. José Guerra, 127 – Chácara Sto. Antonio, São Paulo – SP. CEP – 04719-030

Nome das pessoas responsáveis, CPF e dados para contato: Iara Pasion; CPF: 011.207.508-81; email: ipasion@deloitte.com; tel: 5186-1000

Data da contratação dos serviços: : 01/01/2011

Descrição dos serviços : Auditoria geral das demonstrações financeiras, individuais e consolidadas preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BRGAAP) e Normas Internacionais de Relatórios Financeiros (IFRS), relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011; serviços relacionados à compliance de consistência de prazos e custos incorridos em alguns empreendimentos de PCH's em construção.

Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço: O montante total da remuneração dos auditores independentes foi de R\$1.699 mil, divididos entre R\$840 mil relativos aos serviços de auditoria externa e R\$859 mil relativos aos serviços de compliance de consistência de prazos e custos incorridos em PCHs em construção.

Substituição do auditor: Não houve substituição.

Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor : Não aplicável, pois não houve substituição.

2.3 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Não há outras informações consideradas relevantes para esta Seção 2 do Formulário de Referência.

3. INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS**3.1 Com base nas demonstrações financeiras ou, quando o emissor estiver obrigado a divulgar informações financeiras consolidadas, com base nas demonstrações financeiras consolidadas, elaborar tabela informando:**

CONSOLIDADO	2013	2012	2011
a) Patrimônio líquido	3.578.240.706,49	3.301.117.272,76	3.286.940.303,39
b) Ativo total	9.495.236.163,34	8.806.663.056,94	6.545.533.492,73
c) Receita líquida	1.018.611.000,00	806.400.000,00	171.854.046,94
d) Resultado bruto	445.063.000,00	418.600.000,00	126.200.000,00
e) Resultado líquido	-55.016.817,81	8.260.669,20	70.936.866,78
f) Número de ações, ex-tesouraria	441.425.692	412.274.029	412.274.029
g) Valor patrimonial da ação (em R\$ Unidade)	8,11	8,01	7,97
h) Resultado líquido por ação	-0,13	0,02	0,3
i) Outras informações selecionadas pelo Emissor	NA	NA	NA

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

(R\$ milhões)	Exercício encerrado em 31/12/2013	Exercício encerrado em 31/12/2012	Exercício encerrado em 31/12/2011
EBITDA	563,1	504,3	84,7
Margem EBITDA	55,3%	62,5%	49,3%
Dívida líquida	3.874,8	3.555,3	1.266,5

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

EBITDA

O EBITDA segundo disposições da Instrução CVM n.º 527 expedida em 4 de outubro de 2012, que dispõe sobre a forma divulgação voluntária do EBITDA pelas companhias abertas, pode ser conciliado com as demonstrações financeiras como segue: lucro líquido acrescido do imposto de renda e contribuição social, resultado financeiro, e despesas com depreciação e amortização. O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou IFRS, tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez e não deve ser considerado como base para distribuição de dividendos. Outras companhias podem calcular o EBITDA de maneira diferente de nós. Em razão de não serem considerados para o seu cálculo o resultado financeiro, o imposto de renda, a contribuição social, e a despesa com a depreciação e a amortização, o EBITDA funciona como um indicador de nosso desempenho econômico geral, que não é afetado por alterações das alíquotas do imposto de renda e da contribuição social ou dos níveis de depreciação e amortização.

Consequentemente, acreditamos que o EBITDA funciona como uma ferramenta significativa para comparar, periodicamente, o nosso desempenho operacional, bem como para embasar determinadas decisões de natureza administrativa. Uma vez que o EBITDA não considera certos custos intrínsecos em nossos negócios, que por sua vez poderiam afetar significativamente os nossos lucros, tais como o resultado financeiro, impostos, depreciação e amortização, o EBITDA apresenta limitações que afetam o seu uso como indicador de nossa rentabilidade.

CONSOLIDADO (R\$ milhões)	2013	2012	2011
Lucro (Prejuízo) líquido	-55,0	8,3	70,9
(+) Resultado financeiro	259,2	197,6	(22,2)
(+) Depreciação e Amortização	348,4	289,2	37,4
(+) Imposto de Renda e Contribuição Social	10,6	9,3	(1,4)
EBITDA	563,1	504,3	84,7
MARGEM EBITDA (EBITDA/Receita Líquida)	55,3%	62,5%	49,3%

DÍVIDA LÍQUIDA

Calculamos nossa dívida líquida como o saldo total de empréstimos, financiamentos e debêntures do passivo circulante e não circulante deduzido do saldo de caixas e equivalentes de caixa, títulos e valores mobiliários, aplicações financeiras e aplicações financeiras vinculadas. A dívida líquida não é medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou IFRS. Outras empresas podem calcular a dívida líquida de maneira diferente de nós.

As informações a seguir ilustram o cálculo de nossa dívida líquida consolidada, relativa aos períodos abaixo indicados.

(R\$ milhões)	Exercício encerrado em 31/12/2013	Exercício encerrado em 31/12/2012	Exercício encerrado em 31/12/2011
Empréstimos e financiamentos – CP	848,7	713,9	118,8
Empréstimos e financiamentos – LP	2.783,2	2.485,1	1.356,3

Debêntures – CP	40,7	39	30,6
Debêntures – LP	1.091,9	1.080,90	486,2
(-) Caixa e equivalentes de caixa	-731,1	-640,1	-651,6
(-) Aplicações financeiras	-23,8	-	-
(-) Títulos e valores mobiliários	-0,9	-2,2	-1,9
(-) Aplicações financeiras vinculadas	-133,9	-121,4	-72,1
Dívida Líquida	3.874,8	3.555,3	1.266,5

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.

Em razão de não serem considerados para o seu cálculo o resultado financeiro, o imposto de renda, a contribuição social, e a despesa com a depreciação e a amortização, o EBITDA e a Margem EBITDA funcionam como um indicador de nosso desempenho econômico geral, que não são afetados pelo resultado financeiro, por alterações das alíquotas do imposto de renda e da contribuição social ou pelos níveis de depreciação e amortização.

Consequentemente, acreditamos que o EBITDA e a Margem EBITDA funcionam como uma ferramenta significativa para comparar, periodicamente, o nosso desempenho operacional, bem como para embasar determinadas decisões de natureza administrativa. Uma vez que o EBITDA e a Margem EBITDA não consideram certos custos intrínsecos em nossos negócios, que por sua vez poderiam afetar significativamente os nossos lucros, tais como o resultado financeiro, impostos sobre o lucro, depreciação e amortização, o EBITDA e a Margem EBITDA apresentam limitações que afetam o seu uso como indicadores de nossa rentabilidade.

Entendemos que a medição da dívida líquida é útil tanto para a Companhia como para os investidores e analistas financeiros, na avaliação do nosso grau de alavancagem financeira.

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

Posteriormente a 31 de dezembro de 2013, ocorreram os eventos subsequentes abaixo indicados.

- 4ª emissão de notas promissórias do Complexo Atlânticas

Em 06 de janeiro de 2014, as controladas do Complexo Atlânticas liquidaram a 3ª emissão de notas promissórias e, simultaneamente, emitiram a 4ª emissão de notas promissórias, no montante de R\$138.000, com vencimento em 05 de julho de 2014 e com remuneração de 108% do CDI.

- Associação entre CPFL Renováveis e Dobrevê Energia S.A. - ("DESA")

Em 17 de fevereiro de 2014, a CPFL Renováveis e a DESA celebraram um acordo de associação. Essa associação se dará mediante a incorporação pela CPFL Renováveis da WF2 Holding S.A. - ("WF2"), que será detentora da totalidade das ações de emissão da DESA na data de sua incorporação.

Em virtude da incorporação, o patrimônio líquido da CPFL Renováveis será aumentado pela emissão de novas ações da Companhia, representativas de 12,63% de suas ações ordinárias. Esta participação poderá sofrer ajustes decorrentes da auditoria a ser realizada e cumprimento das condições precedentes, conforme descritas a seguir. A CPFL Geração se manterá como acionista controladora da CPFL Renováveis, detendo mais de 50% de suas ações ordinárias.

A consumação da associação está condicionada ao cumprimento de determinadas condições precedentes usuais em transações similares, dentre as quais as devidas aprovações pela ANEEL, pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica ("CADE") e por determinados credores da DESA e da WF2.

A consumação da associação está condicionada, ainda, ao resultado satisfatório das auditorias legal, contábil e financeira, de engenharia e ambiental a serem realizadas tanto pela CPFL Renováveis, em relação às operações da DESA, como pela DESA em relação às operações da CPFL Renováveis.

- Conclusão da aquisição de Rosa dos Ventos

Em 27 de fevereiro de 2014, a Companhia concluiu a aquisição de Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A, para explorar os parques eólicos: (i) Canoa Quebrada, com capacidade instalada de 10,5 MW; e (ii) Lagoa do Mato, com capacidade instalada de 3,2 MW, transação negociada em 18 de junho de 2013. Os Parques Eólicos localizam-se no município de Aracati, no Estado do Ceará e se encontram em operação comercial plena, sendo que a totalidade da energia gerada pelos Parques Eólicos está contratada com a Eletrobrás, através do PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.

O preço total da aquisição é de R\$103.340, que compreende: (i) o valor de R\$70.269 pago ao vendedor; e (ii) a assunção de dívida líquida da Rosa dos Ventos no valor de R\$33.071; os quais poderão ser ajustados até a data do balanço de fechamento, conforme previsto no contrato de compra e venda de ações.

Posteriormente a 31 de março de 2014, data de nossa última informação contábil divulgada, ocorreram os eventos subsequentes abaixo indicados.

- Oferta pública de distribuição da 2ª emissão de debentures simples

Em 1º de abril de 2014, a Companhia concluiu a oferta pública de distribuição da 2ª emissão de debentures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única.

Foram emitidas 300.000 debentures, com valor nominal de R\$1, no montante de R\$ 300.000 e remuneração equivalente à variação acumulada de 114% das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros. O prazo de vencimento total é de sete anos, com amortização anual crescente a partir de então.

Os recursos líquidos obtidos pela Companhia por meio dessa emissão serão destinados para reforço de caixa e/ou investimentos da Companhia.

- Atraso na entrada em operação – Complexo Macacos

As seguintes controladas em construção estão com as obras em atraso:

Controlada	Data inicialmente prevista para entrada em operação (*)	Data atualmente prevista para entrada em operação (*)
Juremas	01.04.2014	até 30.06.2014
Macacos	01.04.2014	até 30.06.2014
Pedra Petra	01.04.2014	até 30.06.2014
Costa Branca	01.04.2014	até 30.06.2014

(*) Informação não revisada pelos auditores independentes

Vale mencionar que a Aneel por meio do despacho no 1.507/2014 postergou de 1º de abril para 1º de maio os parques eólicos de Pedra Preta e Costa Branca, mantido os 20 anos de contrato, e a eliminação do Parecer de Acesso dos critérios do *Check List*. As decisões dos parques eólicos Macacos e Juremas devem seguir a mesma linha assim que julgado pela Diretoria da Aneel.

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

	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2011
a) Regras sobre retenção de lucros	<p>O lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação: (a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito; (b) pagamento de dividendo obrigatório, observado o disposto no artigo 28; e (c) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado a formação de reserva de reforço de capital de giro, não podendo esta reserva ultrapassar o menor entre os seguintes valores: (i) 80% do capital social; ou (ii) o valor que, somado aos saldos das demais reservas de lucros, excetuadas a reserva de lucros a realizar e a reserva para contingências, não ultrapasse 100% do capital social da Companhia.</p>	<p>Do lucro líquido apurado no exercício, será deduzida a parcela de 5% para a constituição de reserva legal, que não excederá a 20% do capital social. Os acionistas têm direito a um dividendo obrigatório correspondente a 25% do respectivo lucro líquido, ajustado de acordo com o artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações. O saldo remanescente após a distribuição dos dividendos obrigatórios terá a destinação aprovada pela Assembleia Geral, podendo, inclusive ser retido com base em orçamento de capital. O orçamento, submetido pelos órgãos da administração com a justificação da retenção de lucros proposta, deverá compreender todas as fontes de recursos e aplicações de capital, fixo ou circulante, e poderá ter a duração de até cinco exercícios, salvo no caso de execução, por prazo maior, de projeto de investimento. O orçamento poderá ser aprovado pela Assembleia Geral Ordinária que deliberar sobre o balanço do exercício e revisado anualmente, quando tiver duração superior a um exercício social. Poderemos pagar juros sobre o capital próprio, imputando-os ao dividendo obrigatório. Nosso Conselho de Administração poderá declarar e pagar, a qualquer tempo durante o exercício social, dividendos intermediários à conta de reservas de lucros e de lucros acumulados existentes nos exercícios sociais precedentes, que deverão ser imputados ao dividendo obrigatório referente àquele exercício. Observados os requisitos e limites legais, nosso Conselho de Administração poderá, ao final de cada trimestre ou semestre, com base em balanço intermediário específico, declarar e pagar dividendos periódicos a partir dos resultados verificados no trimestre ou semestre em questão, que deverão ser imputados ao dividendo obrigatório referente àquele</p>	<p>Do lucro líquido apurado no exercício, será deduzida a parcela de 5% para a constituição de reserva legal, que não excederá a 20% do capital social. Os acionistas têm direito a um dividendo obrigatório correspondente a 25% do respectivo lucro líquido, ajustado de acordo com o artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações. O saldo remanescente após a distribuição dos dividendos obrigatórios terá a destinação aprovada pela Assembleia Geral, podendo, inclusive ser retido com base em orçamento de capital. O orçamento, submetido pelos órgãos da administração com a justificação da retenção de lucros proposta, deverá compreender todas as fontes de recursos e aplicações de capital, fixo ou circulante, e poderá ter a duração de até cinco exercícios, salvo no caso de execução, por prazo maior, de projeto de investimento. O orçamento poderá ser aprovado pela Assembleia Geral Ordinária que deliberar sobre o balanço do exercício e revisado anualmente, quando tiver duração superior a um exercício social. Poderemos pagar juros sobre o capital próprio, imputando-os ao dividendo obrigatório. Nosso Conselho de Administração poderá declarar e pagar, a qualquer tempo durante o exercício social, dividendos intermediários à conta de reservas de lucros e de lucros acumulados existentes nos exercícios sociais precedentes, que deverão ser imputados ao dividendo obrigatório referente àquele exercício. Observados os requisitos e limites legais, nosso Conselho de Administração poderá, ao final de cada trimestre ou semestre, com base em balanço intermediário específico, declarar e pagar dividendos periódicos a partir dos resultados verificados no trimestre ou semestre em questão, que deverão ser imputados ao dividendo obrigatório referente àquele</p>

		<p>exercício. Em 13 de abril de 2012, a Assembleia Geral aprovou a retenção de parcela do lucro líquido do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2011. A retenção aprovada foi no montante de R\$20.740.027,67. Com relação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2010, não houve retenções de lucros legais ou estatutários, considerando que nesse exercício foi apurado prejuízo.</p> <p>Novas Regras Aprovadas pela Assembleia Geral realizada em 27 de abril de 2012, complementadas em 31 de maio de 2012. O exercício social terminará em 31 de dezembro de cada ano, quando serão elaboradas as demonstrações financeiras do exercício, observado que serão também elaboradas demonstrações financeiras a cada trimestre, excetuado o último de cada ano. Todas as demonstrações financeiras deverão incluir a demonstração dos fluxos de caixa da Companhia, a qual indicará, no mínimo, as alterações ocorridas no saldo de caixa e equivalentes de caixa, segregadas em fluxos das operações, dos financiamentos e dos investimentos. As demonstrações financeiras do exercício social serão, após manifestação dos Conselhos de Administração e Fiscal, este último se instalado, submetidas à Assembleia Geral Ordinária, juntamente com proposta de destinação do resultado do exercício. O lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação: (a) 5% para a formação da reserva legal, até atingir 20% do capital social subscrito; (b) pagamento de dividendo obrigatório, observado o disposto no parágrafo abaixo; e (c) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado a formação de reserva de reforço de capital de giro, não podendo esta reserva ultrapassar o menor entre os seguintes valores: (i) 80% do capital social; ou (ii) o valor que, somado aos saldos das demais reservas de lucros, excetuadas a reserva</p>	<p>exercício. Em 13 de abril de 2012, a Assembleia Geral aprovou a retenção de parcela do lucro líquido do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2011. A retenção aprovada foi no montante de R\$20.740.027,67. Com relação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2010, não houve retenções de lucros legais ou estatutários, considerando que nesse exercício foi apurado prejuízo.</p> <p>Novas Regras Aprovadas pela Assembleia Geral realizada em 27 de abril de 2012, complementadas em 31 de maio de 2012. O exercício social terminará em 31 de dezembro de cada ano, quando serão elaboradas as demonstrações financeiras do exercício, observado que serão também elaboradas demonstrações financeiras a cada trimestre, excetuado o último de cada ano. Todas as demonstrações financeiras deverão incluir a demonstração dos fluxos de caixa da Companhia, a qual indicará, no mínimo, as alterações ocorridas no saldo de caixa e equivalentes de caixa, segregadas em fluxos das operações, dos financiamentos e dos investimentos. As demonstrações financeiras do exercício social serão, após manifestação dos Conselhos de Administração e Fiscal, este último se instalado, submetidas à Assembleia Geral Ordinária, juntamente com proposta de destinação do resultado do exercício. O lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação: (a) 5% para a formação da reserva legal, até atingir 20% do capital social subscrito; (b) pagamento de dividendo obrigatório, observado o disposto no parágrafo abaixo; e (c) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado a formação de reserva de reforço de capital de giro, não podendo esta reserva ultrapassar o menor entre os seguintes valores: (i) 80% do capital social; ou (ii) o valor que, somado aos saldos das demais reservas de lucros, excetuadas a reserva</p>
--	--	---	---

		<p>de lucros a realizar e a reserva para contingências, não ultrapasse 100% do capital social da Companhia. A Companhia distribuirá como dividendo, em cada exercício social, no mínimo 25% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações.</p> <p>Por deliberação do Conselho de Administração, o dividendo obrigatório poderá ser pago antecipadamente, no curso do exercício e até a Assembleia Geral Ordinária que determinar o respectivo montante. O valor do dividendo antecipado será compensado com o do dividendo obrigatório do exercício. A Assembleia Geral Ordinária determinará o pagamento do saldo do dividendo obrigatório que houver.</p> <p>A Companhia poderá levantar balanço semestral em 30 de junho de cada ano e poderá, por determinação do Conselho de Administração, levantar balanços em períodos menores.</p> <p>O Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros apurados no balanço semestral e, observados as disposições legais, à conta de lucros apurados em balanço relativo a período menor que o semestre, ou à conta de lucros acumulados ou reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral.</p> <p>O Conselho de Administração poderá declarar juros sobre o capital próprio, nos termos do § 7º do artigo 9º da Lei nº 9.249, 26 de dezembro de 1995 e imputá-los ao pagamento do dividendo mínimo obrigatório.</p> <p>Os dividendos, salvo deliberação em contrário da Assembleia Geral, serão pagos no prazo máximo de 60 dias contados da data da deliberação de sua distribuição e, em qualquer caso, dentro do exercício social.</p> <p>Nos exercícios em que for pago o dividendo mínimo obrigatório, a Assembleia Geral poderá atribuir ao Conselho de Administração e à Diretoria participação nos lucros, respeitados os limites do § 1º do artigo 152 da Lei das Sociedades por Ações, cabendo ao Conselho de Administração definir a respectiva distribuição.</p>	<p>de lucros a realizar e a reserva para contingências, não ultrapasse 100% do capital social da Companhia. A Companhia distribuirá como dividendo, em cada exercício social, no mínimo 25% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações.</p> <p>Por deliberação do Conselho de Administração, o dividendo obrigatório poderá ser pago antecipadamente, no curso do exercício e até a Assembleia Geral Ordinária que determinar o respectivo montante. O valor do dividendo antecipado será compensado com o do dividendo obrigatório do exercício. A Assembleia Geral Ordinária determinará o pagamento do saldo do dividendo obrigatório que houver.</p> <p>A Companhia poderá levantar balanço semestral em 30 de junho de cada ano e poderá, por determinação do Conselho de Administração, levantar balanços em períodos menores.</p> <p>O Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros apurados no balanço semestral e, observados as disposições legais, à conta de lucros apurados em balanço relativo a período menor que o semestr e, ou à conta de lucros acumulados ou reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral.</p> <p>O Conselho de Administração poderá declarar juros sobre o capital próprio, nos termos do § 7º do artigo 9º da Lei nº 9.249, 26 de dezembro de 1995 e imputá-los ao pagamento do dividendo mínimo obrigatório.</p> <p>Os dividendos, salvo deliberação em contrário da Assembleia Geral, serão pagos no prazo máximo de 60 dias contados da data da deliberação de sua distribuição e, em qualquer caso, dentro do exercício social.</p> <p>Nos exercícios em que for pago o dividendo mínimo obrigatório, a Assembleia Geral poderá atribuir ao Conselho de Administração e à Diretoria participação nos lucros, respeitados os limites do § 1º do artigo 152 da Lei das Sociedades por Ações, cabendo ao Conselho de Administração definir a respectiva distribuição.</p>
--	--	---	--

		<p>Os dividendos declarados não renderão juros nem serão corrigidos monetariamente e, se não forem reclamados no prazo de três anos, contado do início do seu pagamento, prescreverão em favor da Companhia.</p> <p>Em 18 de abril de 2013, a Assembleia Geral aprovou a retenção de parcela do lucro líquido do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012. A retenção aprovada foi no montante de R\$10.827.000,00 (dez milhões, oitocentos e vinte e sete mil reais), que teve a seguinte destinação: (i) constituição de Reserva Legal, no montante de R\$541.000,00 (quinhentos e quarenta e um mil reais); (ii) constituição de Reserva de Lucros a Realizar, no montante de R\$2.571.000,00 (dois milhões, quinhentos e setenta e um mil reais), que seriam devidos a título de dividendo obrigatório, nos termos do artigo 197 da Lei nº. 6.404/76; e (iii) constituição da Reserva de Retenção de Lucros, no montante de R\$7.715.000,00 (sete milhões, setecentos e quinze mil reais), conforme previsto no orçamento de capital ora apreciado pela Assembleia Geral, nos termos do artigo 196 da Lei nº 6.404/76.</p>	<p>Os dividendos declarados não renderão juros nem serão corrigidos monetariamente e, se não forem reclamados no prazo de três anos, contado do início do seu pagamento, prescreverão em favor da Companhia.</p> <p>Em 18 de abril de 2013, a Assembleia Geral aprovou a retenção de parcela do lucro líquido do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012. A retenção aprovada foi no montante de R\$10.827.000,00 (dez milhões, oitocentos e vinte e sete mil reais), que teve a seguinte destinação: (i) constituição de Reserva Legal, no montante de R\$541.000,00 (quinhentos e quarenta e um mil reais); (ii) constituição de Reserva de Lucros a Realizar, no montante de R\$2.571.000,00 (dois milhões, quinhentos e setenta e um mil reais), que seriam devidos a título de dividendo obrigatório, nos termos do artigo 197 da Lei nº. 6.404/76; e (iii) constituição da Reserva de Retenção de Lucros, no montante de R\$7.715.000,00 (sete milhões, setecentos e quinze mil reais), conforme previsto no orçamento de capital ora apreciado pela Assembleia Geral, nos termos do artigo 196 da Lei nº 6.404/76.</p>
--	--	--	--

<p>b. Valores das Retenções de Lucros</p>	<p>Em 18 de abril de 2013, os acionistas aprovaram em Assembleia Geral Ordinária a seguinte destinação do lucro líquido apurado no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012, no montante de R\$10.827.000,00 (dez milhões, oitocentos e vinte e sete mil reais): (i) constituição de Reserva Legal, no montante de R\$541.000,00 (quinhentos e quarenta e um mil reais); (ii) constituição de Reserva de Lucros a Realizar, no montante de R\$ 2.571.000,00 (dois milhões, quinhentos e setenta e um mil reais), que seriam devidos a título de dividendo obrigatório, nos termos do artigo 197 da Lei nº. 6.404/76; e (iii) constituição da Reserva de Retenção de Lucros, no montante de R\$ 7.715.000,00 (sete milhões, setecentos e quinze mil reais), conforme previsto no orçamento de capital apreciado pela Assembleia Geral, nos termos do artigo 196 da Lei nº 6.404/76.</p>		
<p>c) Regras sobre distribuição de dividendos</p>	<p>A Companhia distribuirá como dividendo, 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 das Sociedades por Ações.</p> <p>deliberação do Conselho de Administração, o dividendo obrigatório poderá ser pago antecipadamente, no curso do exercício e até a Assembleia Geral Ordinária que determinar o respectivo montante. O valor do dividendo antecipado será compensado com o do dividendo obrigatório do exercício. A Assembleia Geral Ordinária determinará o pagamento do saldo do dividendo obrigatório que houver.</p> <p>A Companhia poderá levantar balanço semestral em 30 de junho de cada ano e poderá, por determinação do Conselho de Administração, levantar balanços em períodos menores.</p> <p>O Conselho de Administração</p>		

	<p>poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros apurados no balanço semestral e, observados as disposições legais, à conta de lucros apurados em balanço relativo a período menor que o semestre, ou à conta de lucros acumulados ou reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral.</p> <p>Os dividendos, salvo deliberação em contrário da Assembleia Geral, serão pagos no prazo máximo de 60 (sessenta) dias contados da data da deliberação de sua distribuição e, em qualquer caso, dentro do exercício social.</p> <p>Nos exercícios em que for pago o dividendo mínimo obrigatório, a Assembleia Geral poderá atribuir ao Conselho de Administração e à Diretoria participação nos lucros, respeitados os limites do parágrafo 1º do artigo 152 da Lei das Sociedades por Ações, cabendo ao Conselho de Administração definir a respectiva distribuição.</p> <p>Os dividendos declarados não renderão juros nem serão corrigidos monetariamente e, se não forem reclamados no prazo de três anos, contado do início do seu pagamento, prescreverão em favor da Companhia.</p>		
e) Periodicidade das distribuições de dividendos	Anual	A distribuição de dividendos ocorre anualmente, observadas as regras mencionadas nos itens "a" e "b" deste item 3.4.	A distribuição de dividendos ocorre anualmente, observadas as regras mencionadas nos itens "a" e "b" deste item 3.4.
f) Restrições à distribuição de dividendos	Não Aplicável.	Não aplicável, dado que não há restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável à nós, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais	Não aplicável, dado que não há restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável à nós, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais

3.5 Em forma de tabela, indicar, para cada um dos 3 últimos exercícios sociais:

(Reais)	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2011
Lucro líquido ajustado:	NA	10.826.617,32	20.440.226,77
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado:	NA	NA	NA
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido - PL do emissor:	NA	NA	NA
Dividendo distribuído total	NA	NA	NA
Lucro líquido retido:	NA	10.826.617,32	20.440.226,77
Data da aprovação da retenção:	NA	18/04/2013	13/04/2012

Obs. – Justificativa: A Companhia não teve lucro líquido no exercício de 2013.

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 31 de dezembro de 2011, a Companhia registrou o montante de R\$1.037.000,00 a título de reserva legal, foi constituída reserva de retenção de lucros no montante de R\$14.777.000,00 e o montante de R\$4.925.000,00 foi contabilizado como parcela do lucro não realizado no exercício, tendo em vista que o resultado da Companhia é oriundo de resultado de equivalência patrimonial de suas controladas.

Em 31 de dezembro de 2012, a Companhia registrou o montante de R\$541.000,00 (quinhentos e quarenta e um mil reais) a título de reserva legal, foi constituída reserva de retenção de lucros no montante de R\$7.715.000,00 (sete milhões, setecentos e quinze mil reais) e o montante de R\$2.571.000,00 (dois milhões, quinhentos e setenta e um mil reais) foi contabilizado como parcela do lucro não realizado no exercício, tendo em vista que o resultado da Companhia é oriundo de resultado de equivalência patrimonial de suas controladas.

Os recursos retidos na conta de reserva de retenção de lucros têm como objetivo principal atender aos planos de investimentos previstos em orçamento de capital para expansão da capacidade de geração direcionada para os empreendimentos de PCH, eólicos e de biomassa.

Apuramos prejuízo contábil no exercício findo em 31 de dezembro de 2013 não havendo declaração de dividendos em tal exercício, seja à conta de lucros retidos, seja à conta de reservas constituídas em exercícios sociais anteriores. O prejuízo do exercício findo em 31 de dezembro de 2013, no montante de R\$ 52.709.000,00 foi absorvido da seguinte forma: a) absorção parcial do prejuízo do exercício pela reserva legal no montante de R\$ 1.578.000,00; b) absorção parcial do prejuízo do exercício pela reserva de lucros a realizar no montante de R\$ 7.496.000,00; c) absorção parcial do prejuízo do exercício pela reserva de retenção de lucros no montante de R\$ 22.492.000,00; e d) absorção do saldo remanescente do prejuízo do exercício pela reserva de capital no montante de R\$ 21.143.000,00.

3.7 Em forma de tabela, descrever o nível de endividamento do emissor, indicando:

Dados consolidados	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2011
a. Montante total da dívida	4.764.578.976,93	4.318.957.654,27	NA
b. Tipo de Índice	Índice de endividamento	Índice de endividamento	NA
c. Índice de endividamento	1,604739	1,599598	NA

3.8 Em forma de tabela, separando por dívidas com garantia real, dívidas com garantia fluante e dívidas quirografárias, indicar o montante de obrigações do emissor de acordo com o prazo de vencimento:

Exercício social (31/12/2013) – Em Reais					
Tipo de dívida	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total
Garantia Real	593.094.107,21	655.695.268,18	726.852.462,48	2.300.221.842,02	4.275.863.679,89
Garantia Flutuante	-	-	-	-	-
Quirografárias	295.966.283,00	52.208.357,46	18.385.713,95	122.154.942,63	488.715.297,04
Total	889.060.390,21	707.903.625,64	745.238.176,43	2.422.376.784,64	4.764.578.976,93

Observações: A separação dos valores das obrigações do emissor e suas controladas em função das garantias atreladas utilizaram as categorias garantia real, garantia fluante 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 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

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

4. Fatores de risco

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

O investimento em ações da CPFL Energias Renováveis S.A. ("Ações" e "Companhia", respectivamente), envolve a exposição a determinados riscos. Antes de tomar qualquer decisão de investimento em qualquer valor mobiliário de nossa emissão, os potenciais investidores devem analisar cuidadosamente todas as informações contidas neste Formulário de Referência, os riscos mencionados abaixo e as nossas demonstrações financeiras e respectivas notas explicativas.

O preço de mercado de nossas Ações poderá diminuir em razão de qualquer um desses ou de outros fatores de risco, hipóteses em que os potenciais investidores poderão perder partes substanciais ou a totalidade de seus investimentos. Os riscos descritos são aqueles que nós conhecemos e que acreditamos que, na data deste Formulário de Referência, podem nos afetar adversamente.

Em 31 de dezembro de 2013, possuíamos 60 (sessenta) projetos em operação e 19 (dezenove) projetos em construção. Após a conclusão da aquisição de 100% das ações de Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A., proprietária dos parques eólicos Canoa Quebrada e Lagoa do Mato em 27 de fevereiro de 2014 e a entrada em operação comercial do último parque que contempla o Complexo eólico Atlântica em 22 de março de 2014, a Companhia possui 66 (sessenta e seis) projetos em operação e 15 (quinze) projetos em construção. Quaisquer dos fatores enumerados abaixo, dentre outros compreendidos nos riscos detalhados nesta Seção 4 e na Seção 5 deste Formulário de Referência, poderão prejudicar de modo relevante a nossa capacidade de implantar as estratégias propostas e, conseqüentemente, poderão afetar de forma adversa os nossos resultados:

- incapacidade de adquirir equipamentos de geração de energia eólica, hidrelétrica ou termelétrica nos prazos e preços que viabilizem os projetos;
- inexistência de leilões onde se possa comercializar energia de fontes alternativas;
- incapacidade de obter novos contratos de compra e venda de energia, tanto no Ambiente de Contratação Regulada ("ACR") quanto no Ambiente de Contratação Livre ("ACL");
- impossibilidade ou dificuldade de viabilização de nossos projetos em desenvolvimento;
- atrasos, excesso ou aumento de custos não previstos na implantação de nossos projetos e outros problemas relacionados à construção dos ativos;
- indisponibilidade de financiamento adequado às nossas necessidades, ou incapacidade de realizar o volume de investimento previsto no plano de negócios dentro do cronograma inicialmente previsto;
- indisponibilidade de combustível (biomassa) para a operação dos projetos termelétricos;
- rescisão dos Contratos de Arrendamento de Terras para implantação de Parques Eólicos;
- aumento de custos, incluindo, mas não se limitando aos custos: (i) de operação e manutenção; (ii) encargos regulatórios e ambientais; (iii) contribuições, taxas e impostos; e (iv) tarifas de transporte de energia elétrica, de tal modo que venham a afetar nossas margens de lucro;
- dificuldades de acesso aos sistemas de transmissão de energia elétrica;
- incapacidade de obter, manter e renovar as autorizações e licenças governamentais aplicáveis, inclusive ambientais que viabilizem os projetos;
- incapacidade de cumprir com todas as condicionantes impostas pelos órgãos de licenciamento ambiental dentro dos prazos por nós estimados;
- responsabilização por danos causados ao meio ambiente em razão da implementação de nossos empreendimentos, ou de atividades realizadas por terceiros relativas à instalação e operação de nossos empreendimentos;
- alterações na legislação e regulamentação vigentes e imposição de futuras legislações e regulamentos, ensejando expressivos atrasos na condução dos projetos, gastos de capital e aumento dos custos operacionais;
- incapacidade de obter a posse ou a titularidade dos imóveis necessários para a implantação dos projetos dentro dos prazos e preços inicialmente previstos, seja por atrasos nos procedimentos de regularização fundiária, na aquisição ou arrendamento de terras, ou ainda, por dificuldade de obtenção de ordem judicial para imissão de posse nos imóveis, dentre outros fatores;
- incapacidade de obter a anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") para transferência da titularidade dos projetos e para eventuais alterações nos projetos que adquirimos ou desenvolvemos;
- possibilidade de imposição pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS") de restrições operativas relacionadas à capacidade e ou estabilidade de escoamento de energia pelas linhas de transmissão;
- advento ou alteração de regulamentos ou de conjuntura do mercado, em particular para vendas de energia elétrica no ACR ou no ACL, que nos impeçam ou limitem a indexação de nossas contas a receber de acordo com certos índices, conforme permitido atualmente, o que pode gerar menor retorno ou até mesmo perda no valor de investimentos a realizar no futuro;

- incapacidade de obter ventos médios em linha com as medições e expectativas utilizadas para a decisão de investimento em projetos eólicos; aspectos ambientais não previstos que onerem em excesso os projetos e causem atrasos;
- alterações climáticas que causem secas prolongadas, interferência no regime de velocidade e frequência de ventos, alterações nos regimes hidrológicos, entre outros;
- invasões de movimentos sociais organizados nos canteiros de obras que causem paralisação dos trabalhos; e
- demandas excessivas de movimentos sociais organizados não previstas, tais como, reivindicações de reassentamento, concessão de compensações ou indenizações acima dos valores previstos; indisponibilidade de mão-de-obra qualificada. Ademais, nossas demonstrações financeiras históricas individuais e consolidadas têm comparabilidade limitada e podem não fornecer uma base para avaliação das perspectivas comerciais ou do valor futuro das nossas Ações.

Para os fins desta seção "4. Fatores de Risco" e da seção "5. Riscos de Mercado", exceto se expressamente indicado de maneira diversa ou se o contexto assim o exigir, a menção ao fato de que um risco, incerteza ou problema poderá causar ou ter ou causará ou terá "efeito adverso" ou "efeito negativo" para nós, ou expressões similares, significa que tal risco, incerteza ou problema poderá ou poderia causar efeito adverso relevante nos nossos negócios, nossa situação financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez ou negócios futuros, bem como de nossas subsidiárias, e no preço dos valores mobiliários de nossa emissão. Expressões similares incluídas nesta seção "4. Fatores de Risco" e na seção "5. Riscos de Mercado" devem ser compreendidas nesse contexto.

Não obstante a subdivisão desta seção "4. Fatores de Risco" e da seção "5. Riscos de Mercado", determinados fatores de risco que estejam em um item podem também se aplicar a outros itens desta seção "4. Fatores de Risco" e da seção "5. Riscos de Mercado".

a) com relação à Companhia

Nossas operações e projetos de investimento podem apresentar prejuízos ou fluxos de caixa negativos por um período indeterminado.

Incorremos em prejuízos em 2009 e em 2010, e nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2011 e 2012, como resultado da associação entre os ativos de energias renováveis da ERSA – Energias Renováveis S.A. ("ERSA") e da CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia") e aliado ao crescimento do nosso portfólio de ativos em operação, atingimos um lucro líquido de R\$70,9 milhões e R\$8,3 milhões, respectivamente. No exercício encerrado em 2013, incorremos em prejuízo de R\$ 55,0 milhões, decorrente de itens extraordinários, como compra de energia para suprir o lastro dos contratos. Ao longo destes últimos anos, realizamos também desembolsos significativos em investimentos (i) na construção de nossos projetos; (ii) no desenvolvimento do nosso portfólio de ativos; (iii) na aquisição de novos projetos e sociedades; e (iv) na instalação de nossa infraestrutura operacional.

Pre vemos incorrer em expressivos investimentos de capital e, conseqüentemente, em expressivos desembolsos ao longo de vários anos em razão das atividades por nós planejadas. Dessa forma, podemos não alcançar a rentabilidade prevista em nosso plano de negócios ou fluxo de caixa positivo, o que pode nos impedir de pagar dividendos ou saldar as demais obrigações tempestivamente, comprometendo nossos resultados.

Podemos não ser capazes de realizar a construção, implantação, operação e aquisição de projetos a preços e em condições previstos inicialmente em nossa estratégia de negócios, o que pode ter um efeito adverso sobre o nosso crescimento e sobre os nossos resultados.

O crescimento da nossa receita depende significativamente da nossa capacidade de alocar capital eficientemente e de desenvolver e explorar os empreendimentos, ou seja, prospecção, construção, implementação, aquisição e operação, bem como de adquirir e renovar nossas autorizações de forma a fornecer um retorno de capital eficaz para nossos acionistas.

Na fase de construção e implementação, poderemos não ser capazes de concluir o projeto de determinados empreendimentos dentro do cronograma ou do orçamento inicialmente estimado devido a uma série de fatores, incluindo, mas não se limitando a: (i) fenômenos naturais, condições ambientais e condições geológicas adversas; (ii) incapacidade e demora na obtenção da posse, aquisição ou arrendamentos das terras necessárias à implantação dos projetos e em cumprimento com as leis imobiliárias brasileiras, bem como manutenção de nosso direito de passagem nos imóveis; (iii) atrasos na obtenção de todas as licenças, autorizações e aprovações por parte dos órgãos reguladores, incluindo as licenças ambientais, cujas condicionantes podem impactar nossos projetos elevando significativamente os prazos e valores inicialmente estimados para a instalação de um empreendimento; (iv) falhas nos serviços necessários, incluindo imprevistos de engenharia que podem levar a construções fora dos padrões aceitáveis, levando a

riscos de acidentes e impondo custos adicionais para adequação das construções; (v) disputas com empreiteiros e subempreiteiros, bem como atrasos na aquisição de equipamentos e incapacidade de desenvolver infraestrutura no local; (vi) dificuldades na integração de novos administradores e colaboradores em nossa organização, bem como na obtenção de mão de obra qualificada em tempo hábil e de modo eficaz; (vii) disputas trabalhistas; (viii) mudanças nas condições de mercado; (ix) atrasos na obtenção de capital de giro adequado ou de outra modalidade de financiamento para completar construções e para iniciar operações de projetos; (x) necessidade de atualizar sistemas de contabilidade, informações administrativas e recursos humanos; (xi) outros problemas e circunstâncias que podem resultar no aumento dos investimentos para construção e implementação dos projetos.

Já a operação das nossas instalações envolve diversos riscos, incluindo os seguintes: (i) desempenho da turbina abaixo dos níveis de saída ou eficiência esperados ou dos contratados; (ii) desligamentos ou a obstrução da turbina devido ao desgaste, design ou defeito de fábrica ou avaria ou falha do equipamento, falta de peças de substituição, equipamento ou reposição ou sobrecargas das redes externas de transmissão e distribuição de eletricidade; (iii) defeitos de design ou de fabricação das turbinas; (iv) incapacidade de operar as turbinas de acordo com as especificações do projeto; (v) aumentos dos custos das operações, incluindo os custos relativos a litígios trabalhistas que afetam nossas usinas diretamente ou nossas partes do contrato, os custos relativos à operação e manutenção de equipamentos, seguros e tributos imobiliários; (vi) risco de implementação; (vii) riscos de danos ao meio ambiente, que podem ensejar ações judiciais por parte de órgãos fiscalizadores, entidades de proteção ambiental e do Ministério Público, requerendo pagamento de compensação por danos eventualmente causados ou, ainda, a paralisação das atividades e desativação de um determinado empreendimento; (viii) desastres naturais, tais como incêndios, terremotos, explosões, inundações ou outros eventos de força maior, atos terroristas ou outras ocorrências semelhantes que poderiam resultar em danos pessoais, perda de vida, perigo ambiental ou lesões graves ou destruição de uma usina ou suspensão das suas operações; (ix) erros de operação; (x) não obtenção das autorizações necessárias, inclusive ambientais, ou impossibilidade de atendimento às condicionantes; (xi) incapacidade de operar dentro das limitações que possam ser impostas por autoridades governamentais para o uso das propriedades, ambientais ou outros requisitos regulamentares; (xii) conflitos com os proprietários do sítio ou proprietários de terras adjacentes, inclusive queixas de ruído ou incômodo; (xiii) necessidade de uso pelo governo, decretação de bem de utilidade pública ou eventos similares; (xiv) dificuldades de desenvolvimento e crescimento; (xv) dificuldades para obter imóveis para a instalação de nossos projetos; e (xvi) dificuldades no desenvolvimento de projetos competitivos e de qualidade.

Adicionalmente, poderemos não ser capazes de operar nossas usinas conforme planejado e, portanto, podemos não vir a gerar a energia esperada em nossas usinas em função de diversos fatores tais como: (i) alterações na regulamentação ambiental, exigindo novas adequações nos projetos e consequentes gastos de capital e aumento de custos operacionais; (ii) distorções entre o custo de geração de nossas usinas e o preço da energia contratada por meio de Contratos de Energia de Reserva devido a alterações do volume hídrico, da intensidade dos ventos ou da quantidade de biomassa disponível que poderão divergir daqueles considerados em estudos realizados na fase de projeto; entrada em operação comercial das usinas em data posterior à estimada; e (iii) indisponibilidade de geradores em nível superior aos índices de desempenho de referência.

Ademais, após o início da operação de nossas usinas, poderemos ser obrigados a realizar investimentos adicionais em estrutura e equipamentos não previstos nos nossos orçamentos, principalmente em função de novas exigências regulatórias, que determinem a implementação de estruturas e/ou equipamentos complementares, sejam eles recém adquiridos ou que estejam em atividade há diversos anos.

Por fim, a concorrência na aquisição de empresas em mercados nos quais temos interesse poderá resultar em preços mais altos que os habituais para a aquisição de tais negócios, afetando adversamente o ritmo de aquisições ou mesmo o seu grau de sucesso. Podemos não ser capazes de atingir os benefícios que esperamos como resultado das aquisições que poderemos realizar. Podemos enfrentar um passivo contingente relativo a, entre outras, questões civis, tributárias, trabalhistas, ambientais, previdenciárias e questões de propriedade intelectual, práticas contábeis, divulgações de demonstrações financeiras ou controles internos das empresas ou projetos-alvos, e outras questões regulatórias relativas a ANEEL. Além disso, eventuais aquisições de outras empresas de energia elétrica estão sujeitas aos limites estabelecidos pela ANEEL, como, por exemplo, a aprovação da mudança do controle das empresas adquiridas, o que pode consumir uma parte do tempo e atenção de nossa administração, não sendo garantida a aprovação de tais aquisições pelos órgãos reguladores competentes. Qualquer processo de integração com empresas adquiridas pode demandar tempo e recursos relevantes, e podemos não conseguir conduzir este processo com êxito, de modo que as nossas receitas e resultados consolidados com os das empresas adquiridas podem ser afetados de maneira adversa.

A ocorrência de qualquer um dos eventos anteriores poderá resultar na perda das nossas licenças e autorizações, na impossibilidade de realização ou manutenção de projetos pela Companhia, na redução significativa ou eliminação das receitas decorrentes da operação de nossas usinas, no aumento significativo dos custos de exploração, na necessidade de maiores gastos, na queda da produção de eletricidade, em danos pessoais ou morte do operador ou de outros, além de danos para um comprador de energia e, por conseguinte, poderia ter um efeito adverso em nossos negócios, na nossa situação financeira ou no resultado das nossas operações.

De acordo com nossos contratos de venda de energia no mercado regulado, podemos ser penalizados pela nossa eventual incapacidade de fornecimento de energia.

Firmamos contratos de venda de energia estabelecendo prazos específicos para entrega de energia. Todos os nossos contratos contêm disposições que nos obrigam a entregar a energia de acordo com níveis razoáveis de produção esperada de nossas usinas.

Em algumas situações, tais contratos são firmados ainda na fase de construção e implementação dos nossos projetos, de modo que eventuais atrasos na sua construção e na implantação podem provocar atraso no início de geração e entrega da energia contratada.

No caso de atrasos em determinados contratos onde é exigida a recomposição de lastro, devemos comprar energia para honrar nossos compromissos. Tal compra necessariamente é feita por meio de agentes qualificados que operem na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"), por um preço negociado de forma bilateral, que pode ser mais caro que os dos contratos de venda por nós celebrados, prejudicando o nosso resultado. O valor desses contratos bilaterais, quando de curto prazo, são baseados no PLD médio esperado para o mês em questão, podendo inclusive ser superior a esse preço.

Eventuais atrasos nos projetos que possuem energia contratada por meio de contratos de energia de reserva não necessitam de recomposição de lastro, porém implicarão penalidades financeiras para os projetos e impactarão negativamente o nosso resultado.

Ademais, eventual descumprimento do fornecimento poderá gerar penalidades impostas pela ANEEL e CCEE, tais

como ajustes de volumes, preços, ou até o término dos respectivos contratos e revogação das autorizações, o que inviabilizaria os nossos projetos e influenciaria de forma adversa os nossos resultados.

Nossos contratos financeiros possuem garantias reais e fidejussórias, bem como obrigações e restrições específicas, dentre as quais a obrigação de manutenção de índices financeiros, sendo que qualquer inobservância dessas obrigações pode comprometer nossos resultados e nossa condição financeira.

Nossos contratos financeiros preveem que nós ou nossas controladas cumpram com diversas obrigações, tais como necessidade de autorização prévia para alteração do nosso controle e oneração de nossos ativos. Os contratos financeiros também estabelecem o dever de observância de certos índices, incluindo índices de cobertura do serviço da dívida. Não há como garantir que nós atingiremos todos os índices contratados no futuro. Qualquer descumprimento aos termos dos contratos financeiros poderá resultar na decisão dos credores em declarar o vencimento antecipado do saldo devedor da respectiva dívida, bem como o vencimento antecipado de dívidas de outros contratos financeiros e, conseqüentemente, executar as garantias concedidas. Nossos ativos e fluxos de caixa podem não ser suficientes para pagar integralmente o saldo devedor de nossos contratos de financiamento, tanto na hipótese de vencimento normal quanto de vencimento antecipado decorrente de inadimplemento. Caso as garantias sejam executadas em virtude do vencimento antecipado de dívidas, nossos resultados e condição financeira podem ser comprometidos, o que pode impactar adversamente nossos resultados. Não podemos assegurar que seremos capazes de cumprir com os compromissos financeiros e outras obrigações impostas pelos contratos financeiros no futuro.

A perda dos membros da nossa administração ou nossa incapacidade de atrair e manter pessoal qualificado poderá ter um efeito material adverso sobre nossas atividades, situação financeira e em nossos resultados.

A execução de nossas atividades, a implementação de nossos projetos e a capacidade de manter nossa posição competitiva dependem dos serviços prestados por membros da nossa administração e por nosso pessoal técnico. Se não formos capazes de mantê-los, teremos de atrair e, possivelmente, treinar pessoal adicional, em especial, para a área técnica, o qual pode não estar disponível no momento ou ter um custo elevado. Oportunidades atraentes no Brasil e em outros países poderão afetar nossa capacidade de contratar ou de reter os talentos que precisamos, de modo que não podemos garantir que teremos êxito em manter e atrair pessoal qualificado e renomado no mercado necessário para desenvolver nossa equipe e nossos negócios. Se não conseguirmos tal feito, poderemos ser incapazes de administrar nossos negócios de modo eficiente, o que pode ter um efeito adverso sobre nossos resultados.

Durante a construção, implementação, e operação de nossos projetos, poderemos incorrer em prejuízos e ser considerados responsáveis por perdas e danos causados a terceiros, cujos respectivos seguros contratados podem ser insuficientes para cobri-los.

Poderemos ser responsabilizados por (i) perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na construção, implementação, e operação de nossas usinas, que acarretem interrupções ou distúrbios nos sistemas de distribuição ou transmissão; (ii) quaisquer danos causados ao meio ambiente ou a terceiros decorrente do desenvolvimento de nossas atividades, ainda que não tenhamos concorrido para isso; ou (iii) interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídos a nenhum agente identificado do setor elétrico. Não é possível garantir que nossas apólices de seguro serão adequadas ou suficientes em todas as circunstâncias ou contra todos os riscos durante o período de construção e operação do projeto. A ocorrência de um sinistro significativo não segurado ou indenizável, parcial ou integralmente, ou cuja cobertura de seguro seja insuficiente pode ter um efeito adverso em nossa Companhia e nos resultados operacionais. Além disso, nós não poderemos assegurar que seremos capazes de manter apólices de seguro a taxas comerciais razoáveis ou em termos aceitáveis no futuro. Estes fatores podem gerar um efeito adverso em nossa Companhia, nossa situação financeira e nossos resultados operacionais.

A implementação de nossa estratégia de negócios, bem como nosso crescimento, exigirão capital adicional, que talvez não esteja disponível ou não esteja em condições favoráveis

A implementação de nossa estratégia de negócios, bem como nosso crescimento futuro, exigem uma quantidade significativa de investimento em capital fixo. Será necessário que busquemos capital adicional, seja mediante a emissão de títulos de dívida, tomada de empréstimos ou mediante a emissão de ações. Nossa capacidade futura de captação de recursos dependerá de nossa rentabilidade futura, bem como da conjuntura política e econômica brasileira e mundial. É possível que tal capital adicional não esteja disponível ou não esteja em condições favoráveis. Se financiarmos nossas atividades por meio de empréstimos, é provável que valores mobiliários ou linhas de crédito sejam regidos por escritura de emissão ou por outro instrumento contendo obrigações que restrinjam nossa flexibilidade operacional. A restrição à captação em condições aceitáveis à nossa Companhia poderá ter um efeito adverso sobre nós. Ademais, caso incorramos em endividamento adicional, os riscos associados a nossa alavancagem financeira, tais como a possibilidade de não conseguirmos gerar caixa suficiente para pagar o principal, juros e outros encargos relativos à dívida, poderão aumentar, causando um efeito adverso relevante sobre nós.

b) com relação ao controlador, direto ou indireto, da Companhia, ou ao grupo de controle

Os interesses de nosso acionista controlador podem ser conflitantes com os interesses de nossos investidores.

Nosso acionista controlador tem poderes para, entre outras coisas, eleger a maioria dos membros de nosso Conselho de Administração e determinar o resultado de deliberações que exijam aprovação de acionistas, inclusive em operações com partes relacionadas, reorganizações societárias, alienações de ativos, parcerias e a época do pagamento de quaisquer dividendos futuros, observadas as exigências de pagamento do dividendo obrigatório, impostas pela Lei das Sociedades por Ações. Nosso acionista controlador poderá ter interesse em realizar aquisições, alienações de ativos, parcerias, buscar financiamentos ou operações similares que podem ser conflitantes com os interesses dos nossos outros investidores e causar um efeito material adverso nas nossas atividades, situação financeira e resultados operacionais.

Nosso acionista controlador poderá optar pelo cancelamento da negociação de nossas ações no Novo Mercado da BM&FBOVESPA, o que poderia implicar na alteração da liquidez e do preço de nossas ações, bem como alteração dos direitos de nossos acionistas minoritários. Além disso, é possível que o cancelamento da negociação de nossas ações no Novo Mercado ocorra por motivos alheios à nossa vontade.

Nosso acionista controlador poderá, a qualquer momento, requerer o cancelamento de nossa listagem no Novo Mercado, desde que tal deliberação seja aprovada em Assembleia Geral por acionistas que representem a maioria das nossas ações e desde que a BM&FBOVESPA seja informada por escrito com, no mínimo, 30 (trinta) dias de antecedência. Nossa saída do Novo Mercado não implicará na perda da nossa condição de companhia aberta registrada na BM&FBOVESPA.

Se a saída do Novo Mercado ocorrer para que as nossas ações passem a ter registro para negociação fora do Novo Mercado, nosso acionista controlador deverá efetivar uma oferta pública de ações

("OPA") aquisição pertencentes aos nossos demais acionistas. O preço da OPA corresponderá, no mínimo, ao valor econômico apurado, mediante elaboração de laudo de avaliação cujo resultado independará da ingerência do nosso acionista controlador ou de nossa administração. O valor econômico apurado conforme o laudo de avaliação não estará sujeito à revisão e a saída do Novo Mercado não dependerá de quórum mínimo de aceitação da OPA por parte dos acionistas titulares de ações em circulação da Companhia.

Após uma eventual saída do Novo Mercado, não poderemos solicitar a listagem de valores mobiliários de nossa emissão no Novo Mercado pelo período de dois anos subsequentes ao cancelamento, a menos que ocorra uma alienação do nosso controle após nossa saída do Novo Mercado.

A cotação e a liquidez das nossas ações podem ser adversamente afetadas após a realização da OPA o que poderá restringir consideravelmente a capacidade dos investidores alienarem as ações pelo preço e momento desejados.

c) com relação aos acionistas da Companhia

Nossas ações nunca foram negociadas em bolsa de valores e, portanto, um mercado secundário ativo para elas pode não se desenvolver ou a cotação das nossas Ações pode ser adversamente afetada após a nossa oferta pública inicial de ações. A volatilidade e a falta de liquidez do mercado brasileiro de valores mobiliários poderão restringir consideravelmente a capacidade dos investidores de alienarem suas Ações ou negociá-las pelo preço e no momento desejado.

Antes de nossa oferta inicial, as nossas Ações não eram negociadas em bolsa de valores. Ademais, um mercado ativo e líquido de negociação poderá não se desenvolver ou, se for desenvolvido, poderá não conseguir se manter. Investimento em valores mobiliários é considerado especulativo por natureza.

Ademais, valores mobiliários negociados em mercados emergentes, tal como o brasileiro, envolve, um grau de risco maior do que o investimento em valores mobiliários negociados em países que possuem cenários políticos e econômicos mais estáveis. O mercado brasileiro de valores mobiliários é consideravelmente menor, menos líquido, mais volátil e mais concentrado do que os grandes mercados de valores mobiliários mundiais. A BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros ("BM&FBOVESPA") apresentou uma capitalização de mercado de aproximadamente R\$ 2,4 trilhões em 31 de dezembro de 2013, e um volume médio diário de negociação no segmento Bovespa de R\$ 7,4 bilhões durante o período de 1º de janeiro de 2013 a 31 de dezembro de 2013.

Adicionalmente, as dez ações mais negociadas na BM&FBOVESPA foram responsáveis por 41% do volume total de ações negociadas na BM&FBOVESPA em 2013. Essas características de mercado poderiam restringir consideravelmente a capacidade dos titulares das nossas Ações de vendê-las pelo preço e na data que desejarem, afetando de modo desfavorável os preços de comercialização de nossas Ações.

Podemos não pagar dividendos ou juros sobre o capital próprio.

De acordo com o nosso Estatuto Social, devemos pagar aos nossos acionistas no mínimo 25% de nosso lucro líquido anual, calculado e ajustado nos termos Lei das Sociedades por Ações, sob a forma de dividendos ou juros sobre capital próprio. O lucro líquido pode ser capitalizado, utilizado para compensar prejuízo ou retido nos termos da Lei das Sociedades por Ações e pode não ser disponibilizado para o pagamento de dividendos ou juros sobre o capital próprio. Além disso, a Lei das Sociedades por Ações permite que uma companhia aberta, como nós, suspenda a distribuição obrigatória de dividendos em determinado exercício social, caso o Conselho de Administração informe à Assembleia Geral Ordinária que a distribuição seria incompatível com a nossa situação financeira. Ademais, considerando que recentemente realizamos aquisições relevantes de ativos e projetos, a amortização do ágio gerado em tais aquisições poderá reduzir significativamente o nosso lucro e, conseqüentemente, a capacidade de distribuição de dividendos aos nossos acionistas. Caso qualquer destes eventos ocorra, os proprietários de nossas ações podem não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio. Nos últimos três exercícios sociais, não distribuimos dividendos ou juros sobre capital próprio aos titulares de nossas ações.

Podemos ter que buscar capital adicional no futuro.

Podemos ter que buscar recursos financeiros adicionais por meio de emissão, pública ou privada, de

títulos de dívida, de ações, ou de outros valores mobiliários conversíveis em ações (tal qual a Oferta Pública de Ações efetuada em julho de 2013), o que poderá resultar na diluição da participação do investidor nas nossas ações.

d) com relação às controladas e coligadas da Companhia

Somos uma sociedade *holding* e dependeremos dos resultados de nossas subsidiárias, que podem não ser distribuídos.

A nossa capacidade de distribuir dividendos aos nossos acionistas dependerá do fluxo de caixa e dos lucros de nossas subsidiárias, bem como da distribuição desses lucros sob a forma de dividendos. Não é possível assegurar que quaisquer desses recursos serão disponibilizados ou de que serão suficientes para o pagamento das nossas obrigações e para a distribuição de dividendos aos nossos acionistas.

Podemos não ser capazes de extrair as sinergias que planejamos entre nossas coligadas ou controladas.

Grande parte do nosso sucesso depende das sinergias com nossas controladas, que visam o aumento do volume de vendas realizadas, bem como a redução de custos e despesas. As sinergias entre nós e nossas controladas incluem, dentro outros aspectos, (i) a unificação dos esforços comerciais de venda de energia; (ii) a unificação dos esforços comerciais de compra de insumos e custos de produção; (iii) a unificação dos esforços de contratação de empregados; e (iv) a unificação dos custos e investimentos relativos à tecnologia da informação, publicidade, logística e atendimento ao cliente. Podemos não ser capazes de extrair adequadamente as sinergias necessárias para aumentar nossas vendas e diminuir nossos custos de produção, o que pode afetar negativamente nosso negócio.

Participações em sociedades de propósito específico ("SPEs") poderão resultar em riscos de natureza fiscal.

Os investimentos em SPEs incluem, dentre outros, o risco de as SPEs terem seu regime de tributação pelo lucro presumido questionado pelas autoridades fiscais. Eventual autuação fiscal nesse sentido poderá impactar significativamente o resultado de nossas subsidiárias e, por consequência, os resultados da Companhia.

e) com relação aos fornecedores da Companhia

Contratamos empresas prestadoras de serviços para a construção, operação e manutenção de nossas centrais geradoras de energia elétrica. Caso estes serviços não sejam adequadamente executados, nossa situação financeira e nossos resultados poderão ser afetados adversamente.

A implantação de nossos projetos depende, em grande parte, do fornecimento de equipamentos e serviços que contratamos junto a terceiros altamente especializados, tais como serviços de engenharia relacionados à construção de empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica. Assim, celebramos e celebraremos contratos de fornecimento de equipamento, de prestação de serviços de desenvolvimento, construção, operação e manutenção de nossas centrais geradoras de energia elétrica com diversos prestadores de serviços.

A incapacidade ou indisposição desses terceiros em fornecer equipamentos ou prestar os serviços contratados com a qualidade prevista em contrato, poderá: (i) acarretar no inadimplemento de nossas obrigações previstas nas autorizações concedidas pela ANEEL, (ii) colocar em risco a preservação das nossas centrais geradoras, (iii) reduzir temporariamente a disponibilidade/capacidade de geração de energia elétrica das nossas usinas, conseqüentemente, sujeitando-nos a menor receita de vendas e ao pagamento de multas e penalidades previstas em nossos contratos de longo prazo de compra e venda de energia elétrica, bem como na regulamentação do setor elétrico, causando um efeito adverso sobre nós. Igualmente, impactos adversos sofridos por nossos fornecedores podem afetar de forma determinante a qualidade ou tempo de entrega dos equipamentos ou serviços contratados e, conseqüentemente, podem levar a um impacto no resultado de nossos projetos.

Ademais, poderemos ser considerados solidariamente responsáveis por obrigações trabalhistas e previdenciárias não devidamente quitadas pelos prestadores de serviços terceirizados, o que poderá gerar um efeito adverso relevante em nossa situação financeira e nossos resultados. Finalmente, conforme a regulamentação civil ambiental, poderemos ser considerados solidariamente e objetivamente responsáveis por quaisquer danos ambientais em decorrência das atividades realizadas

pelos prestadores de serviços terceirizados, o que também poderá gerar um efeito adverso relevante em nossa situação financeira e nossos resultados.

Por outro lado, há de se observar que todos os contratos preveem mecanismos de penalidades para mitigação de parte dos efeitos causados pela incapacidade ou indisposição dos terceiros em fornecer equipamentos ou prestar os serviços contratados com a qualidade prevista em contrato.

Nossos fornecedores de energia podem não ter capacidade de cumprir com os acordos firmados com a Companhia.

Possuímos contratos com terceiros que estabelecem a obrigação de que eles nos forneçam energia em determinados padrões pré-estabelecidos. Apesar da existência de cláusulas contratuais nos contratos de constituição de consórcio que atribuem responsabilidade e sujeitam a parte causadora do prejuízo a penalidades e ressarcimentos, não podemos garantir que os terceiros não sofrerão redução ou interrupção na capacidade de geração e entrega de energia elétrica para a Companhia, como, por exemplo, por incapacidade de adquirir insumos para a geração ou mesmo a falência do terceiro. Não podemos garantir também a entrada em operação comercial destes terceiros dentro do cronograma estabelecido pela ANEEL, ou que estes terceiros não terão sua garantia física de energia reduzida. Caso tais fatos ocorram, teremos que adquirir no mercado a energia que deixamos de receber deles, para que cumpramos com as obrigações impostas pelos nossos contratos de compra e venda de energia com nossos clientes. Não podemos garantir que as indenizações previstas nos contratos que temos com aqueles terceiros sejam pagas, nem que tais indenizações sejam suficientes para cobrir eventuais perdas que poderemos sofrer caso tenhamos que adquirir a energia no mercado.

Em 22 de junho de 2012, a Baldin Bioenergia S.A. ingressou na justiça do Estado de São Paulo com pedido de recuperação judicial. O plano de recuperação judicial foi aprovado pelos credores e posteriormente homologado pelo Juízo competente. Determinados credores recorreram da decisão de homologação e o plano de recuperação judicial foi anulado pelo Tribunal de Justiça. A Baldin Bioenergia S.A. opôs recurso contra essa decisão ainda pendente de julgamento. A Baldin Bioenergia S.A. é nossa parceira comercial na UTE Baldin, que possui capacidade instalada de 45MW e está localizada no município de Pirassununga, Estado de São Paulo. Caso a falência da Baldin Bioenergia S.A. seja decretada, há o risco de paralisação das atividades de co-geração de energia elétrica da UTE Baldin, o que poderá causar aumento de nossos custos operacionais associados à UTE Baldin, resultantes de eventual necessidade de compra de energia no mercado *spot* para que possamos cumprir as obrigações contratuais assumidas pela UTE Baldin.

f) com relação aos clientes da Companhia

Estamos sujeitos ao risco de inadimplência de nossos clientes, o que pode impactar negativamente a nossa situação financeira e o nosso resultado.

Em nossos projetos de investimento celebramos diversos contratos com compradores da energia gerada. Não podemos garantir que as contrapartes honrarão tais contratos. No caso de descumprimento dos termos dos contratos por algum cliente, podemos ter nossas operações comprometidas e consequentemente sofrer um impacto negativo em nossa situação financeira e nossos resultados.

Além disso, como as vendas de energia elétrica no mercado Spot não dispõem de garantias de pagamento semelhantes às observadas nos contratos decorrentes dos leilões de compra e venda de energia e nos contratos de longo prazo, a eventual inadimplência de nossos clientes poderá resultar em contingências e eventuais dificuldades de recuperação de nossos créditos. Como nossos contratos de venda são de longo prazo, não podemos garantir que a qualidade do crédito do comprador continuará a mesma e que o mesmo honrará o contrato durante toda a sua vigência. Uma eventual elevação no nível de inadimplência dos nossos clientes poderá gerar um efeito adverso relevante em nossa situação financeira e comprometer nossos resultados.

g) com relação ao setor de atuação da Companhia

O aumento na demanda por energia elétrica no Brasil e o crescimento do setor de energias renováveis poderão não se confirmar ou ser inferiores às nossas estimativas ou poderão ser supridos por outros projetos de geração de energia elétrica.

Nossos investimentos em novos projetos de geração de energia elétrica foram baseados na expectativa de aumento da demanda por energia elétrica nos próximos anos e no potencial estimado de crescimento do setor de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Esse aumento da demanda e crescimento do setor de energias renováveis em relação ao setor de geração de energia elétrica em geral poderão não ocorrer ou ser inferiores ao inicialmente estimado.

A demanda por energia incentivada conta com uma reserva de mercado no ambiente livre, representada pelos consumidores com demanda contratada entre 500kW e 3.000kW. Qualquer alteração nesses limites pode impactar negativamente o avanço no desenvolvimento de alternativas energéticas, em especial para aquelas que visam o ACL.

Além disso, o aumento da demanda, independentemente de ser aderente ou não ao valor projetado, poderá ser atendido por outros projetos de geração de energia elétrica, tais como geração térmica a partir de fontes não renováveis, grandes hidrelétricas, dentre outros, que já estejam em operação ou venham a entrar em operação no futuro. Tal hipótese depende do direcionamento fornecido pelo órgão planejador do SIN (EPE/MME) quanto à expansão e diversificação das fontes energéticas que poderão ser exploradas. Nesse caso, nós teremos dificuldades para comercializar energia de nossos projetos, limitando nossa capacidade de crescimento e gerando um efeito adverso sobre nossa situação financeira e nossos resultados. O Plano Decenal de Expansão Energética (PDE/2022) mantém uma significativa participação das fontes renováveis na matriz elétrica, entretanto, ressalta a importância da expansão do parque gerador através de termelétricas, em especial a gás natural.

A tudo isso, soma-se o fato de que nossas autorizações para geração de energia elétrica nos submetem ao regime de produção independente de energia elétrica, o qual, por definição legal e regulamentar, obriga-nos a comercializar a energia que geramos por nossa conta e risco, ou seja, sem qualquer garantia de mercado consumidor para a energia elétrica. Consequentemente, caso não sejamos capazes de comercializar a totalidade da energia gerada, teremos que liquidar a quantidade não contratada aos valores de PLD, o que pode ocasionar uma redução de nossa receita estimada, gerando um efeito adverso em nossa situação financeira e em nossos resultados, além de agregar um fator de risco advindo da volatilidade desses preços.

Movimentos populares, em especial os de natureza reivindicatória, poderão afetar os custos de construção de nossas usinas, bem como comprometer a sua operação normal, afetando a nossa rentabilidade.

Movimentos populares tais como o Movimento dos Atingidos por Barragens, o Movimento dos Trabalhadores Rurais Sem Terras e movimentos ambientalistas ou de defesa de populações indígenas, além de Organizações Não Governamentais, são ativos no País e muitas vezes posicionam-se contrariamente à construção de usinas ou organizam as populações atingidas pela construção de usinas para fazer reivindicações. A invasão e ocupação de obras de usinas ou mesmo de usinas em operação por tais movimentos sociais não é uma prática incomum e, em certas áreas, inclusive aquelas em que provavelmente venhamos a investir, as usinas não dispõem de proteção policial. Consequentemente, não podemos garantir que nossas usinas não ficarão sujeitas a invasões, ocupações ou solicitações por grupos do gênero, o que poderá aumentar os custos dos nossos projetos e afetar adversamente nossos resultados. Ademais, ainda que tenhamos obtido as licenças ambientais necessárias, a implantação de nossos projetos pode ser alvo de questionamento judicial, o que poderá atrasar de forma considerável o cronograma de implantação ou, ainda, inviabilizar nosso empreendimento.

A participação no Mecanismo de Relocação de Energia ("MRE") para nossos projetos hídricos podem não garantir a cobertura da demanda de clientes, sujeitando-nos às penalidades pela não entrega da energia contratada, incluindo o pagamento de multas ou compra de energia no âmbito da CCEE de forma a suprir os volumes contratados em função de atrasos na implantação dos projetos, o que poderá afetar negativamente os nossos resultados futuros.

O Sistema Interligado Nacional ("SIN") opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo ONS e as usinas hidrelétricas ("UHE"), incluindo as nossas pequenas centrais hidroelétricas ("PCH"), estão sujeitas não só a variação nas condições hidrológicas verificadas na região geográfica em que operam, como também em outras regiões do País. O MRE aloca energia gerada entre as usinas participantes do mecanismo, de forma que todas atinjam suas respectivas garantias físicas. Todo mês, a energia desses geradores é ajustada de forma que os membros que produziram menos energia do que sua garantia física comprem dos membros que produziram mais, mediante pagamento da Tarifa de Energia de Otimização ("TEO") que, em 31 de dezembro de 2013, era de R\$10,01/MWh. A TEO é reajustada no início de cada ano pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo ("IPCA").

Diante de cenários hidrológicos desfavoráveis, onde a energia total gerada pelas usinas do MRE seja inferior à soma das garantias físicas de todas as usinas participantes, ocorre o que o mercado chama de "GSF", sigla em inglês para Fator de Escalonamento da Geração (*Generation Scaling Factor*), que representa a proporção entre a geração total e a garantia física disponível no período. Nessa situação, a garantia física de todas as usinas participantes será reduzida na proporção

do GSF ocorrido no mês e, como consequência, poderemos ser obrigados a adquirir a energia no mercado *spot*, cujo preço do MWh é bastante volátil, o que poderá ter um efeito adverso sobre nossos resultados futuros.

Nossos resultados operacionais dependem de condições hidrológicas e eólicas favoráveis, além da manutenção das safras de cana-de-açúcar e demais culturas para produção de biomassa. Níveis pluviométricos baixos, a alteração no regime dos ventos, quebras em safras que reduzam a disponibilidade de biomassa, bem como uma escassez e racionamento de energia, poderão causar um efeito relevante e adverso sobre nossos negócios e resultados operacionais.

Nas situações em que o regime pluviométrico afete os montantes de água necessários à recomposição dos reservatórios ou manutenção da vazão mínima dos rios, poderá haver reduções compulsórias das quantidades de energia elétrica comercializada nos contratos por quantidade celebrados no ACR, sendo tal redução compartilhada de forma pro rata entre todos os agentes geradores hidrelétricos de energia elétrica conectados ao SIN com essas características. O regime de chuvas e a vazão dos rios podem ser afetados por uma série de fatores, dentre os quais, temperatura do ar, níveis de evaporação, urbanização e outros fatores relacionados à ação do homem, acúmulo de sedimentos no leito do rio, bem como as mudanças climáticas associadas ao aquecimento global. Tal risco materializou-se no período compreendido entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, quando o País enfrentou um racionamento de energia elétrica, tendo o Governo Federal, por meio da Câmara de Gestão da Crise Energética ("CGE"), imposto aos agentes de geração de energia hidrelétrica e aos consumidores finais uma redução compulsória da disponibilidade de energia elétrica em percentual de 20% do consumo de energia durante esse período. Em 2012, novamente o cenário hidrológico mostrou-se desfavorável e os níveis dos reservatórios baixaram substancialmente com relação aos anos anteriores. Consequentemente, a partir de novembro de 2012, verificou-se um aumento significativo do PLD, o qual perdurou durante o ano de 2013, fazendo com que o preço médio deste ano fosse o mais alto desde que Novo Modelo foi implementado, em 2004. Caso uma situação de risco sistêmico e escassez generalizada de energia hidrelétrica se configure, sem perspectivas de recuperação, o governo poderá impor redução compulsória da garantia física dos geradores de energia elétrica, bem como no consumo de energia elétrica pelos consumidores finais, para fins de recomposição dos reservatórios das UHEs. Tal medida pode reduzir proporcionalmente a quantidade de energia elétrica vendida através de nossas PCHs, cujos contratos são por quantidade, causando um efeito adverso sobre nossos resultados.

Caso nossas projeções a respeito do regime de ventos para o desempenho das nossas Usinas Eólicas não estejam precisas, poderemos incorrer em receitas de venda de energia elétrica inferiores às receitas estimadas. Com base em estudos independentes, projetamos a geração de energia elétrica para nossas Usinas Eólicas. Correntes de vento podem ser afetadas por uma série de fatores, tais como temperatura do ar, níveis de evaporação, urbanização e outros fatores relacionados à ação do homem, bem como as mudanças climáticas associadas ao aquecimento global. Além disso, o recente histórico de dados de vento coletados para fins de produção de energia eólica reduz a probabilidade de percepção de comportamentos cíclicos dos ventos, incorrendo em maiores incertezas sobre a acuracidade dos dados utilizados nas fases de projetos. Caso as estimativas acerca do regime de ventos não se concretizem no futuro, nossas Usinas Eólicas poderão operar abaixo das projeções esperadas, potencialmente reduzindo a quantidade de energia elétrica vendida, com impacto adverso sobre nossos resultados.

Em situações em que a safra de cana-de-açúcar de nossos parceiros em estruturas de consórcio para produção de excedentes de energia através das Usinas Térmicas movidas a Biomassa de cana-de-açúcar passe por redução de produção, poderemos incorrer em receitas de venda de energia inferiores às originalmente projetadas. Todas as projeções da Companhia são realizadas conforme históricos de produção e consumo interno dos parceiros. Efeitos como chuvas excessivas ou escassas, redução de valores das commodities, desaquecimento da economia mundial, entre outros, podem afetar diretamente a produção e consequente geração de biomassa de nossos parceiros, causando efeitos adversos sobre nossos resultados.

Nossa estratégia de crescimento considera a crescente concorrência no setor de energia elétrica brasileiro em linha com a regulamentação vigente.

Nossa estratégia de crescimento envolve a expansão de nossos negócios em novos empreendimentos de geração de fonte hidráulica, submetidos ao processo de autorização outorgada pela ANEEL. Nesta fase, existem riscos inerentes ao desenvolvimento de projetos, devido ao processo de competição estimulado pela própria Agência.

A exploração dos potenciais hidrelétricos enquadrados como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), submetida ao regime de autorização, é sujeita ao processo de seleção de projeto básico definido pela ANEEL, nos termos do disposto na Resolução nº 343/2008, em caso de mais de um interessado no mesmo potencial hidráulico.

De acordo com a referida regulamentação, a ANEEL, nos casos onde houver disputa, utilizará os seguintes critérios para selecionar o empreendedor apto a explorar a PCH, considerando os projetos apresentados pelos interessados, visando aumentar o número de agentes produtores de energia elétrica e assegurar maior competitividade para a outorga de autorização, na seguinte ordem:

- I aquele cujo projeto básico esteja em condições de obter o aceite dentro dos prazos estabelecidos;
- II aquele que tenha sido o responsável pela elaboração do respectivo estudo de inventário, observados os termos da Resolução nº 393, de 4 de dezembro de 1.998; e
- III aquele que for proprietário da maior área a ser atingida pelo reservatório do aproveitamento em questão, com documentação devidamente registrada em cartório de imóveis até o prazo de quatorze meses após a efetivação do primeiro registro na condição de ativo.

Ressalta-se que as situações de disputa apenas ocorrerão quando houver a existência de mais de um interessado e, portanto, a entrega de mais de um projeto básico para o mesmo potencial, dentro dos prazos estabelecidos. Extrapolado o referido prazo, será avaliado o único projeto básico protocolado em condições de aceite, para fins de outorga da autorização.

Por outro lado, por meio da Resolução Normativa nº 393/98, com redação dada pela Resolução Normativa nº 343/2008, é assegurado ao autor dos estudos de inventário e de revisões de inventário o direito de preferência a, no máximo, 40% (quarenta por cento) do potencial inventariado, ou, no mínimo, um aproveitamento identificado, desde que enquadrado(s) como PCH(s). Verifica-se, desta forma, que em relação ao percentual sobre o qual se tenha o direito de preferência, não se aplicam os critérios de seleção estabelecidos pela Resolução ANEEL nº 343/2008.

Para os demais projetos não caracterizados como PCHs e com potência instalada entre 1 e 50 MW, segundo a Resolução nº 412/2010, a ANEEL, nos casos onde houver disputa, utilizará os seguintes critérios para selecionar outros interessados no aproveitamento:

- I aquele cujo projeto básico esteja em condições de obter o aceite dentro dos prazos estabelecidos;
- II aquele que tenha sido o responsável pela elaboração do respectivo estudo de inventário, observados os termos da Resolução ANEEL nº 393/1998;
- III aquele que tenha protocolado primeiro o projeto básico na ANEEL com as disciplinas cartografia, topografia, hidrologia e estudos energéticos em condições de aprovação sem necessidade de complementação, nos termos do ANEXO IV da referida Resolução;
- IV aquele que tenha protocolado primeiro o projeto básico na ANEEL.

O principal risco neste processo refere-se ao item IV, pois é aquele que definirá o agente selecionado, em uma eventual disputa, em que os concorrentes se encontram em condições de igualdade, cumprindo todos os demais requisitos que são de sua própria gestão.

A Resolução Normativa nº 393/98, com a redação dada pela Resolução Normativa nº 412/2010, também assegura, alternativamente ao direito de preferência previsto na Resolução ANEEL nº 343/2008, ao autor dos estudos de inventário e de revisões de inventário, o direito de preferência a 1 (um) eixo de potência maior do que 1.000 kW e igual ou inferior a 50.000 kW, sem características de PCH, porventura identificado no potencial inventariado.

Contudo, o autor do inventário não fará jus as preferências asseguradas pela Resolução Normativa nº 393/98, caso se trate de revisão de inventário aprovado em período inferior a oito anos, a contar da data de solicitação do registro da revisão.

Adicionalmente, embora a autoria dos estudos de inventário seja um critério de preferência relevante tanto para garantir a exploração das Pequenas Centrais Hidrelétricas, quanto para os empreendimentos entre 1 (um) e 50 (cinquenta) megawatts sem características de PCH, a aprovação dos estudos de inventário elaborados pela empresa também passam por processo de seleção, segundo os critérios definidos nas Resoluções Normativas nº 398/2001 e 393/1998. Sendo assim, mesmo para os casos em que a empresa esteja em processo de aprovação de inventário hidrelétrico, não há garantia de que lhe será dada preferência para exploração dos referidos potenciais, pois os próprios estudos de inventário também são objeto de seleção pela ANEEL, o que constitui risco adicional.

Assim, por se tratar de um processo competitivo entre empresas estatais e privadas, não se pode assegurar que teremos pleno êxito em obter as autorizações outorgadas pela ANEEL de todos os

proveitamentos de interesse, tendo em vista os fatores alheios ao nosso controle, dadas as regras aplicáveis às disputas pelos projetos. Caso não consigamos gerenciar com sucesso os riscos da competição por potenciais hidrelétricos, pode haver impactos em nossa capacidade de crescimento e nossos resultados.

Dificuldades em obter licenciamento ambiental podem nos sujeitar a um aumento significativo de custos que podem afetar adversamente nosso resultado.

Para o desenvolvimento e operação dos nossos projetos de geração de energia, é necessária a obtenção das seguintes licenças ambientais: (i) Licença Prévia, que atesta a viabilidade ambiental de um determinado empreendimento; (ii) Licença de Instalação, que autoriza a execução das obras; e (iii) Licença de Operação, que garante a geração de energia por meio da operação da usina. Como esse processo depende da gestão de terceiros e da aprovação dos órgãos ambientais, situações não conformes podem comprometer o processo de licenciamento ambiental dos projetos, acarretando atraso na obtenção das licenças, o que poderá comprometer o cronograma de implantação e operação dos projetos e, conseqüentemente, gerar prejuízos decorrentes de alterações no fluxo de caixa. Ademais, há casos nos quais, a qualquer momento do processo de licenciamento, podem ser estabelecidas exigências que inviabilizem economicamente os projetos.

Adicionalmente, as nossas licenças e autorizações emitidas podem expirar e não serem renovadas, comprometendo o prazo de implantação e exploração dos projetos. Tempestivamente, mesmo de posse de uma licença, podem haver questionamentos judiciais em relação ao processo de licenciamento ambiental que interrompam temporária ou definitivamente a implantação do empreendimento, causando atrasos ou mesmo interrupções dos nossos projetos de investimento, e portanto, poderiam comprometer nossos resultados.

O mercado de créditos de carbono ainda é incipiente e pode não se desenvolver de forma relevante.

A preocupação com o meio ambiente levou os países da Organização das Nações Unidas ("ONU") a assinarem um acordo que estipulasse controle sobre as intervenções humanas no clima. Este acordo nasceu em dezembro de 1999 com a assinatura do Protocolo de Kyoto. Em resumo, o Protocolo de Kyoto determina que países desenvolvidos signatários, reduzam suas emissões de gases de efeito estufa em 5,2%, em média, relativas ao ano de 1990, entre 2008 e 2012. Esse período é também conhecido como primeiro período de compromisso.

Para não comprometer as economias desses países, o protocolo estabeleceu que parte desta redução pode ser feita através da aquisição de créditos de carbono denominados Redução Certificada de Emissão. Tais créditos podem ser negociados, o que possibilita a criação dos chamados mercados de crédito de carbono.

Pretendemos nos beneficiar da comercialização dos citados créditos gerados pelos nossos projetos que forem aprovados pela ONU e também do mercado voluntário de carbono, para auferir uma fonte adicional de receita. O mercado de créditos de carbono caracteriza-se como um mercado volátil e dependente da situação econômica mundial, principalmente do desempenho dos países da Europa e Ásia, principais compradores destes créditos. Desta forma, as premissas utilizadas com relação a tal mercado podem não se verificar, dado que os preços desses créditos no mercado internacional podem se mostrar pouco atrativos, inviabilizando sua negociação.

Especificamente com relação aos projetos referentes às usinas cuja energia tenha sido vendida no âmbito do Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia ("Proinfa"), o Decreto 5.882/06 determina que os créditos de carbono gerados pelos empreendimentos desenvolvidos no âmbito deste programa serão de titularidade da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. ("Eletrobras").

Além disso, caso o mercado de créditos de carbono não se desenvolva ou se desenvolva de forma relevante e com preços pouco atrativos, poderemos deixar de auferir receitas adicionais geradas por meio da comercialização de tais créditos, o que pode ter um efeito adverso sobre nossos resultados. Ademais, podemos ser adversamente afetados caso os custos para certificação dos créditos sejam elevados e não sejam compensados pelas receitas geradas com a comercialização dos créditos de carbono.

A mudança climática e o efeito estufa podem ter um efeito adverso nas nossas atividades e mercados.

Existe um crescente consenso científico de que as emissões dos gases de efeito estufa estejam alterando a composição da atmosfera e afetando o clima global. Os riscos da mudança climática incluem um aumento da temperatura global e um aumento no nível dos oceanos bem como mudanças nas condições climáticas regionais relacionadas às alterações no regime hidrológico e dos ventos que afetarão o desempenho físico de nossos empreendimentos e, por consequência, a necessidade de dispêndio adicional de recursos para manutenção de nossas instalações, além da possibilidade de ocorrência de fenômenos meteorológicos extremos. Esses eventos meteorológicos

extremos podem causar, dentre outros fatores, relâmpago, *blade icing*, terremoto, tornado, vento extremo, tempestade severa, incêndios e outras condições meteorológicas desfavoráveis ou catástrofes naturais que podem danificar ou exigir o desligamento de nossas turbinas ou equipamentos, impedindo a nossa capacidade de manter e operar nossas usinas e diminuindo as receitas e os níveis de produção de eletricidade.

Ademais, as matérias-primas utilizadas para a produção de energia a base de biomassa, tal como a cana-de-açúcar, são afetadas pelas condições climáticas, qualidade do solo, aparecimento de doenças e ataques de parasitas. Elas também são suscetíveis a perdas decorrentes de condições hídricas extremas, como secas ou inundações. Se as condições de cultivo forem menos favoráveis do que o previsto, a quantidade e a qualidade produzida podem ser insuficientes para as necessidades de geração de energia e podemos ser forçados a pagar preços mais elevados pela aquisição da energia de biomassa, sem que tal aumento seja repassado ao nosso consumidor.

Assim, as mudanças climáticas podem ter um efeito material adverso em nossos resultados operacionais, na nossa condição financeira e na nossa liquidez se vierem a afetar as correntes de vento, níveis de precipitação da chuva, ou os fluxos dos rios nas localizações das nossas usinas.

Considerando o longo período entre o desenvolvimento e a entrada em operação de um projeto, poderemos enfrentar mudança do cenário econômico, aumento nas taxas de juros, variações cambiais e instabilidade política, o que pode afetar a nossa capacidade de concluir nossos projetos com sucesso.

A implantação de um projeto de geração de energia, desde seu desenvolvimento até sua operação, pode levar vários anos. Durante esse período, podem haver incertezas econômicas consideráveis, como desaquecimento econômico, aumento nas taxas de juros, variações cambiais e instabilidade política, que podem resultar em efeitos adversos nos custos de construção, na disponibilidade de mão de obra e materiais e de financiamentos, bem como em outros fatores que nos afetam e afetam o setor de energia como um todo.

Gastos significativos associados aos investimentos, em geral, não poderão ser reduzidos caso mudanças na economia causem uma redução nas receitas provenientes de nossas atividades. A demanda por novas usinas de geração de energia depende de expectativas de longo prazo em termos de crescimento econômico e crescimento do consumo de energia no País. Em particular, se a taxa de crescimento da economia diminuir ou se ocorrer recessão na economia, a viabilidade de nossos projetos e conseqüentemente nossa rentabilidade pode ser adversamente afetada.

h) com relação à regulação do setor de atuação da Companhia

Atuamos em um ambiente altamente regulado e poderemos ser afetados adversamente por medidas governamentais.

A implantação da nossa estratégia de crescimento e a condução de nossas atividades podem ser afetadas de forma adversa por ações governamentais, dentre as quais podem ser citadas:

- descontinuidade ou mudanças nos critérios para outorga de concessões e autorizações para exploração de potenciais hidrelétricos, eólicos, de biomassa e de outras fontes renováveis;
- descontinuidade ou mudanças nos critérios para emissão de licenças ambientais por parte do Governo Federal ou dos governos estaduais, conforme o caso;
- descontinuidade ou mudanças nos critérios para comercialização de energia elétrica no ACR ou no ACL, entre outras alterações de natureza regulatória;
- descontinuidade ou redução no desconto de 50% nas tarifas de transmissão e distribuição de energia gerada por fontes alternativas e comercializadas a Consumidores Livres e Consumidores Especiais;
- alteração das normas aplicáveis aos nossos negócios;
- alterações das regras ambientais, trabalhistas e tributárias; e
- alterações na regulamentação referente ao lucro presumido.

Adicionalmente, não podemos assegurar as ações que serão tomadas pelo Governo Federal ou pelos governos estaduais com relação ao desenvolvimento do sistema elétrico brasileiro, e em que medida tais ações poderão nos afetar adversamente.

A nossa atividade é regulamentada e supervisionada, principalmente, pelo Ministério de Minas e

Energia - MME pela ANEEL. O Governo Federal, por meio do MME, e a ANEEL têm, historicamente, exercido um grau substancial de influência sobre os nossos negócios, inclusive sobre as modalidades, os termos e as condições dos contratos de venda de energia que estamos autorizados a celebrar, bem como sobre os níveis de produção de energia.

Em 15 de março de 2004, foi aprovada a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, que alterou substancialmente as diretrizes até então vigentes e as regras aplicáveis à venda de energia elétrica no Brasil.

A constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico foi contestada perante o Supremo Tribunal Federal ("STF"), por meio de Ações Indiretas de Inconstitucionalidade. Em 11 de outubro de 2006, o STF inferiu as medidas cautelares das referidas ações, por sete votos a quatro, declarando que, em princípio, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não viola a Constituição Federal. No entanto, o mérito das referidas ações ainda não foi julgado. Caso a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico seja declarada inconstitucional, os agentes do setor elétrico, incluindo a Companhia, poderão ser adversamente afetados, dado que poderão ter que se submeter a um novo formato do setor a ser estabelecido, o que poderá resultar em condições adversas, afetando negativamente nossos resultados.

Recentemente, foi editada a Lei nº 12.783, publicada em 14/01/2013, objeto da conversão da Medida Provisória nº 579/2012, disciplinando a prorrogação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. No que se refere a geração, as concessões vincendas representavam 20% (vinte por cento) do parque gerador brasileiro, sendo que as concessionárias optantes pela prorrogação tiveram que antecipar o termo final de suas concessões, aceitar uma nova remuneração, e ter sua produção submetida ao regime de cōtas alocadas para as distribuidoras. A nova receita das geradoras com concessões prorrogadas (RAG - Receita Anual de Geração) passou a cobrir apenas os custos de operação e manutenção, adicionados de uma margem de lucro a ser calculada, já que se considerou que os ativos estavam totalmente depreciados ou foram indenizados pela parcela não depreciada por ocasião da prorrogação, o que ocasionou um impacto significativo no valor da sua remuneração. Assim, da mesma forma como foi feito para as concessões, não há como antecipar quais condições e contrapartidas serão exigidas ao solicitar eventuais prorrogações e renovações de nossas outorgas.

Além disso, qualquer alteração na legislação ou na regulamentação relativas ao setor elétrico brasileiro poderá impor um ônus relevante sobre nossas atividades e causar um efeito adverso sobre nós. Ademais, reformas futuras na legislação e na regulamentação do setor elétrico brasileiro e seus efeitos sobre nós são difíceis de prever. Na medida em que não formos capazes de repassar aos clientes os custos decorrentes da edição de novas legislações e regulamentos, nossos resultados operacionais podem ser adversamente afetados.

A resolução nº 3 do CNPE de 06 de março de 2013 determina que também as geradoras arquem com parcela do pagamento do custo de despacho de usinas termelétricas por meio de encargos de serviços de sistema. O impacto que a resolução pode vir a causar ainda está em análise, tendo em vista que não há regulamentação definitiva sobre o assunto. No entanto, caso a ANEEL venha de fato a determinar a cobrança do referido custo, poderá impactar negativamente o faturamento das geradoras, uma vez que as geradoras conseguirão repassar os custos em questão.

O Poder Concedente possui discricionariedade para determinar alterações unilaterais nos termos e condições aplicáveis às autorizações para exploração de centrais hidrelétricas, termelétricas e eólicas, de modo que estamos sujeitos a aumentos imprevistos em nossos custos ou diminuição da nossa receita projetada e caso não tenhamos capacidade de cumprir com as novas condições impostas, poderemos ser penalizados.

As autorizações para exploração de centrais hidrelétricas, termelétricas e eólicas são outorgadas pela União Federal. Atualmente, essas autorizações concedem o direito de exploração de potenciais hidráulicos, eólico e biomassa por prazo determinado, limitado a até 35 anos, com a possibilidade de prorrogação sob determinadas condições, bem como estabelecem direitos e obrigações do autorizatário, incluindo, entre outros, o dever de o beneficiário observar os prazos para a execução das obras e implantação das usinas, incluindo a realização dos estudos ambientais, obtenção das licenças ambientais, construção e operação das usinas. Porém, as autorizações são outorgadas a título precário não oneroso, ou seja, nossas autorizações podem ser revogadas a qualquer tempo pela autoridade competente quando o interesse público assim o exigir.

Em caso de descumprimento de qualquer disposição legal ou regulamentar decorrente da exploração das usinas autorizadas, tais como (i) se deixarmos de prestar serviços por mais de 30 dias consecutivos, não tendo apresentado uma alternativa aceitável pela ANEEL e pelo ONS ou, ainda, (ii) se tivermos decretada nossa falência ou dissolução, a ANEEL poderá nos impor penalidades que variam de acordo com a gravidade do descumprimento e vão desde advertências

até a imposição de multas ou mesmo extinção de nossas autorizações.

Além disso, a autorização estabelece a obrigação de o autorizatário se sujeitar à fiscalização da ANEEL, pagando taxa por tal fiscalização e outros possíveis encargos setoriais definidos em regulamentação específica, além de se sujeitar a regulamentações futuras da ANEEL e de autoridades responsáveis pelos licenciamentos ambientais. Estas características do ato de outorga são determinadas com algum nível de discricionariedade pelo Poder Concedente e este pode alterar unilateralmente custos de fiscalização, regras para comercialização futura da energia elétrica, aplicação de custos e encargos, bem como, despesas relacionadas a temas ambientais, entre outros.

A extinção antes do prazo final de quaisquer de nossas autorizações, bem como a imposição de multas ou quaisquer outras penalidades pela ANEEL poderão nos causar um efeito adverso.

Podemos ser afetados de maneira adversa em caso de revogação dos incentivos fiscais atualmente concedidos pelas autoridades públicas competentes.

Somos beneficiários de incentivos fiscais concedidos, como isenção de ICMS na compra de equipamentos eólicos, isenção de PIS e COFINS, entre outros. Os referidos incentivos podem ser revogados, ter sua vigência suspensa ou ser contestados judicialmente. Eventual revogação, suspensão ou questionamento pode implicar a perda dos referidos incentivos, afetando de maneira adversa a nossa situação financeira.

i) com relação a países estrangeiros onde a Companhia atua

Não aplicável, uma vez que não desenvolvemos atividades operacionais no exterior.

A implantação de nossos projetos depende, em grande parte, do fornecimento de equipamentos e serviços que contratamos junto a terceiros altamente especializados, tais como serviços de engenharia relacionados à construção de empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica. Assim, celebramos e celebraremos contratos de fornecimento de equipamento, de prestação de serviços de desenvolvimento, construção, operação e manutenção de nossas centrais geradoras de energia elétrica com diversos prestadores de serviços.

A incapacidade ou indisposição desses terceiros em fornecer equipamentos ou prestar os serviços contratados com a qualidade prevista em contrato, poderá: (i) acarretar no inadimplemento de nossas obrigações previstas nas autorizações concedidas pela ANEEL, (ii) colocar em risco a preservação das nossas centrais geradoras, (iii) reduzir temporariamente a disponibilidade/capacidade de geração de energia elétrica das nossas usinas, conseqüentemente, sujeitando-nos a menor receita de vendas e ao pagamento de multas e penalidades previstas em nossos contratos de longo prazo de compra e venda de energia elétrica, bem como na regulamentação do setor elétrico, causando um efeito adverso sobre nós. Igualmente, impactos adversos sofridos por nossos fornecedores podem afetar de forma determinante a qualidade ou tempo de entrega dos equipamentos ou serviços contratados e, conseqüentemente, podem levar a um impacto no resultado de nossos projetos.

Ademais, poderemos ser considerados solidariamente responsáveis por obrigações trabalhistas e previdenciárias não devidamente quitadas pelos prestadores de serviços terceirizados, o que poderá gerar um efeito adverso relevante em nossa situação financeira e nossos resultados. Finalmente, conforme a regulamentação civil ambiental, poderemos ser considerados solidariamente e objetivamente responsáveis por quaisquer danos ambientais em decorrência das atividades realizadas pelos prestadores de serviços terceirizados, o que também poderá gerar um efeito adverso relevante em nossa situação financeira e nossos resultados.

j) com relação aos clientes da Companhia

Estamos sujeitos ao risco de inadimplência de nossos clientes, o que pode impactar negativamente a nossa situação financeira e o nosso resultado.

Em nossos projetos de investimento celebramos diversos contratos com compradores da energia. Não podemos garantir que as contrapartes honrarão tais contratos. No caso de descumprimento dos termos dos contratos por algum cliente, podemos ter nossas operações comprometidas e conseqüentemente sofrer um impacto negativo em nossa situação financeira e nossos resultados.

Além disso, como as vendas de energia elétrica no ACL não dispõem de garantias de pagamento semelhantes às observadas nos contratos decorrentes dos leilões de compra e venda de energia, a eventual inadimplência de nossos clientes poderá resultar em contingências e eventuais dificuldades de recuperação de nossos créditos. Como nossos contratos de venda são de longo prazo, não podemos garantir que a qualidade do crédito do comprador continuará a mesma e que o mesmo honrará o contrato durante toda a sua vigência. Uma eventual elevação no nível de

inadimplência dos nossos clientes poderá gerar um efeito adverso relevante em nossa situação financeira e comprometer nossos resultados. No mercado Spot, a modalidade de contratação é registro contra pagamento. Já nos contratos ACL de longo prazo, há diversas modalidades de garantia praticadas entre os agentes, tais como seguro garantia e carta de fiança bancária, que cobrem, em geral, o valor equivalente e três faturamentos mensais.

k) com relação ao setor de atuação da Companhia

O aumento na demanda por energia elétrica no Brasil e o crescimento do setor de energias renováveis poderão não se confirmar ou ser inferiores às nossas estimativas ou poderão ser supridos por outros projetos de geração de energia elétrica.

Nossos investimentos em novos projetos de geração de energia elétrica foram baseados na expectativa de aumento da demanda por energia elétrica nos próximos anos e no potencial estimado de crescimento do setor de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Esse aumento da demanda e crescimento do setor de energias renováveis em relação ao setor de geração de energia elétrica em geral poderão não ocorrer ou ser inferiores ao inicialmente estimado.

A demanda por energia incentivada conta com um mercado no ambiente livre, representada pelos consumidores com demanda contratada entre 500kW e 3.000kW. Qualquer alteração nesses limites pode impactar negativamente o avanço no desenvolvimento de alternativas energéticas, em especial para aquelas que visam o ACL. Esta pode ser negativamente afetada pelo avanço no desenvolvimento de alternativas energéticas que poderão reduzir significativamente o consumo de energias renováveis. Quaisquer avanços na tecnologia que exijam investimentos significativos para manter a nossa competitividade ou que de outra forma reduza a demanda por energias renováveis poderá ter um efeito material adverso sobre nossos negócios e desempenho financeiro.

Além disso, o aumento da demanda, independentemente de ser aderente ou não ao valor projetado, poderá ser atendido por outros projetos de geração de energia elétrica, tais como geração térmica a partir de fontes não renováveis, grandes hidrelétricas, dentre outros, que já estejam em operação ou venham a entrar em operação no futuro. Tal hipótese depende do direcionamento fornecido pelo órgão planejador do SIN (EPE/MME) quanto à expansão e diversificação das fontes energéticas que poderão ser exploradas. Nesse caso, nós teremos dificuldades para comercializar energia de nossos projetos, limitando nossa capacidade de crescimento e gerando um efeito adverso sobre nossa situação financeira e nossos resultados. O Plano Decenal de Expansão Energética (PDE/2022) mantém uma significativa participação das fontes renováveis na matriz elétrica, entretanto, ressalta a importância da expansão do parque gerador através de termelétricas, em especial a gás natural.

A tudo isso, soma-se o fato de que nossas autorizações para geração de energia elétrica nos submetem ao regime de produção independente de energia elétrica, o qual, por definição legal e regulamentar, obriga-nos a comercializar a energia que geramos por nossa conta e risco, ou seja, sem qualquer garantia de mercado consumidor para a energia elétrica. Consequentemente, caso não sejamos capazes de comercializar a totalidade da energia gerada, teremos que liquidar a quantidade não contratada aos valores de PLD, o que pode ocasionar uma redução de nossa receita estimada, gerando um efeito adverso em nossa situação financeira e em nossos resultados.

Movimentos populares, em especial os de natureza reivindicatória, poderão afetar os custos de construção de nossas usinas, bem como comprometer a sua operação normal, afetando a nossa rentabilidade.

Movimentos populares tais como o Movimento dos Atingidos por Barragens, o Movimento dos Trabalhadores Rurais Sem Terras e movimentos ambientalistas ou de defesa de populações indígenas, além de Organizações Não Governamentais, são ativos no País e muitas vezes posicionam-se contrariamente à construção de usinas ou organizam as populações atingidas pela construção de usinas para fazer reivindicações. A invasão e ocupação de obras de usinas ou mesmo de usinas em operação por tais movimentos sociais não é uma prática incomum e, em certas áreas, inclusive aquelas em que provavelmente venhamos a investir, as usinas não dispõem de proteção policial. Consequentemente, não podemos garantir que nossas usinas não ficarão sujeitas a invasões, ocupações ou solicitações por grupos do gênero, o que poderá aumentar os custos dos nossos projetos e afetar adversamente nossos resultados. Ademais, ainda que tenhamos obtido as licenças ambientais necessárias, a implantação de nossos projetos pode ser alvo de questionamento judicial, o que poderá atrasar de forma considerável o cronograma de implantação ou, ainda, inviabilizar nosso empreendimento.

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.

Temos como prática a análise constante dos riscos aos quais estamos expostos e que possam afetar nossos negócios, nossa situação financeira e os resultados de nossas operações de forma adversa. Estamos constantemente monitorando mudanças no cenário macroeconômico e setorial que possam influenciar nossas atividades, através do acompanhamento dos principais indicadores de performance. Atualmente, não identificamos cenários de aumento ou redução em nossa exposição aos riscos mencionados no item 4.1 e, especificamente em relação aos riscos com relação aos nossos fornecedores, acreditamos possuir grau de controle razoável sobre nossos fornecedores, tanto no monitoramento da execução dos nossos contratos com tais fornecedores, quanto em relação à nossa capacidade de prontamente contratarmos novos fornecedores e prestadores de serviços, visando a evitar qualquer tipo de efeito adverso em nossas atividades, além de adotarmos política de foco contínuo na disciplina financeira e na gestão conservadora de caixa.

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:

Em 31 de dezembro de 2013, éramos parte passiva e ativa em processos judiciais de natureza cível, trabalhista, ambiental e tributária e parte passiva em procedimentos administrativos de natureza trabalhista, tributária, previdenciária e ambiental envolvendo valor de causa total atualizado de R\$ 218.215.062,16. Deste montante, constituímos uma provisão contábil atualizada no valor de R\$ 26.690 mil relativos aos processos cujas possibilidades de perda e de saídas de recursos foram consideradas prováveis pela administração da Companhia. Foram avaliados como perda possível processos que representam o valor de causa atualizado de R\$ 160.910 mil e como perda remota, processos que representam o valor de causa atualizado de R\$ 51.847.680,57, para os quais não foram constituídas provisões contábeis.

Nossas provisões são registradas com base na posição de nossos advogados externos e na análise individual de cada contingência e compostas pelos seguintes elementos: (i) contingências passivas, cuja perda é considerada como provável por nossos advogados externos; e (ii) contingências passivas relacionadas a sociedades que adquirimos, cuja perda é considerada como provável.

Todas as ações que, isoladamente ou em conjunto, se decididas de maneira desfavorável a nós, causariam um efeito material adverso sobre a nossa situação financeira ou sobre os nossos resultados operacionais estão descritas abaixo. O critério de relevância que adotamos para a apresentação individual de ações relevantes correspondente a 5% do total do nosso patrimônio líquido. Desta forma, as ações ou procedimento que individualmente não atingiram o critério de relevância não foram descritas abaixo, exceto aquelas que julgamos relevantes em razão de sua matéria.

A composição das contingências é conforme segue:

	Provisionado	Possível
	(em milhares de reais)	
Cíveis (ii) e (v)	2193	81.255
Trabalhistas (iii)	512	2.904
Tributárias (iv)	-	76.754
Outros passivos contingentes (i)	23.985	-
Total	26.690	160.913

(i) Contingências oriundas de combinações de negócios

A Companhia reconheceu o montante de R\$35.000,00 decorrentes de riscos trabalhistas, tributários e cíveis e quando da aquisição da Jantus e BVP reconheceu o montante de R\$23.950.000,00, decorrentes de passivos contingentes avaliados aos seus valores justos na combinação de negócios. A Companhia também reconheceu o ativo indenizável pelo montante equivalente ao passivo, conforme condições contratuais. Podemos vir a ser demandados no futuro, incluindo, sem limitação, por terceiros, funcionários (próprios ou disponibilizados por prestadores de serviços) e, inclusive, por órgãos do âmbito federal, estadual ou municipal em face de operações e procedimentos realizados pelas empresas adquiridas. Contudo, ainda que essas demandas sejam instauradas contra nós, existe a previsão de ressarcimento e de responsabilidade por parte dos acionistas vendedores das empresas adquiridas, nos termos do contrato de aquisição firmado.

(ii) Contingências Cíveis

Em 31 de dezembro de 2013, éramos **parte passiva e ativa** em 59 processos judiciais de natureza cível e 01 procedimento arbitral, no valor de causa total atualizado de R\$ 87.275.339,86. De acordo com a opinião de nossos advogados externos constituímos uma provisão contábil no valor de R\$ 2.177.924,63 para perdas prováveis, visto que essa é a expectativa de saídas de recursos para os referidos processos; R\$ 80.543.258,46 foram avaliados como perda possível e R\$ 5.007.796,70 como perda remota, para os quais não foi constituída provisão contábil.

Os nossos processos cíveis em andamento versam, em geral, sobre pedidos de indenização em razão de eventuais impactos decorrentes da construção dos empreendimentos.

Não há processos cíveis que consideramos relevantes em que nós e/ou nossas controladas sejamos parte.

(iii) Contingências Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2013, éramos **parte passiva** em 132 reclamações trabalhistas e em 76 autos de infração lavrados pelo Ministério do Trabalho e Emprego, no valor de causa total atualizado de R\$ 6.993.467,15. De acordo com a opinião de nossos advogados externos, foi constituída uma provisão contábil atualizada no valor de R\$ 511.939,07 para perdas prováveis, que é a expectativa de saídas de recursos para o referido montante; R\$ 2.904.297,12 foram avaliados como perda possível e R\$ 571.635,86 como perda remota, para os quais não foram constituídas provisões contábeis.

Os nossos processos trabalhistas em andamento versam, em geral, sobre responsabilidade subsidiária decorrentes da contratação de prestadores de serviços para construção de nossos empreendimentos.

(iv) Contingências Tributárias

Em 31 de dezembro de 2013, éramos **parte passiva** em 02 processos judiciais e em 12 autos de infração de natureza fiscal-tributária, no valor de causa total atualizado de R\$ 97.938.628,08. De acordo com a opinião de nossos advogados externos, deste montante, nenhum processo representa uma possibilidade de perda provável, razão pela qual não foi constituída provisão contábil; R\$ 76.754.415,91 foram avaliados como perda possível e R\$ 21.184.212,17 como perda remota, para os quais também não foram constituídas provisões contábeis. Nossos processos tributários em andamento versam exclusivamente sobre o recolhimento de Imposto Sobre Serviços ("ISS").

As ações judiciais individualmente considerados e pendentes, que se decididos de maneira desfavorável a nós causariam efeito adverso relevante sobre nossas atividades, nossa situação financeira ou resultados operacionais foram listados abaixo:

Ação Anulatória de Débito Fiscal (Autos nº 4160-13.2012.8.06.0032)	
a) Juízo	Vara Única da Comarca de Amontada/CE.
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	01.01.2012
d) Partes no processo	Eólica Icarazinho Geração e Comercialização de Energia S.A e Município de Amontada.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 18.000.000,00
f) Principais fatos	Trata-se de Ação Anulatória de Débito Fiscal objetivando anular a inscrição do débito no valor de R\$ 17.144.792,55. Antecipação de tutela concedida mediante suspensão da exigibilidade do crédito em andamento na execução fiscal nº. 3996-48.2012.8.06.0032.
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	A perda do processo em questão implicará no pagamento de valores envolvidos.
i) Valor provisionado	Não há.

Ação Anulatória de Débito Fiscal (Autos nº 5965-65.2012.8.06.0140)	
a) Juízo	Vara Única da Comarca de Paracuru/CE.
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	24.10.2012
d) Partes no processo	Eólica Paracuru Geração e Comercialização de Energia S.A. e Município de Paracuru.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 2.524.657,46

f) Principais fatos	Trata-se de Ação Anulatória de Débito Fiscal objetivando anular a inscrição do débito no valor de R\$ 2.524.657,46 na dívida ativa do Município. O Juiz negou a antecipação de tutela para manifestar-se sobre a liminar após formado o contraditório.
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	A perda do processo em questão implicará no pagamento dos valores envolvidos.
i) Valor provisionado	Não há.

Ação Anulatória de Débito Fiscal (Autos nº 10645-75.2012.8.06.0049)	
a) Juízo	Vara Única da Comarca de Beberibe/CE – Tribunal de Justiça do Estado do Ceará.
b) Instância	2ª Instância
c) Data de instauração	10.12.2012
d) Partes no processo	SIIF Cinco Geração e Comercialização de Energia S.A. e Município de Beberibe.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 4.039.419,62
f) Principais fatos	Trata-se de Ação Anulatória de Débito Fiscal objetivando anular a inscrição do débito no valor de R\$ 4.039.419,62 na dívida ativa do Município. Pedido liminar negado. Decisão interlocutória agravada. Aguardando apreciação do pedido da liminar.
g) Chance de perda	Remota.
h) Análise do impacto em caso de perda	A perda do processo em questão implicará no pagamento dos valores envolvidos.
i) Valor provisionado	Não há.

Execução Fiscal (Autos nº 10552-15.2012.8.06.0049)	
a) Juízo	Vara Única da Comarca de Beberibe/CE.
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	07.11.2012
d) Partes no processo	SIIF Cinco Geração e Comercialização de Energia S.A. e Município de Beberibe.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 4.039.419,62
f) Principais fatos	Trata-se de Execução Fiscal objetivando a cobrança do débito no valor de R\$ 4.039.419,62 inscrito na dívida ativa do município. Apresentada Exceção de Pré Executividade com objetivo de obstar o andamento da Execução Fiscal em decorrência dos vários vícios formais e materiais que antecederam a inscrição do débito. Processo concluso com o Juiz.
g) Chance de perda	Remota.
h) Análise do impacto em caso de perda	A perda do processo em questão implicará no pagamento dos valores envolvidos.
i) Valor provisionado	Não há.

Execução Fiscal (Autos nº 3996-48.2012.8.06.0032)	
a) Juízo	Vara Única da Comarca de Amontada/CE.
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	14.12.2012
d) Partes no processo	Eólica Icaraizinho Geração e Comercialização de Energia S.A. e Município de Beberibe.
e) Valores, bens ou direitos	R\$ 17.144.792,55

envolvidos	
f) Principais fatos	Trata-se de Execução Fiscal objetivando a cobrança do débito no valor de R\$ 17.144.792,55 inscrito na dívida ativa do município. Apresentada Exceção de Pré Executividade com objetivo de obstar o andamento da Execução Fiscal em decorrência dos varios vícios formais e materiais que antecederam a inscrição do débito. Execução fiscal encontra-se suspensa em decorrência do despacho proferido na ação anulatória de nº. 4160-13.2012.8.06.0032.
G) Chance de perda	Remota.
h) Análise do impacto em caso de perda	A perda do processo em questão implicará no pagamento dos valores envolvidos.
i) Valor provisionado	Não há.

(v) Contingências Ambientais

Em 31 de dezembro de 2013, éramos **parte passiva** em 10 processos judiciais e 25 processos administrativos de natureza ambiental, no valor da causa total atualizado de R\$ 936.662,05. De acordo com a opinião de nossos advogados externos, deste montante, R\$ 15.152,87 foram avaliados com possibilidade de perda provável que é a expectativa de saídas de recursos para o referido montante; R\$ 711.743,13 foram avaliados como perda possível e R\$ 220.326,92 foram avaliados como perda remota, para os quais não foi constituída provisão.

As ações judiciais individualmente considerados e pendentes, que se decididos de maneira desfavorável a nós causariam efeito adverso relevante sobre nossas atividades, nossa situação financeira ou resultados operacionais foram listados abaixo:

Ação Popular Ambiental com Pedido de Liminar (Autos nº 2009.72.02.003468-2)	
a) Juízo	Tribunal Federal da 4ª Região
b) Instância	2ª Instância
c) Data de instauração	26.11.2009
d) Partes no processo	Luís Carlos Crema; Gerson João Zancanaro; Neimar Antônio Araldi e SPE Arvoredo Energia S.A. e outros.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$100.000,00
f) Principais fatos	Trata-se de Ação Popular visando tornar nulas as licenças ambientais e as autorizações da ANEEL concedidas à PCH Arvoredo, bem como, reparação de dano ambiental decorrente da restrição de acesso à água por parte de 30 famílias, em razão do alagamento do reservatório. A Ação foi julgada parcialmente procedente apenas para declarar a omissão do EIA/RIMA do empreendimento em relação ao poço artesiano e a necessidade de adoção de medidas alternativas pela empresa. Houve apresentação de recurso contra a sentença e apresentação de contrarrazões e recurso adesivo pela SPE Arvoredo ao recurso de apelação do autor e protocolo de recurso adesivo pela SPE Arvoredo. Aguardando inclusão em pauta de julgamento.
g) Chance de perda	Remota.
h) Análise do impacto em caso de perda	A perda do processo poderá implicar na anulação do licenciamento do empreendimento e consequente paralisação do mesmo.
i) Valor provisionado	Não há.

Ação Civil Pública (Autos nº 0002324-10.2009.4.05.8103)	
a) Juízo	18º Vara Federal da Comarca de Sobral/CE -
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	19.10.2009
d) Partes no processo	Ministério Público Federal e Eólica Formosa Geração e Comercialização de Energia S.A.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Inestimável
f) Principais fatos	Paralisação e remoção dos Aerogeradores 01 e 46, supostamente, construídos em terreno de marinha, além de indenização decorrente de conduta ilícita praticada. Liminar deferida em favor do MPF, revogada, posteriormente, pelo TRF5. Atualmente o processo encontra-se aguardando a conclusão dos serviços periciais solicitados tanto pela Parte Autora, como pelo MPF.
g) Chance de perda	Remota.
h) Análise do impacto em caso de perda	A perda do processo em questão implicará na remoção dos Aerogeradores 01 e 46, além do pagamento de indenização.
i) Valor provisionado	Não há.

Ação Cautelar (Autos nº 1208-91.2008.8.06.0035)	
a) Juízo	Tribunal Regional Federal da 5ª Região.
b) Instância	2ª Instância
c) Data de instauração	5.6.2008
d) Partes no processo	Ministério Público Estadual e Bons Ventos Geradora de Energia S/A.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Inestimável
f) Principais fatos	Suspensão das obras de implantação dos Parques Eólicos localizados no município de Aracati/CE; anulação das licenças ambientais concedidas pela SEMACE para a instalação dos parques eólicos em implantação no município de Aracati/CE. Liminar negada ao MPE. Processo aguarda o julgamento do recurso impetrado pelo MPE contra o despacho que negou a concessão de liminar.
g) Chance de perda	Remota.
h) Análise do impacto em caso de perda	A perda do processo poderá implicar na anulação do licenciamento do empreendimento e consequente paralisação do mesmo.
i) Valor provisionado	Não há.

Ação Civil Pública (Autos nº 0000177-80.2010.4.05.8101)	
a) Juízo	15ª Vara Federal da Subseção Judiciária de Limoeiro do Norte/CE.
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	2.3.2010
d) Partes no processo	Ministério Público Federal e Bons Ventos Geradora de Energia S/A.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Inestimável
f) Principais fatos	Suspensão das obras de implantação dos Parques

	<p>Eólicos localizados no município de Aracati/CE; anulação das licenças ambientais concedidas pela SEMACE para a instalação dos parques eólicos localizados naquele Aracati/CE.</p> <p>Através da sentença datada de 06/03/2012, o Juízo do feito determinou a extinção do processo sem resolução do mérito com relação à ré Bons Ventos, dessa feita, a referida empresa fora excluída da demanda. Aguarda-se trânsito em julgado dessa decisão.</p>
g) Chance de perda	Remota.
h) Análise do impacto em caso de perda	A perda do processo poderá implicar na anulação do licenciamento do empreendimento e consequente paralisação do mesmo.
i) Valor provisionado	Não há.

Ação Civil Pública (Autos nº 0006806-44.2008.4.05.8100)	
a) Juízo	Tribunal Regional Federal da 5ª Região.
b) Instância	2ª Instância
c) Data de instauração	21.5.2008
d) Partes no processo	Ministério Público Federal Bons Ventos Geradora de Energia S/A.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	<i>Inestimável</i>
f) Principais fatos	<p>Anulação de licenciamento ambiental do Parque Eólico "Taíba Albatroz", localizado no município de São Gonçalo do Amarante/CE.</p> <p>O Juízo competente julgou totalmente improcedente o pedido do Ministério Público Federal. O MPF interpôs recurso de apelação contra a sentença, aguarda-se o julgamento do recurso.</p> <p>Autos aguardando baixa após julgamento de Recurso Especial e Extraordinário favorável à Bons Ventos.</p>
g) Chance de perda	Remota.
h) Análise do impacto em caso de perda	A perda do processo poderá implicar na anulação do licenciamento do empreendimento e consequente paralisação do mesmo.
i) Valor provisionado	Não há.

Ação Civil Pública (Autos nº 0000396-30.2009.4.05.8101)	
a) Juízo	Tribunal Regional Federal da 5ª Região.
b) Instância	2ª Instância
c) Data de instauração	21.9.2009
d) Partes no processo	Ministério Público Estadual, Ministério Público Federal e Bons Ventos Geradora de Energia S/A.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	<i>Inestimável</i>
f) Principais fatos	<p>Paralisação das obras dos Parques Eólicos situados no município de Aracati/CE e revogação das licenças ambientais concedidas pela SEMACE.</p> <p>O Juízo competente negou o pedido de tutela antecipada do Ministério Público Federal, garantindo a continuidade das obras dos Parques Eólicos. O MPF interpôs agravo de instrumento, o qual foi negado provimento. Após o regular seguimento do feito, a União foi intimada para esclarecer seu interesse na lide. Do outro lado, as</p>

	Partes foram intimadas para apresentação de provas que entenderem necessárias. Aguarda-se apreciação da eventual manifestação da União e do pedido de provas.
g) Chance de perda	Remota.
h) Análise do impacto em caso de perda	A perda do processo poderá implicar na anulação do licenciamento do empreendimento e consequente paralisação do mesmo.
i) Valor provisionado	Não há.

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 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.

Não há processos sigilosos relevantes em que nós ou nossas controladas sejamos partes e que não tenham sido divulgados nos itens 4.3 e 4.4 acima.

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:

ÁREA RESPONSÁVEL: JURÍDICO

Em 31 de dezembro de 2013, éramos parte em 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, conforme abaixo:

Nós figuramos como parte em ações de natureza fiscal, consideradas repetitivas ou conexas e não sigilosas relevantes.

Tributário	
Valor envolvido atualizado	R\$ 101.318.492,99
Valor provisionado	Não há provisão.
Práticas do emissor ou de controlada que causaram respectiva contingência:	Cobrança de ISS devido pela construção de parques eólicos

4.7 Descrever outras contingências relevantes não abrangidas pelos itens anteriores.

Não há outras contingências relevantes não abrangidas pelos itens anteriores desta Seção 4 do Formulário de Referência.

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. 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.

No curso normal de nossos negócios, a Companhia está exposta a diversos riscos de mercado que são inerentes às suas atividades. A maneira como identificamos e gerimos de forma adequada e eficaz esses riscos é crucial para a nossa lucratividade.

Os principais aspectos que representam risco para a Companhia são: (i) preços de energia elétrica, que afetam nossas receitas; (ii) taxas de juros da economia, que afetam o custo de capital e a atratividade dos investimentos e; (iii) taxas de inflação que normalmente indexam nossas receitas e nossos custos operacionais. A Companhia não realiza projetos no exterior ou transações relevantes atreladas a moedas estrangeiras, porém riscos cambiais e condições internacionais do mercado podem afetar a Companhia indiretamente.

Quanto aos principais riscos, eles podem nos afetar da seguinte maneira:

Variações nos preços de energia elétrica podem afetar nossas receitas.

Atuamos em um mercado de comercialização de energia denominado "incentivado", oriundo de geração através de fontes alternativas ou renováveis, produzida através de Pequenas Centrais Hidrelétricas, Usinas Eólicas e ainda Usinas Térmicas movidas a Biomassa e com possibilidade de comercialização (i) no mercado livre, junto a uma classe de consumidores classificados como especiais face a incentivos regulatórios que lhes garante redução de encargos setoriais ou (ii) em leilões regulados pela ANEEL.

Possuímos a totalidade da nossa energia comercializada através de contratos com 17 anos de duração média, ao preço por MWh médio de R\$ 211,14 em 31 de dezembro de 2013 reajustado anualmente pelo IPCA ou IGP-M. A energia originada pela expansão da nossa potência instalada através do desenvolvimento de novos projetos e da desconstrução da energia atualmente presente nos contratos de longo prazo demandará uma estratégia de comercialização em novos leilões regulados ou ainda no mercado livre.

A volatilidade das taxas de juros afeta nosso custo de capital e atividades de investimento.

As altas taxas de juros têm afetado adversamente a economia brasileira e podem afetar negativamente nossos negócios. Durante o ano de 2002, o Banco Central aumentou a taxa de juros base do Brasil, de 19% ao ano para 25% ao ano, como resultado da crescente crise econômica da Argentina, um dos maiores parceiros comerciais do Brasil, como também do menor nível de crescimento da economia dos EUA e da incerteza econômica causada pelas eleições presidenciais brasileiras, dentre outros fatores. Durante o ano de 2003, o Banco Central reduziu a taxa de juros base do Brasil de 25,5% ao ano para 16,5% ao ano, refletindo um período favorável e taxas de inflação em linha com a política de metas de inflação do Banco Central. De forma geral, a taxa de juros de curto prazo do Brasil, em decorrência da determinação pelo Banco Central das taxas de juros de curto prazo, foi mantida em altos níveis nos últimos anos. Em 31 de dezembro de 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011 e 2012 as taxas de juros de curto prazo foram 18,00%, 13,25%, 11,25%, 13,75%, 8,75%, 10,75%, 11,00% e 7,25% ao ano, respectivamente. Em 31 de dezembro de 2013 e 27 de fevereiro de 2014, data em que a taxa de juros foi revisada pelo Banco Central, a taxa de juros de curto prazo era de 10,00% e 10,75% ao ano, respectivamente. Em 31 de dezembro de 2013, possuíamos contratos de empréstimos e financiamentos e debêntures que somavam, respectivamente, R\$ 4.764,6 milhões, com encargos atrelados à Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP e a uma taxa de juros fixa ao ano (*spread*). Aumentos na taxa básica de juros de curto prazo do Brasil podem impactar adversamente nossa capacidade de obter financiamentos no futuro a valores atrativos, reduzindo o retorno esperado de investimentos futuros.

Taxas de juros reais elevadas, se mantidas por um período relevante de tempo, tendem a inibir o crescimento econômico e em consequência a demanda agregada. Uma redução do nível de atividade tende a reduzir o consumo industrial de energia elétrica tendo potencial de afetar, no longo prazo, os preços de venda de energia elétrica. Neste contexto, futuros investimentos da Companhia em usinas de geração de energia elétrica que, devido ao seu estágio inicial, ainda não tenham tido sua energia futura vendida em contratos de longo prazo podem obter preço de venda de sua produção futura inferior ao atualmente esperado reduzindo o retorno esperado de investimentos futuros.

Adicionalmente, a Companhia tem como estratégia realizar operações de dívidas no mercado bancário brasileiro para aproveitar eventuais espaços de refinanciamento de seus projetos, os quais usualmente são lastreados a taxas de juros de curto prazo. Em caso de taxas de juros elevadas, os custos de nossas dívidas aumentarão, afetando nossos resultados adversamente.

Análise de sensibilidade do risco de taxa de juros

Em conformidade à instrução CVM Nº 475, de 17 de dezembro de 2008, a Companhia realizou uma análise em seus instrumentos financeiros, com objetivo de ilustrar sua sensibilidade a mudanças em variáveis de mercado.

Segue na tabela abaixo a projeção dos efeitos decorrentes de três cenários distintos em relação à sensibilidade de alterações nas taxas de juros no custo de capital da Companhia, as suposições para um são: (i) a manutenção dosda exposição dos instrumentos financeiros indexados a taxa de juros variáveis de 31 de dezembro de 2013 e que os respectivos indexadores anuais apurados na data base de 31 de dezembro de 2013 permaneçam estáveis (CDI em 9,77% ao ano, TJLP em 5,0% ao ano, IGPM em 5,53% ao ano e TR em 0,19% ao ano); (ii) elevação dos índices atuais em 25%; e (iii) elevação dos índices atuais em 50%. O cenário "(1)" é o que reflete melhor a expectativa da Administração para os possíveis impactos das transações descritas.

Instrumentos	Indexador	Exposição	Consolidado		
			Cenário I	Elevação de índice em 25%	Elevação de índice em 50%
<u>Ativo Financeiro</u>					
Aplicação CDB/Debêntures/Títulos Públicos	CDI	92.869	8.748	10.935	13.122
Títulos e Valores Mobiliários	TR	952	2	3	3
Aplicação Fundos*	CDI	737.923	72.417	90.521	108.626
		831.744	81.167	101.459	121.751
<u>Passivo Financeiro</u>					
Empréstimos e Financiam. BNDES e FDNE	TJLP+1,73%	(3.105.316)	(209.076)	(247.892)	(286.709)
Empréstimos e Financiam. NIB	IGPM+8,63%	(79.754)	(11.290)	(12.391)	(13.493)
Empréstimos e Financiam. FNE	PRÉ 9,95%	(312.417)	(31.091)	(31.091)	(31.091)
Empréstimos e Financiam. SAFRA, Turbina 15, debêntures PCH Holding 2 e Renováveis	CDI+1,19%	(1.295.552)	(143.530)	(175.551)	(207.572)
		(4.793.039)	(394.987)	(466.925)	(538.865)
Variação		(3.961.295)	(313.820)	(365.466)	(417.114)

(*) A aplicação em fundos não tem remuneração fixa, a remuneração média na data base foi de 100,45 % do DI.

A inflação e as medidas do governo brasileiro para combater a inflação podem ter efeitos adversos sobre nossos negócios e resultados operacionais.

O Brasil historicamente apresentou altas taxas de inflação. A inflação, bem como os esforços do Governo para combatê-la tiveram efeitos negativos significativos sobre a economia brasileira, particularmente antes de 1995.

Taxas de inflação foram de 3,14% em 2006, 4,46% em 2007, 5,90% em 2008, 4,31% em 2009, 5,91% em 2010, 6,50% em 2011 e 5,84% em 2012. Já em 2013 tivemos uma inflação de 5,91% medida pelo Índice Nacional de Preço ao Consumidor Amplo ("IPCA") calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística ("IBGE").

Nossos custos e despesas operacionais são substancialmente denominados em Reais e tendem a aumentar com a inflação brasileira porque os fornecedores da Companhia geralmente aumentam preços para refletir a depreciação da moeda. As medidas do Governo brasileiro para controlar a inflação têm frequentemente incluído a manutenção de uma política monetária conservadora, com altas taxas de juros, restringindo assim a disponibilidade de crédito e reduzindo o crescimento econômico. As ações de combate à inflação e a especulação pública sobre possíveis medidas adicionais também podem contribuir substancialmente para a incerteza econômica no Brasil e,consequentemente, enfraquecer a confiança dos investidores no Brasil, influenciando na capacidade de acesso da Companhia aos mercados de capitais internacionais. Adicionalmente, nossas receitas e nossos custos operacionais são corrigidos por índices de inflação, e a variação desses índices pode afetar nossos resultados.

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

O principal risco de mercado para nós consiste nas eventuais oscilações em índices e taxas de juros. Adicionalmente, buscamos proteção para os riscos de liquidez e de resultado.

A Companhia está exposta aos riscos gerais de mercado e adota planos de ação para tentar mitigá-los. Vale mencionar que a Companhia não possui exposição cambial, já que suas receitas e a maioria de seus custos não são atreladas às moedas estrangeiras. Entretanto, a Companhia analisa diferentes conjunturas macroeconômicas como subsídio para sua estratégia de negócios, planejamento estratégico e orçamentário com indicação de alternativas a serem adotadas em cada um destes cenários. Entre estes riscos está a inflação que pode afetar as receitas e a estrutura de custos da Companhia.

b) estratégia de proteção patrimonial (*hedge*)

Não aplicável, uma vez que a Companhia não realiza operações financeiras para a proteção patrimonial.

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

Não aplicável, uma vez que a Companhia não utiliza instrumentos para a proteção patrimonial.

d) parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos

Como objetivo de gerenciar os riscos a que estamos sujeitos, atualizamos periodicamente os indicadores macroeconômicos estimados pelo mercado financeiro e incorporamos tais estimativas em nossa projeção de caixa de longo prazo, e realizamos uma gestão rígida e criteriosa do nosso caixa de curto e longo prazo, com o apoio da nossa administração e dos comitês de assessoramento ao nosso Conselho de Administração.

e) se a Companhia opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (*hedge*) e quais são esses objetivos

Não aplicável, uma vez que a Companhia não opera instrumentos financeiros com objetivos de proteção patrimonial.

f) estrutura organizacional de controle de gerenciamento desses riscos

O gerenciamento dos riscos acima mencionados é de responsabilidade da Diretoria Financeira e de Relações com Investidores da Companhia. De forma a assegurar a qualidade e consistência do gerenciamento dos riscos da Companhia, a Diretoria Financeira e de Relações com Investidores utiliza como base os relatórios fornecidos pela área de Auditoria, ligada administrativamente à Presidência da CPFL Renováveis e hierarquicamente ao Conselho de Administração da Companhia. Nesse sentido, cabe à Diretoria Financeira e de Relações com Investidores identificar alterações nos riscos de mercado, liquidez e de resultado e definir planos de ação para sanar ou mitigar os riscos e, por fim, cabe à área de finanças corporativas, ligada à Diretoria Financeira e de Relações com Investidores, a responsabilidade por incorporar os planos de ação associados no Planejamento Estratégico da Companhia.

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

Por meio da estrutura organizacional acima, a Diretoria Financeira e a Auditoria monitoram e avaliam a adequação das operações da Companhia com as práticas adotadas.

Possuímos e seguimos uma Política Financeira, que nos orienta e requer a diversificação de nossas operações, assim como determinadas contrapartidas. Nos termos dessa política, a natureza e a posição geral dos riscos financeiros é regularmente monitorada e gerenciada a fim de avaliar os resultados e o impacto financeiro no fluxo de caixa. Também são revistos, periodicamente, os limites de crédito da Companhia perante as instituições financeiras com as quais trabalha.

A Companhia acredita que sua estrutura operacional e de controle interno atual é adequada. A área de Auditoria monitora periodicamente a aderência das práticas da Companhia, incluindo os riscos identificados. As conclusões e plano de ação resultantes deste monitoramento são reportados ao Conselho de Administração da Companhia.

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.

No último exercício social não houve alterações significativas nos principais riscos de mercado, bem como no monitoramento de riscos adotados por nós.

5.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Não há outras informações consideradas relevantes para esta Seção 5 do Formulário de Referência.

6. Histórico do emissor

6.1/6.2/6.4 Com relação à constituição do emissor, informar:

a. data de constituição do emissor: 02/10/2006

b. forma: Sociedade por Ações

c. país de constituição: Brasil

a. prazo de duração: Indeterminado

b. data de registro CVM: 08/03/2007

6.3 Breve histórico do emissor

Fomos constituídos em outubro de 2006 por Pátria – Banco de Negócios, Assessoria, Gestão e Participação Ltda. (atual “Pátria Investimentos Ltda.”), que detinha direta ou indiretamente, naquela data, a totalidade de nosso capital social. Em março de 2007, o Pátria Investimentos transferiu sua participação acionária para o Pátria Energia – Fundo de Investimento em Participações (“Pátria Energia”), que subscreveu um aumento de capital no valor de R\$19,6 milhões. Em julho e agosto de 2007, Eton Park Capital Management, L.P. (“Eton Park”), acionista do Secor, LLC (“Secor”), Fundo de Investimento em Participações Multisetorial Plus Bradesco BBI FIP (“Bradesco BBI FIP”) e Deutsche Investitions- und Entwicklungsgesellschaft MBH (“DEG”) ingressaram como nossos acionistas, mediante a subscrição integral de aumento de capital, totalizando R\$408,0 milhões. Naquela ocasião, emitimos as debêntures conversíveis no valor de R\$51,2 milhões as quais foram totalmente subscritas e integralizadas pelo Bradesco BBI FIP. Considerando, conjuntamente, o aporte de capital dos Acionistas Iniciais e a subscrição das debêntures conversíveis, o investimento total dos acionistas Pátria Energia, Secor, DEG e Banco Bradesco BBI FIP, em conjunto denominados “Acionistas Iniciais” foi de R\$478,9 milhões em 2007. Em 30 de julho de 2007, os Acionistas Iniciais celebraram um Acordo de Acionistas, posteriormente aditado para inclusão do DEG, GMR Empreendimentos Energéticos Ltda. (“GMR”), Roberto Sahade, Guilherme Sahade e Marcelo Sahade, doravante denominados, em conjunto com os Acionistas Iniciais, Acionistas Controladores, cujo objetivo foi estabelecer os termos e condições que disciplinaram o relacionamento dos Acionistas Controladores. Em março de 2007, nos registramos como companhia aberta na CVM e iniciamos nossas atividades operacionais, formando nossa equipe, constituindo parcerias, definindo sistemas, processos e adquirindo nossos primeiros projetos. Neste ano, adquirimos 15 projetos de PCHs.

Em 2008, constituímos a PCH Holding S.A. (“PCH Holding”), holding constituída com o objetivo de participar, como acionista em outras sociedades, controladora de 10 (dez) de nossas SPEs das quais 9 (nove) receberam financiamento do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (“BNDES”). Também em 2008, adquirimos as PCHs Plano Alto e Alto Irani, usinas desenvolvidas por nossa equipe técnica. Desta operação, 80% da aquisição foi paga em dinheiro, enquanto 20% se deu através de conferência de ativos. Naquele mesmo ano, adquirimos 15 (quinze) projetos, sendo seis PCHs, incluindo Plano Alto e Alto Irani e 9 (nove) Parques Eólicos, e vendemos o projeto de PCH Cristina por se tratar de uma usina muito pequena. Em novembro de 2008, foi aprovado um aumento em nosso capital social, no valor de R\$127,4 milhões (homologado em dezembro de 2008), mediante a emissão de novas ações, totalmente subscritas por nossos Acionistas Iniciais, Roberto Sahade, Guilherme Sahade e Marcelo Sahade. Também em dezembro de 2008, realizamos a emissão de debêntures conversíveis, no valor de R\$5,2 milhões que foram totalmente subscritas e integralizadas pelo Bradesco BBI FIP. Em 2009, adicionamos ao nosso portfólio 2 (dois) projetos de Parques Eólicos, através de associação para o desenvolvimento dos projetos. Adicionalmente, em março de 2009, iniciamos a operação comercial da PCH Cocais Grande. Em outubro de 2009, Fundo de Investimento em Participações Brasil Energia “FIP Brasil Energia” ingressou como acionista em nossa companhia, mediante a subscrição integral de aumento de capital no valor de R\$300 milhões.

Em 2010, 4 (quatro) de nossas PCHs começaram a operar comercialmente: Arvoredo, Paiol, São Gonçalo e Varginha. Em maio de 2010, foi cancelada pela ANEEL a autorização da PCH Paraitinga, em decorrência de inviabilidade técnica e financeira. Em julho de 2010, nossa controladora CPFL Geração de Energia S.A. (“CPFL Geração”) adquiriu a totalidade das ações de Campo dos Ventos I Energias Renováveis S.A. (“Campos dos Ventos I”); Campo dos Ventos II Energias Renováveis S.A. (“Campos dos Ventos II”); Campo dos Ventos III Energias Renováveis S.A. (“Campos dos Ventos III”); Campo dos Ventos IV Energias Renováveis S.A. (“Campos dos Ventos IV”); Campo dos Ventos V Energias Renováveis S.A. (“Campos dos Ventos V”); e Eurus V Energias Renováveis S.A. (“Eurus V”) que, posteriormente, em decorrência da incorporação da Smita pela ERSA, passaram a ser subsidiárias da Companhia. Nesta operação, Euros V e Campos dos Ventos III tiveram a totalidade de suas ações vendidas por R\$1,00 por cada sociedade; já as sociedades Campos dos Ventos I, Campos dos Ventos IV e Campos dos Ventos V foram compradas por R\$179.177,78 por MW, em uma base total de potência de 90 MW corrigido esse valor pelo IGPM desde abril de 2010 até a data do efetivo pagamento, que foi realizado 90% em 60 dias contados da data do segundo aditamento e os outros 10%, conforme o contrato, aguardam a publicação do despacho emitido pela ANEEL que autorizará o início da operação comercial das sociedades, data na qual será realizado o pagamento; por fim a Campos dos Ventos II foi comprada pelo valor de R\$5.160.000,00, com o valor pago até 30 de novembro de 2010. Em janeiro, fevereiro, março e abril de 2011, 4 (quatro) de nossas PCHs entraram em operação comercial: Ninho da Águia, Corrente Grande, Barra da Paciência e Várzea Alegre. Em 19 de abril de 2011, a Companhia e seus acionistas celebraram um acordo de associação com a CPFL Energia S.A. (“CPFL Energia” ou “CPFL”), por meio do qual foram estabelecidos os termos e condições visando a associação de ativos e projetos de energia renovável detidos pela Companhia e pelas controladoras CPFL Energia, a saber: CPFL Geração e CPFL Comercialização Brasil S.A. (“CPFL Brasil” e “Associação”, respectivamente). Esta Associação inclui Parques Eólicos, Usinas Termelétricas à Biomassa e PCHs localizadas no Brasil. Nos termos do referido acordo, os seguintes atos foram realizados almejando a realização da incorporação mencionada abaixo:

(i) Em 18 de julho de 2011, a CPFL Geração realizou a segregação das PCHs que compunham diretamente seu patrimônio, contribuindo tais ativos ao capital das sociedades Mohini Empreendimentos e Participações Ltda., Chimay Empreendimentos e Participações Ltda. e Jayaditya Empreendimentos e Participações Ltda., sociedades estas sob o seu controle direto; (ii) Ademais, no mesmo dia 18 de julho de 2011, a CPFL Geração e a CPFL Brasil, na qualidade de únicas acionistas da *Smita Empreendimentos e Participações S.A.*, realizaram um aporte de capital na referida sociedade, de modo a transferir a totalidade de seus empreendimentos para a *Smita Empreendimentos e Participações S.A.*, inclusive as participações nas sociedades Mohini Empreendimentos e Participações Ltda., Chimay Empreendimentos e Participações Ltda. e Jayaditya Empreendimentos e Participações Ltda.; e (iii) Em 22 de agosto de 2011, foi realizada Assembleia Geral Extraordinária da ERSA que aprovou, sinteticamente, o cancelamento da totalidade dos bônus de subscrição emitidos pela ERSA em 2 de março de 2007 e a conversão, em ações ordinárias da ERSA, da totalidade das debêntures emitidas pela ERSA conforme os termos da Escritura Particular de Emissão Privada de Debêntures da Primeira Emissão, datada de 15 de agosto de 2007 e da Escritura Particular de Emissão Privada de Debêntures da Segunda Emissão, datada de 23 de dezembro de 2008, com o conseqüente aumento de capital social da ERSA decorrente de tal conversão. Em 24 de agosto de 2011, a Associação foi concluída entre a CPFL e os atuais acionistas da ERSA, mediante a aprovação e implementação da incorporação da *Smita Empreendimentos e Participações S.A.* pela ERSA ("Incorporação"), razão pela qual os empreendimentos da CPFL e os empreendimentos da ERSA passaram a ser operados por nós. Nesta data, a CPFL Geração e CPFL Brasil passaram à condição de nossos acionistas, mediante a emissão de 733.141.077 novas ações ordinárias da ERSA. Por fim, tivemos nossa denominação social alterada para CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis"). Na mesma data, a CPFL Brasil e a CPFL Geração subscreveram e integralizaram, em dinheiro, um aumento de capital, no valor de R\$384.196.650,00, mediante a emissão de 180.334.222 novas ações ordinárias de emissão da CPFL Renováveis.

Mediante a realização da Incorporação e do aumento de capital acima descrito, a CPFL Geração e CPFL Brasil atingiram uma participação societária total no capital social da CPFL Renováveis equivalente, em conjunto, a 54,5% do capital social total e votante da referida companhia.

Também em 24 de agosto de 2011, o nosso Acordo de Acionistas foi aditado e substituído, com a finalidade de estabelecer os termos e condições que disciplinam o relacionamento dos nossos acionistas e, indiretamente, das nossas sociedades investidas, incluindo (i) o exercício de direitos de voto por parte dos acionistas nas Assembleias Gerais de acionistas; (ii) a participação dos acionistas e de seus respectivos representantes societários nos órgãos diretivos; (iii) o direito de preferência dos acionistas em relação à aquisição das ações e outras determinadas restrições relativas à transferência das ações e direitos econômicos associados à titularidade das ações de nossa emissão; e (iv) a Oferta Pública Inicial ou outras capitalizações futuras nossas.

Por fim, destacamos que a consumação da Associação foi previamente autorizada pelas autoridades governamentais brasileiras competentes, conforme destacado abaixo:

(i) pela ANEEL, por meio da Resolução Autorizativa nº 2.967, de 21 de junho de 2011, publicada no Diário Oficial da União em 04 de julho de 2011;

(ii) pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), conforme voto proferido em 13 de julho de 2011, no âmbito do Ato de Concentração nº 08012.004702/2011-04;

(iii) pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), conforme aprovação em reunião de diretoria do dia 28 de junho de 2011, encaminhada à companhia no dia 30 de junho de 2011;

(iv) pelo Banco Itaú S.A., enquanto banco repassador de determinados projetos da CPFL, conforme aprovação do dia 22 de junho de 2011;

(v) pelo Banco do Brasil S.A., enquanto banco repassador de determinados projetos da CPFL, conforme aprovação do dia 08 de julho de 2011;

(vi) pelo Banco ABC Brasil S.A., enquanto banco provedor de fianças de Project Finance para a ERSA, conforme aprovação do dia 26 de maio de 2011;

(vii) pelo Banco Santander S.A., enquanto banco provedor de fianças de Project Finance para a ERSA, conforme aprovação do dia 15 de junho de 2011; e

(viii) pelo Banco Votorantim S.A., enquanto banco provedor de fianças de Project Finance para a ERSA, conforme aprovação do dia 30 de junho de 2011.

Destaca-se que, em 19 de agosto de 2011, anunciamos ao mercado a construção de Parques Eólicos localizados em complexo no Rio Grande do Norte, previstos para entrarem em operação em 2013, cuja energia comercializada no mercado livre totaliza 64,6 MW médios.

Ainda em 2011, através de contratos de parceria adicionamos ao nosso portfólio 2 (dois) projetos de usina Termoelétrica à Biomassa (bagaço de cana) – Bio Coopcana e Bio Alvorada e também realizamos a aquisição da PCH Santa Luzia.

Adicionalmente, em 19 de agosto de 2011 comunicamos ao mercado a construção de Parques Eólicos localizados em outro complexo no Rio Grande do Norte, cuja energia comercializada no mercado livre totaliza 60,9 MW médios.

Em 19 de dezembro de 2011, concluímos a aquisição de 100% do capital social da Jantus SL. Através desta aquisição adquirimos, indiretamente, a totalidade do capital da SIIF Énergies do Brasil Ltda. ("SIIF") e da SIIF Desenvolvimento de Projeto de Energia Eólica Ltda. ("SIIF Desenvolvimento"), com um total de 4 (quatro) Parques Eólicos em operação no Estado do Ceará, totalizando capacidade

instalada de 210 MW, além de um portfólio de 412 MW em projetos certificados e elegíveis para participação nos próximos leilões de energia e 320 MW em projetos não-certificados ("Empreendimentos SIIF"). Para implementar a transação acima descrita, a CPFL Brasil realizou aportes de capital na Companhia, de forma que CPFL Geração e CPFL Brasil passaram a deter, em conjunto, 63,0% da Companhia.

Em 13 de janeiro de 2012, anunciamos ao mercado a celebração, com terceiros, de contrato de compra e venda, cujo objeto foi a aquisição, pela Companhia, da totalidade das ações de emissão 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. (em conjunto "Complexo Atlântica"), sociedades detentoras de autorização, pelo prazo de 35 anos, para geração de energia elétrica de fonte eólica sob o regime de produção independente, mediante a implantação de seus respectivos 4 (quatro) parques eólicos, localizados no município de Palmares do Sul, Estado do Rio Grande do Sul, que possuem em conjunto potência instalada de 120 MW (sendo 30 MW cada um) e garantia física de 52,7 MW médios. Conforme Comunicado ao Mercado publicado em 26 de março de 2012, todas as ações de emissão das sociedades do Complexo Atlântica foram transferidas para a Companhia, tendo em vista o cumprimento de todas as condições precedentes para a conclusão do negócio.

Em 24 de fevereiro de 2012, comunicamos a celebração do contrato para adquirir 100% das ações da BVP S.A., sociedade controladora da Bons Ventos Geradora de Energia S.A., que detém 4 (quatro) Parques Eólicos em operação (Taíba Albatroz, Canoa Quebrada, Bons Ventos e Enacel) no Estado do Ceará, com capacidade instalada total de 157,5 MW. A transferência do controle dos parques da Bons Ventos para a Companhia foi aprovada pela ANEEL, conforme fato relevante divulgado em 19 de junho de 2012.

Em 12 de março de 2012, anunciamos a celebração do contrato de aquisição de ativos de co-geração de energia elétrica e vapor d'água da SPE Lacenas Participações Ltda., controlada da Usina Ester, que detém autorização outorgada pela ANEEL para explorar a energia proveniente da biomassa produzida pela moagem de cana-de-açúcar e com capacidade instalada de 40,0 MW. Os ativos de co-geração localizam-se no município de Cosmópolis, Estado de São Paulo, e encontram-se em operação comercial plena. A incorporação dos ativos de cogeração da SPE Lacenas Participações Ltda foi finalizada, conforme comunicado ao mercado publicado em 18 de outubro de 2012.

Em 31 de maio de 2012, aprovamos o grupamento da totalidade das ações de emissão da Companhia, na proporção de 5:1, ou seja, cada 5 (cinco) ações ordinárias foram grupadas em 1 (uma) ação ordinária, com a consequente modificação do capital social da Companhia, conforme descrito no item 17.3 deste Formulário de Referência.

Em 18 de junho de 2013, a Companhia comunicou a celebração, com Martifer Renováveis Geração de Energia Participações S.A., do contrato de compra e venda de ações relativo à aquisição da totalidade das ações da Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A. ("Rosa dos Ventos"), que detém autorização, outorgada pela Agência Nacional de Energia ("ANEEL"), para explorar os parques eólicos (i) Canoa Quebrada, com capacidade instalada de 10,5 MW; e (ii) Lagoa do Mato, com capacidade instalada de 3,2 MW. Os Parques Eólicos localizam-se no litoral do Estado do Ceará e se encontram em operação comercial plena, sendo que a totalidade da energia gerada por tais parques eólicos está contratada com a Eletrobrás, através do PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. O preço total da aquisição totalizou R\$103,4 milhões, compreendendo: (i) o valor de 70,3 milhões pagos aos vendedores; e (ii) R\$ 33,1 milhões em assunção de dívida líquida da Rosa dos Ventos.

Em 17 de fevereiro de 2014 a Companhia, a CPFL Energia S.A., a CPFL Geração de Energia S.A., celebraram um acordo de associação por meio do qual foram estabelecidos os termos e condições para a associação entre a Dobrevê Energia S.A. e a CPFL Renováveis. A Associação se dará mediante a incorporação da WF2 Holding S.A., que será detentora da totalidade das ações de emissão da DESA na data de sua incorporação pela CPFL Renováveis.

Em virtude da Incorporação, o capital social da CPFL Renováveis será aumentado no valor contábil do patrimônio da WF2, assumindo-se um acréscimo no endividamento líquido da WF2 após 31 de dezembro de 2013 de aproximadamente R\$ 200 milhões, e seu acionista, o Arrow – Fundo de Investimento em Participações receberá em contrapartida novas ações de emissão da CPFL Renováveis representativas de 12,63% do capital social total da CPFL Renováveis.

A Participação poderá sofrer eventuais ajustes decorrentes da Auditoria a ser realizada pelas partes envolvidas, bem como da verificação das demonstrações financeiras auditadas da WF2 e da CPFL Renováveis após o cumprimento das condições precedentes estabelecidas no Acordo de Associação. A CPFL Geração se manterá como acionista controladora da CPFL Renováveis, detendo mais de 50% de seu capital social. O FIP Arrow ingressará como parte no acordo de acionistas da CPFL Renováveis e passará a ter direitos e obrigações decorrentes deste, incluindo o direito de nomear um membro para o Conselho de Administração da CPFL Renováveis. Em 28 de abril de 2014, o nosso Acordo de Acionistas foi novamente aditado com objetivo de adequar a governança da Companhia em função da realização da Oferta Pública Inicial, incluindo: (i) mudanças do quadro acionário da Companhia; (ii) ajuste nas cláusulas não mais aplicáveis ao Acordo de Acionistas; e (iii) implementação das alterações necessárias para adaptar o Acordo de Acionistas à atual estrutura societária e operacional da Companhia.

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:

• **2011**

Associação de ativos e projetos de energia renovável entre ERSA e CPFL Energia

Evento	Em 19 de abril de 2011, a Companhia e seus acionistas celebraram um acordo de associação com a CPFL Energia por meio do qual foram estabelecidos os termos e condições visando a associação de ativos e projetos de energia renovável detidos pela Companhia e pelas controladoras da CPFL Energia, a saber a CPFL Geração a CPFL Brasil ("Associação"). Esta associação inclui Parques Eólicos, Usinas Termelétricas à Biomassa e PCHs localizadas no Brasil.
Principais Condições do Negócio	Nos termos do referido acordo, os seguintes atos foram realizados almejando a realização da incorporação da sociedade Smita Empreendimentos e Participações S.A. ("Incorporação"). Em 18 de julho de 2011, a CPFL Geração realizou a segregação das PCHs que compunham diretamente seu patrimônio, contribuindo tais ativos ao capital das sociedades Mohini Empreendimentos e Participações Ltda., Chimay Empreendimentos e Participações Ltda. e Jayaditya Empreendimentos e Participações Ltda., sociedades estas sob o seu controle direto; Ademais, no mesmo dia 18 de julho de 2011, a CPFL Geração e a CPFL Brasil, na qualidade de únicas acionistas da Smita Empreendimentos e Participações S.A., realizaram um aporte de capital na referida sociedade, de modo a transferir a totalidade de seus empreendimentos para a Smita Empreendimentos e Participações S.A., inclusive as sociedades Mohini Empreendimentos e Participações Ltda., Chimay Empreendimentos e Participações Ltda. e Jayaditya Empreendimentos e Participações Ltda.H; e Em 22 de agosto de 2011 foi realizada Assembleia Geral Extraordinária da ERSA que aprovou, sinteticamente, o cancelamento da totalidade dos bônus de subscrição emitidos pela ERSA em 2 de março de 2007 e a conversão, em ações ordinárias da ERSA, da totalidade das debêntures emitidas pela ERSA conforme os termos da Escritura Particular de Emissão Privada de Debêntures da Primeira Emissão, datada de 15 de agosto de 2007 e da Escritura Particular de Emissão Privada de Debêntures da Primeira Emissão, datada de 23 de dezembro de 2008, com o conseqüente aumento de capital social da ERSA decorrente de tal conversão. Em 24 de agosto de 2011 a Associação foi concluída entre a CPFL e os atuais acionistas da ERSA, mediante a aprovação e implementação da Incorporação da Smita Empreendimentos e Participações S.A., razão pela qual os Empreendimentos da CPFL e os Empreendimentos da ERSA passaram a ser operados pela ERSA. Nesta data, a CPFL Geração e CPFL Brasil passaram à condição de acionistas da ERSA, mediante a emissão de 733.141.077 novas ações ordinárias da ERSA. Por fim, a ERSA

	<p>teve sua denominação social alterada para CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis"). Ademais, a CPFL Brasil e a CPFL Geração realizaram um aumento de capital no valor de R\$384.196.650,00 na CPFL Renováveis, mediante a emissão de 180.334.222 mil novas ações ordinárias de emissão da CPFL Renováveis e cuja integralização ocorreu em dinheiro. Por fim, destacamos que a consumação da Associação foi previamente autorizada pelas autoridades governamentais brasileiras competentes, conforme destacado abaixo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - pela ANEEL, por meio da Resolução Autorizativa nº 2.967, de 21 de junho de 2011, publicada no Diário Oficial da União em 04 de julho de 2011; e - pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica ("CADE"), conforme voto proferido em 13 de julho de 2011, no âmbito do Ato de Concentração nº 08012.004702/2011-04.
Sociedades Envolvidas	<p>CPFL Energia S.A. CPFL Geração de Energia S.A. CPFL Comercialização Brasil S.A. ERSA – Energias Renováveis S.A. Pátria Energia – Fundo de Investimento em Participações Secor, LLC Fundo de Investimento em Participações Brasil Energia Fundo de Investimento em Participações Multisetrial Plus DEG – Deutsche Investitions-UND Entwicklungsgesellschaft MBH GMR Energia S.A. Roberto Sahade Guilherme Sahade Marcelo Sahade Pátria Energia Renovável – Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura</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	Vide descrição abaixo.
Quadro societário antes e depois da operação	Vide descrição abaixo.

Mediante a realização da Incorporação e do Aumento de Capital adicional, a CPFL Geração e CPFL Brasil atingiram uma participação societária total no capital social da CPFL Renováveis equivalente a 54,5% do capital social total e votante da companhia.

Sociedades	Quadro Societário			
	Antes		Depois	
	Ações	%	Ações	%
CPFL Geração.....	—	—	731.564.653	43,65
CPFL Brasil.....	—	—	181.910.646	10,85
Secor.....	197.951.768	27,94	190.413.272	11,36
Pátria Energia FIP.....	171.908.925	24,27	165.362.205	9,87
FIP Pátria.....	—	—	29.042.714	1,73
FIP Brasil Energia.....	163.419.875	23,07	157.196.439	9,38
Bradesco BBI FIP.....	52.723.053	7,44	102.872.952	6,14
DEG.....	53.045.360	7,49	51.025.261	3,04
GMR Energia.....	47.875.000	6,76	46.051.800	2,75
Roberto Sahade.....	7.159.837	1,01	6.887.172	0,41
Marcelo Sahade.....	7.159.837	1,01	6.887.172	0,41
Guilherme Sahade.....	7.159.836	1,01	6.887.172	0,41
Administradores.....	8	0,00	—	—
Total.....	708.403.499	100	1.676.101.458	100

Parceria para desenvolver e construir ativo importante: UTE Bio Alvorada, ativo importante da Companhia.

Evento	Em 26 de julho de 2011, conforme Fato Relevante publicado em 27 de julho de 2011, a Companhia assinou, por meio de uma de suas sociedades controladas, contrato de parceria com a Usina Alvorada Açúcar e Álcool Ltda (“Usina Alvorada”), com o objetivo de desenvolver, construir e operar uma Usina Termoelétrica a Biomassa (bagaço de cana), situada no município de Araporã – MG, visando a produção de energia elétrica e vapor d’água para auto-consumo da usina e a venda da energia excedente pela sociedade controlada “SPE Bio Alvorada”. A potência instalada da usina será de 50MW, dos quais 18MW médios serão exportados como excedente. O projeto tem investimentos previstos da ordem de R\$156 milhões, com entrada comercial prevista para maio de 2013.
Principais Condições do Negócio	O contrato firmado entre a CPFL Renováveis e a Usina Alvorada prevê que todo o CAPEX será realizado pela CPFL Renováveis. Não haverá pagamento pelo bagaço, e a operação e manutenção ficarão a cargo do usineiro, pelo qual o mesmo será remunerado em R\$10,72 / MWh. Por fim, do total de energia gerada pela SPE Bio Alvorada, 9,97 MW médios serão consumidos sem custo pela Usina Alvorada, e 18,0 MW médios serão exportados. Fica a encargo da CPFL Renováveis obter ata autorizativa junto a ANEEL e licenças ambientais necessárias.
Sociedades Envolvidas	Sócio: CPFL – Energias Renováveis S.A. Sócio: Alvorada Administração e Participações 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 efeito resultante dessa operação no quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e depois da operação	A CPFL Renováveis será detentora de 100% de participação na SPE BIO Alvorada, e terá posse de todos os ativos da termoelétrica por 20 (vinte) anos. Após este período, a posse dos ativos passará ao usineiro, pelo valor residual dos mesmos.

Parceria para desenvolver e construir ativo importante: UTE Bio Coopcana, ativo importante da Companhia

Evento	Em 02 de agosto de 2011, a Companhia assinou, por meio de uma de suas sociedades controladas, contrato de parceria com a Cooperativa Agrícola Regional de Produtores de Cana Ltda. O objetivo é desenvolver, construir e operar uma Usina Termoelétrica à Biomassa (bagaço de cana), situada no município de São Carlos do Ivaí (PR) “UTE Coopcana”, visando a produção de energia elétrica e vapor d’água para o auto-consumo da usina e a venda da energia excedente pela sociedade controlada. A potência instalada da UTE Coopcana será de 50 MW, dos quais 18 MW médios serão exportados como excedente. O projeto tem investimentos previstos na ordem de R\$155 milhões. A entrada em operação comercial da usina está prevista para maio e de 2013.
---------------	---

Principais Condições do Negócio	O contrato firmado entre a CPFL Renováveis e a UTE Coopcana prevê que todo o CAPEX será realizado pela CPFL Renováveis. Não haverá pagamento pelo bagaço, e a operação e manutenção ficarão a cargo do usineiro, pelo qual o mesmo será remunerado em R\$12,83 / MWh (data base Junho-2011). Por fim, do total de energia gerada pela UTE Coopcana, 14,6MW médios serão consumidos pela UTE Coopcana, sem custo, e 18,0 MW médios serão exportados. Fica a encargo da CPFL Renováveis obter ata autorizativa junto a ANEEL e licenças ambientais necessárias.
Sociedades Envolvidas	Sócio: CPFL – Energias Renováveis S.A. Sócio: Cooperativa Agrícola Regional de Produtores de Cana Ltda.
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 efeito resultante dessa operação no quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e depois da operação	A CPFL Renováveis será detentora de 100% de participação na SPE BIO Coopcana, e terá posse de todos os ativos da termoelétrica por 20 anos. Após este período, a posse dos ativos passará ao usineiro, pelo valor residual dos mesmos.

Aquisição de ativo importante cumulada com aquisição de controle: PCH Santa Luzia

Evento	A PCH Santa Luzia (SC – 28,5 MW) foi adquirida pela CPFL Renováveis, conforme comunicado divulgado ao mercado em 17 de agosto de 2011. Em 29 de dezembro de 2011 foi concretizada a transferência de 100% das ações, pertencentes à PST Energias Renováveis e Participações e à Glep Energias Renováveis e Participações S.A., com a aprovação da ANEEL e do BNDES. A PCH Santa Luzia está situada entre os municípios catarinenses de São Domingos e Iguazu tem energia assegurada de 18,4 MW médios. Toda a energia gerada pela PCH Santa Luzia foi vendida por contratos de longo prazo. A unidade entrou em operação em julho de 2011, passando a integrar o portfólio da nossa Companhia.
Principais Condições do Negócio	Valor: R\$288 milhões sendo: (i) a R\$152 milhões a serem pagos aos vendedores; e (ii) a assunção de dívida líquida no valor de R\$136 milhões (para o pagamento aos vendedores foi feito uma captação de 158 milhões com o Santander. Condições suspensivas: (i) anuência prévia da ANEEL (ii) anuência prévia do BNDES
Sociedades Envolvidas	Comprador: PCH Holding 2 S.A. Vendedores: PST Energias Renováveis e Participações e Glep Energias Renováveis e Participações 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 efeito resultante dessa operação no quadro acionário da Companhia.

Sociedade	Quadro Societário			
	Antes		Depois	
PCH Santa Luzia	PST Glep	89,75% 10,25%	CPFL Renováveis	100%

Aquisição de ativo importante cumulada com aquisição de controle: São Benedito Energias Renováveis S.A. ("São Benedito"); São Domingos Energias Renováveis S.A. ("São Domingos"); Santa Mônica Energias Renováveis S.A. ("Santa Mônica"); Santa Úrsula Energias Renováveis S.A. ("Santa Úrsula"); Ventos de São Martinho Energias Renováveis S.A. ("São Martinho"); e Ventos de Santo Dimas Energias Renováveis S.A. ("Santo Dimas" e em conjunto com São Benedito, São Domingos, Santa Mônica, Santa Úrsula e São Martinho, "Complexo São Benedito").

Evento	Em 8 de agosto de 2011, a ERSA – Energias Renováveis S.A. (antiga denominação da Companhia, "ERSA") celebrou contrato de compra e venda da totalidade das ações do Complexo São Benedito, condicionado à vitórias nos leilões da ANEEL mencionados no contrato. Apesar de não terem sido ganhadoras do leilão, em 11 de setembro de 2011 a ERSA exerceu sua opção de compra das sociedades. Através desta aquisição adquirimos os 6 respectivos parques eólicos de cada companhia localizados no Rio Grande do Norte.
Principais Condições do Negócio	O preço total pago pela aquisição das ações foi calculado pelo MW multiplicado pela potência cadastrada na EPE e pago da seguinte maneira: (i) o valor de R\$ 33,56 milhões, equivalente ao valor total do caixa de São Domingos, Santa Mônica e Santa Ursula; (ii) o valor de R\$ 33,56 milhões, equivalente ao valor total do caixa de São benedito, São Martinho e Santo Dimas; (iii) 90% do valor restante, descontado os itens (i) e (ii) em 60 da do aditivo; (iv) 10 % do valor restante, descontado os itens (i) e (ii) na data em que todas as sociedades adquirirem autorização da ANEEL para início de operação comercial.
Sociedades Envolvidas	Complexo São Benedito e ERSA Energias Renováveis 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 efeito resultante dessa operação no quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e depois da operação	A Companhia é a detentora de 100% de participação nas sociedades do Complexo São Benedito.

Contrato importante de venda de energia: Complexo São Benedito

Evento	Em 19 de agosto de 2011, a CPFL Renováveis recebeu proposta firme para venda por 20 (vinte) anos no mercado livre de 60,9 MW médios de 4 (quatro) Parques Eólicos situados no Rio Grande do Norte, sobre os quais a CPFL Renováveis possui opção firme e irrevogável de compra de 100% das ações de suas respectivas SPEs, totalizando 116 MW de potência instalada.
Principais Condições do Negócio	
Sociedades Envolvidas	CPFL Energias Renováveis S.A. e CPFL Comercialização Brasil S.A.
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas	Não houve efeito resultante dessa operação no quadro acionário da Companhia.

com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	
Quadro societário antes e depois da operação	Não aplicável

Aquisição de ativo importante cumulada com aquisição de controle: Jantus SL

Evento	Em 19 de dezembro de 2011, concluímos a aquisição de 100% das quotas representativas do capital social da antus SL. Através desta aquisição adquirimos, indiretamente, a totalidade do capital da SIIF Énergies do Brasil Ltda. (SIIF) e da SIIF Desenvolvimento de Projeto de Energia Eólica Ltda., com suas respectivas subsidiárias, com um total de 4 (quatro) Parques Eólicos em operação no Estado do Ceará, totalizando capacidade instalada de 210 MW, além de um portfólio de 412 MW em projetos certificados e elegíveis para participação nos próximos leilões de energia e 320 MW em projetos não-certificados ("Empreendimentos SIIF").
Principais Condições do Negócio	O preço de aquisição das quotas, após os ajustes previstos no Contrato de Compra e Venda, compreende o valor de R\$ 823,3 milhões, desembolsados da seguinte forma: (a) R\$ 468,9 milhões pagos à vista por nós a Siif e a Siif Desenvolvimento de Projeto Eólica Ltda. Em 19 de dezembro de 2011e (b) o equivalente em Euros a R\$ 354,4 milhões contribuídos por nós ao capital da Jantus S.L. para quitação de determinadas obrigações perante à terceiros; e (ii) a assunção de dívida líquida no valor de R\$ 675,4 milhões. O Contrato de Compra e Venda de Energia CT. PROINFA relativo ao Parque Eólico localizado no Estado do Rio de Janeiro, com capacidade instalada potencial de 135 MW ("Quintanilha Machado"), celebrado entre Eletrobrás e SIIF foi rescindido amigavelmente e sem encargos para as partes, através do Termo de Distrato do Contrato de Compra e Venda de Energia CT. PROINFA celebrado em 01 de dezembro de 2011. Dessa forma, não houve a necessidade de realizar a reorganização societária na Jantus SL, nem de efetuar o pagamento do preço de R\$70 milhões estabelecido para a aquisição do empreendimento em questão, conforme divulgado no Fato Relevante emitido pela CPFL Energia em 07 de abril de 2011.
Sociedades Envolvidas	CPFL Energias Renováveis S.A., CPFL Energia S.A., CPFL Comercialização Brasil S.A., Jantus SL, SIIF Énergies do Brasil Ltda. e SIIF Desenvolvimento de Projeto de Energia Eólica Ltda., com suas respectivas subsidiárias.
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	Nesta operação a CPFL Brasil realizou aportes de capital na Companhia no valor de R\$820,8 milhões, de forma que CPFL Geração de Energia S.A. e CPFL Brasil passaram a deter, em conjunto, 63,0% da Companhia.
Quadro societário antes e depois da operação	Vide quadro abaixo.

Sociedades	Quadro Societário			
	Antes		Depois	
	Ações	%	Ações	%
CPFL Geração	731.564.653	43,65	731.564.653	35,49%
CPFL Brasil	181.910.646	10,85	567.179.333	27,51%
Secor	190.413.272	11,36	190.413.272	9,24%
Pátria Energia FIP	165.362.205	9,87	165.362.205	8,02%
FIP Pátria	29.042.714	1,73	29.042.714	1,41%
FIP Brasil Energia	157.196.439	9,38	157.196.439	7,63%
Bradesco BBI FIP	102.872.952	6,14	102.872.952	4,99%
DEG	51.025.261	3,04	51.025.261	2,48%
GMR Energia	46.051.800	2,75	46.051.800	2,24%
Roberto Sahade	6.887.172	0,41	6.887.172	0,33%
Marcelo Sahade	6.887.172	0,41	6.887.172	0,33%
Guilherme Sahade	6.887.172	0,41	6.887.172	0,33%
Administradores	-	-	-	-
Total	1.676.101.458	100	2.061.370.145	100

- **2012**

Aquisição de ativo importante cumulada com aquisição de controle (Atlântica S.A.)

Evento	Em 12 de janeiro de 2012, assinamos o Contrato de Compra e Venda de Ações, cujo objeto foi a aquisição pela Companhia da totalidade das ações de emissão das sociedades ATLÂNTICA I PARQUE EÓLICO S.A., ATLÂNTICA II PARQUE EÓLICO S.A., ATLÂNTICA IV PARQUE EÓLICO S.A. e ATLÂNTICA V PARQUE EÓLICO S.A. ("Sociedades"). As Sociedades são detentoras de autorização, pelo prazo de 35 (trinta e cinco) anos, para geração de energia elétrica de fonte eólica sob o regime de produção independente, mediante a implantação de seus respectivos parques eólicos.
Principais Condições do Negócio	A transferência do controle do Complexo Eólico Atlântica para a Companhia foi aprovada pela ANEEL, conforme comunicado ao mercado realizado em 26 de março de 2012. O preço total de aquisição foi de R\$24 milhões pagos à vista aos vendedores.
Sociedades Envolvidas	CPFL Energias Renováveis S.A., Cobra Instalaciones Y Servicios S.A., Barra do Peixe Montagens e Serviços Ltda., 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.
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 efeito resultante dessa operação no quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e depois da operação	A Companhia será detentora (direta e/ou indireta) de 100% das ações das empresas 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.

Aquisição de ativo importante cumulada com aquisição de controle (BVP)

Evento	Em 24 de fevereiro de 2012, assinamos um contrato para adquirir, através de uma controlada (PCH Participações S.A.) 100% das ações da BVP S.A. ("BVP"). A BVP controla a Bons Ventos Geradora de Energia S.A. ("Bons Ventos") que detém quatro Parques Eólicos em operação (Taíba Albatroz, Canoa Quebrada, Bons Ventos e Enacel) no Estado do Ceará, com capacidade instalada total de 157,5 MW, fator de capacidade
---------------	---

	médio de cerca de 40% e contratos de venda de energia de 20 (vinte) anos com a Eletrobrás incluídos no PROINFA.
Principais Condições do Negócio	O preço total da aquisição é de R\$1.095.291, que compreende: (i) o valor de R\$ 445.124 a ser pago aos vendedores; (ii) a assunção de dívida líquida no valor de R\$ 439.191; (iii) R\$ 127. 548 destinado à liquidação de debentures emitidas pela Bons Ventos Geradora de Energia; e (iv) o valor de R\$ 83.428 que, conforme cláusula contratual, será pago aos vendedores após a conclusão da auditoria do balanço de ajuste. A transferência do controle dos parques de Bons ventos para a Companhia foi aprovada pela Aneel, conforme fato relevante divulgado no dia 19 de junho de 2012.
Sociedades Envolvidas	CPFL Energias Renováveis S.A., FIP Brasil Energia, Servtec Investimentos e Participações Ltda. e 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 efeito resultante dessa operação no quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e depois da operação	A Companhia será detentora (direta e/ou indireta) de 100% das ações da BVP S.A., controladora da Bons Ventos Geradora de Energia S.A.

Aquisição de ativo importante cumulada com aquisição de controle (Usina Ester)

Evento	Em 9 de março de 2012, celebramos com terceiro contrato de aquisição de ativos de co-geração de energia elétrica e vapor d'água da SPE Lacenas Participações Ltda., controlada da Usina Ester, que detém autorização outorgada pela ANEEL para explorar a energia proveniente da biomassa produzida pela moagem de cana-de-açúcar e com capacidade instalada de 40,0 MW. Os ativos de co-geração localizam-se no município de Cosmópolis, Estado de São Paulo, e estão em operação comercial plena. A incorporação dos ativos de cogeração da SPE Lacenas Participações Ltda foi finalizada conforme comunicado ao mercado publicado em 18 de outubro de 2012.
Principais Condições do Negócio	O valor da aquisição totaliza R\$ 111,5 milhões, que compreende, (I) A R\$ 55,2 milhões pagos aos vendedores; e (ii) a assunção da dívida líquida no valor de R\$ 56,3 milhões. A operação prevê ainda que realizaremos investimentos para aumentar a eficiência da produção e co-geração da usina, aumentando o volume de energia exportável de 11 MW médios em 2012 para até 16,3 MW médios em 2016.
Sociedades Envolvidas	CPFL Energias Renováveis S.A, Usina Açucareira Ester S.A. e Lacenas Participações Ltda.
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 efeito resultante dessa operação no quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e depois da operação	A Companhia será detentora (direta e/ou indireta) de 100% das quotas da empresa Lacenas Participações Ltda.

- **2013**
Incorporação da Jantus

Evento	<p>Em 26 de março de 2013, os acionistas da Companhia aprovaram, por meio de Assembleia Geral Extraordinária, a incorporação da sua subsidiária integral Jantus S.L., nos termos do Protocolo de Incorporação e Justificação e do Laudo de Avaliação relacionado à Incorporação, também aprovados na referida data, mediante prévia recomendação do Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada no dia 29 de novembro de 2012.</p> <p>Conforme decisão da CVM prevista no OFÍCIO/CVM/SEP/GEA-1/nº 725/12, a Companhia foi dispensada, com base na Deliberação nº 559, de 18 de novembro de 2008, emitida pela CVM, de atender aos requisitos dispostos nos artigo 264 da LSA e na Instrução CVM nº 319/99.</p> <p>A Jantus S.L. detinha, direta ou indiretamente, 100% do capital social da SIIF Énergies do Brasil Ltda. e da SIIF Desenvolvimento de Projetos de Energia Eólica Ltda., as quais passaram, após a incorporação, a ser controladas diretas da Companhia. Como resultado da incorporação, a Jantus S.L. foi extinta, e a totalidade das ações representativas de seu capital social detida pela Companhia foi cancelada, mantendo-se inalterado o capital social da Companhia após a incorporação.</p>
Principais Condições do Negócio	
Sociedades Envolvidas	CPFL Energias Renováveis S.A. e Jantus S.L.
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 efeito resultante dessa operação no quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve efeito resultante dessa operação no quadro acionário da Companhia.

Aquisição de ativo importante cumulada com aquisição de controle (Rosa dos Ventos)

Evento	<p>Em 18 de junho de 2013 a Companhia celebrou, com Martifer Renováveis Geração de Energia Participações S.A., o contrato de compra e venda de ações relativo à aquisição da totalidade das ações da Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A., detentora dos Paquer Eólicos Canoa Quebrada e Lagoa do Mato, localizados no litoral do Estado do Ceará e se encontram em operação comercial plena, sendo que a totalidade da energia gerada por tais parques eólicos está contratada com a Eletrobrás, através do PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.</p>
Principais Condições do Negócio	O preço total da aquisição totalizou R\$103,4 milhões, compreendendo: (i) o valor de

	70,3 milhões pagos aos vendedores; e (ii) R\$ 33,1 milhões em assunção de dívida líquida da Rosa dos Ventos.
Sociedades Envolvidas	A Rosa dos Ventos detém os Parques Eólicos (i) Canoa Quebrada, com capacidade instalada de 10,5 MW; e (ii) Lagoa do Mato, com capacidade instalada de 3,2 MW.
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 efeitos resultantes dessa operação no quadro acionário da Companhia
Quadro societário antes e depois da operação	A Companhia será a detentora (direta ou indireta) de 100% das ações da empresa Rosa dos Ventos.

- **2014**

Incorporação da WF2

Evento	Em 30 de setembro de 2014, os acionistas da Companhia aprovaram, com eficácia a partir de 01 de outubro de 2014, por meio de Assembleia Geral Extraordinária, a incorporação da WF2 Holding S.A., nos termos do Protocolo de Incorporação e Justificação e do Laudo de Avaliação relacionado à Incorporação, também aprovado na referida data, mediante prévia recomendação do Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada no dia 13 de agosto de 2014.
Principais Condições do Negócio	Em decorrência da incorporação, o Arrow – Fundo de Investimento em Participações, único acionista da WF2 à época, recebeu 0,098288972 nova ação ordinária de emissão da CPFL-R para cada ação de emissão da WF2, ou seja, recebeu um total de 61.752.782 (sessenta e um milhões, setecentas e cinquenta e duas mil, setecentas e oitenta e duas) novas ações ordinárias de emissão da CPFL-R, as quais conferirão iguais direitos àqueles conferidos pelas demais ações ordinárias de emissão da CPFL-R hoje existentes, inclusive recebimento integral de dividendos e/ou juros sobre o capital próprio que vierem a ser declarados pela CPFL-R a partir da data de emissão de tais ações.
Sociedades Envolvidas	CPFL Energias Renováveis S.A., WF2 Holding S.A. e Arrow – Fundo de Investimento em Participações.
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	Vide descrição abaixo.
Quadro societário antes e depois da operação	Vide descrição abaixo.

Sociedades	Quadro Societário			
	Antes		Depois	
	Ações	%	Ações	%
CPFL Geração de Energia S.A.	259.748.799	58,83	259.748.799	51,61
Arrow – Fundo de Investimento em Participações	—	—	61.752.782	12,27
Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI	31.974.420	7,24	31.974.420	6,35
FIP Brasil Energia (BTG Pactual)	31.439.288	7,12	31.439.288	6,25
Secor LLC (Eton Park)	24.255.307	5,49	24.255.307	4,82
FIP Pátria Energia	21.064.242	4,77	21.064.242	4,19
Pátria Energia Renovável – FIP em Infraestrutura	3.699.532	0,84	3.699.532	0,74
Bradesco FIP	13.104.207	2,97	13.104.207	2,60
GMR Energia	8.498.104	1,92	8.230.323	1,64
Daniel Gallo	—	—	101.381	0,02
Outros	47.745.979	10,81	47.912.379	9,52
Total	441.529.878	100,00	503.282.660	100,00

Data base: 01/10/2014

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 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

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

7 Atividades do emissor

7.1 Descrever sumariamente as atividades desenvolvidas pelo emissor e suas controladas

Somos uma companhia cujo objeto social é o investimento em sociedades de produção independente de energia renovável, de baixo impacto ambiental e social, com foco exclusivo no mercado brasileiro, tais como PCHs, Parques Eólicos, Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa e Usina Solar Fotovoltaica. Possuímos larga experiência no desenvolvimento, aquisição, construção e operação de usinas de geração de energia a partir de fontes renováveis.

Como resultado da implementação da associação entre a CPFL Energia, através de suas controladas CPFL Geração e CPFL Brasil, e a ERS – Energias Renováveis S.A., em agosto de 2011, nos tornamos o maior grupo de geração de energias renováveis do Brasil em termos de capacidade em operação e construção, com presença nas principais fontes de energia renovável desenvolvidas atualmente no país (PCHs, Parques Eólicos, Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa e Solar) com base na capacidade instalada em operação e construção, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"). Nossos empreendimentos estão presentes em 8 (oito) estados brasileiros com forte contribuição para o desenvolvimento econômico e social local e regional. Em 31 de dezembro de 2013, nosso portfólio de projetos totalizava 1.283,1 MW de capacidade instalada em operação e 503,5 MW de capacidade em construção, sendo composto de 35 (trinta e cinco) PCHs em operação (327 MW), 16 (dezesseis) Parques Eólicos em operação (585,5 MW) e 19 (dezenove) Parques Eólicos em construção (503,5 MW), 8 (oito) Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa em operação (370 MW) e 1 (uma) Usina Solar Fotovoltaica em operação (1 MW).

Possuíamos em 31 de dezembro de 2013 projetos em desenvolvimento de PCHs e Parques Eólicos perfazendo um portfólio total de 3.766,7 MW.

Adicionalmente, a Companhia concluiu em fevereiro de 2014 a aquisição de 100% das ações da Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A., proprietária dos parques eólicos Canoa Quebrada e Lagoa do Mato, com capacidade total de 13,7 MW. Vale mencionar que em março de 2014, entrou em operação comercial o último parque que completa o Complexo Eólico Atlântica, com 120,0 MW de capacidade no Rio Grande do Sul. Desde novembro de 2013, os aerogeradores desse Complexo vêm entrando gradualmente em operação. Em maio de 2014, ocorreu a conclusão do complexo eólico Macacos I - 78,2 MW de capacidade. Dessa forma, no 2T14 o parque gerador da Companhia atingiu 1.495,1 MW de capacidade em operação nas quatro fontes renováveis em que atua. No dia 01 de outubro ocorreu a incorporação da Dobrevê Energia S.A. ("DESA"). Essa associação acrescenta 12 ativos de geração ao portfólio já existente, distribuídos em cinco Estados nos quais a CPFL Renováveis já tem presença. Esse conjunto de usinas e parques eólicos totalizam 330,8 MW de capacidade instalada já contratada, dos quais 277,6 MW estão em operação e 53,2 MW em construção. São eles: 96,4 MW de capacidade em PCHs e 234,4 MW em parques eólicos. Com a incorporação, a Companhia passa a ter 2.108,2 MW de potência em operação e construção, o que posiciona a CPFL Renováveis entre as 10 maiores geradoras de energia privadas do Brasil.

Esses ativos têm contrato de venda de energia de longo prazo, reajustados anualmente pela inflação, fortalecendo ainda mais a previsibilidade e estabilidade da geração de caixa da CPFL Renováveis.

A tabela abaixo ilustra nosso portfólio geral de ativos em operação, construção e desenvolvimento, e sua capacidade instalada, em 31 de dezembro de 2013 (em MW):

	31 de dezembro de 2013 (em MW):				
	PCH	Eólica*	Biomassa	Solar	Total
Operação	326,6	585,5	370,0	1,1	1.283,1
Construção		503,5			503,5
Desenvolvimento	626,0	3.140,7			3.766,7
Total	952,6	4.229,7	370,0	1,1	5.553,3

*Não considera a conclusão da aquisição dos parques eólicos de Rosas do Ventos em fevereiro de 2014. A tabela acima considera o Complexo eólico Santa Clara, cuja energia produzida passou a estar disponível ao sistema a partir de 29 de março de 2014 e o Parque eólico Campo dos Ventos II, que está apto para gerar energia e tem recebido a receita de seus contratos – pendente término da construção da ICG.

O quadro abaixo contém uma descrição detalhada das principais características dos nossos projetos em operação e construção, em 31 de dezembro de 2013:

Projeto	Fonte	Situação	Garantia Física (9)	Energia Contratada	Valor PPA (dez-13)	Mercado	Prazo PPA (anos)	Início do Suprimento do PPA	Prazo Concessão/Autorização (anos)
						ACL/ACR/Proinfa			
Americana	PCH	Operação	8,10	8,10	184,93	ACL	8	jan-13	30
Buritit	PCH	Operação	0,35	0,35	184,93	ACL	8	jan-13	30
Capão Preto	PCH	Operação	2,28	2,28	184,93	ACL	8	jan-13	30
Chibarro	PCH	Operação	1,69	1,69	184,93	ACL	8	jan-13	30
Dourados	PCH	Operação	6,99	6,99	184,93	ACL	8	jan-13	30
Eloy Chaves	PCH	Operação	11,59	11,59	184,93	ACL	8	jan-13	30
Esmeril	PCH	Operação	2,88	2,88	184,93	ACL	8	jan-13	30
Gavião Peixoto	PCH	Operação	3,82	3,82	184,93	ACL	8	jan-13	30
Jaguari	PCH	Operação	4,50	4,50	184,93	ACL	8	jan-13	30
Lençóis	PCH	Operação	1,04	1,04	184,93	ACL	8	jan-13	30
Monjolinho	PCH	Operação	0,11	0,39	168,90	ACL	18	jan-03	30
Pinhal	PCH	Operação	3,70	3,70	184,93	ACL	8	jan-13	30
Salto Grande	PCH	Operação	2,58	2,58	184,93	ACL	8	jan-13	30
Santana	PCH	Operação	2,61	2,61	184,93	ACL	8	jan-13	30
São Joaquim	PCH	Operação	5,07	5,07	184,93	ACL	8	jan-13	30
Socorro	PCH	Operação	0,31	0,31	184,93	ACL	8	jan-13	30
Três Saltos	PCH	Operação	0,54	0,54	184,93	ACL	8	jan-13	30
PCHs - Início de Operação anterior a 2007	PCH	Operação	58,16	62,75	184,90	ACL	191,5	-	0
Alto Irani	PCH	Operação	13,70	13,53	201,62	(Proinfa)	20	out-08	30
Arvoredo	PCH	Operação	7,77	7,00	187,83	ACR	30	jan-10	30
Barra da Paciência	PCH	Operação	14,89	14,30	188,94	ACL	15	jan-10	30
Cocais Grande	PCH	Operação	5,12	5,16	201,62	(Proinfa)	20	jun-09	30
Corrente Grande	PCH	Operação	8,53	7,90	188,94	ACL	15	jan-10	30
Ninho da Águia	PCH	Operação	6,50	5,75	188,94	ACL	15	jan-10	30
Paiol	PCH	Operação	11,02	10,90	188,91	ACL	15	jan-10	30
Plano Alto	PCH	Operação	10,27	10,20	201,62	(Proinfa)	20	fev-08	30
São Gonçalo	PCH	Operação	7,60	6,45	188,94	ACL	15	jan-10	30
Varginha	PCH	Operação	5,39	4,00	187,83	ACR	30	jan-10	30
Várzea Alegre	PCH	Operação	4,88	4,30	188,94	ACL	15	jan-10	30
11 PCHs ERSA	PCH	Operação	95,67	89,40	192,64	Diversos	235,6	-	0
Andorinhas	PCH	Operação	0,42	0,42	190,76	ACL	9,5	jul-10	Não definido pela ANEEL
Diamante	PCH	Operação	1,60	1,60	177,16	ACL	9	jan-11	30
Guaporé	PCH	Operação	0,56	0,56	190,76	ACL	9,5	jul-10	Não definido pela ANEEL
Pirapó	PCH	Operação	0,58	0,58	190,76	ACL	9,5	jul-10	Não definido pela ANEEL
Saltinho	PCH	Operação	0,73	0,73	190,76	ACL	9,5	jul-10	Não definido pela ANEEL
CPFLSUL CENTRAIS	PCH	Operação	3,89	4,20	185,17	ACL	47,6	-	30
PCH Santa Luzia (LFA)	PCH	Operação	18,42	14,00	187,83	ACR	30	jan-10	35
PCH Santa Luzia (Mercado Livre)	PCH	Operação	-	4,00	213,25	ACL	12	jan-10	35
Salto Góes	PCH	Operação	11,10	11,10	176,67	ACR	30	jan-13	30
PCHs - Início de Operação posterior a 2007	PCH	Operação							
Baia Formosa (LEN)	BIO	Operação	11,00	11,00	208,43	ACR	15	jan-11	30
Baia Formosa (Mercado Livre) (1)		Operação		5,03	178,25	ACL	18	out-11	30
UTE Baia Formosa	BIO	Operação	11,00	16,03		Diversos	16	-	58,5
UTE Pedra	BIO	Operação	24,40	24,40	170,94	ACR	15	mar-12	35
UTE Buriti (2)	BIO	Operação	21,02	21,02	185,33	ACL	20	jun-11	30
UTE Ipê (2)	BIO	Operação	8,19	8,19	185,33	ACL	20	jun-11	30
UTE Complexo Pedra	BIO	Operação	53,61	47,61	178,78	Diversos	18	-	95,6
Baldin (3)	BIO	Operação	12,80	10,32	186,16	ACL	26	jan-10	30
Bio Ester ACR	BIO	Operação	10,20	7,00	194,02 (6)	ACR	15	jan-10	30
Bio Ester ACL	BIO	Operação	-	3,20	118,54	ACL	19	jan-13	30
UTE Coopcana	BIO	Operação	18,00	18,04	142,88	ACL	21	mar-13	30
UTE Alvorada	BIO	Operação	18,10	18,03	142,88	ACL	21	mar-13	30
Total BIO em Operação	BIO	Operação	76,61	83,49	131,72	Diversos	18	-	238,0854029

Foz do Rio Choró	EOL	Operação	7,37	7,37	355,63	(Proinfra)	20	jun-09	30
Paracuru	EOL	Operação	12,58	11,78	309,32	(Proinfra)	20	nov-08	30
EOLs SIIF I (3)	EOL	Operação	19,95	19,15	327,14	(Proinfra)	20	-	60,87260041
Icaraizinho	EOL	Operação	22,08	21,51	313,90	(Proinfra)	20	out-09	30
Praia Formosa	EOL	Operação	28,33	28,09	352,01	(Proinfra)	20	ago-09	30
EOLs SIIF II (3)	EOL	Operação	50,41	57,51	335,48	(Proinfra)	20	-	59,98081792
Taiba Albatroz	EOL	Operação	6,71	6,58	318,40	(Proinfra)	20	nov-08	30
Canoa Quebrada			24,08	22,93	313,25		20	jan-10	30
Bons Ventos			16,37	15,94	349,38		20	fev-10	30
Enacel			10,23	9,97	351,78		20	mar-10	30
Complexo Bons Ventos (3)	EOL	Operação	57,39	62,38	331,18	(Proinfra)	20	-	120,1920976
Santa Clara I	EOL	Operação	13,71	13,00	184,71	ACR	20	jul-12	35
Santa Clara II			12,76	12,00	184,71	ACR	20	jul-12	35
Santa Clara III			12,51	12,00	184,71	ACR	20	jul-12	35
Santa Clara IV			12,31	12,00	184,71	ACR	20	jul-12	35
Santa Clara V			12,41	12,00	184,71	ACR	20	jul-12	35
Santa Clara VI			12,29	12,00	184,71	ACR	20	jul-12	35
Eurus VI	3,16	3,00	184,71	ACR	20	jul-12	35		
EOL Complexo Santa Clara	EOL	Operação	79,15	76,00	184,71	ACR	20	-	245
Total EOL em Operação	EOL	Operação	206,90	215,04	243,52	Diversos	20	-	450,2
Solar Tanquinho	Solar	Operação	0,20	0,19	172,72	ACL	24	jan-13	-
Total Solar em Operação	Solar	Operação	0,20			ACL	24	0,20	
Costa Branca	EOL	Construção	9,80	9,80	158,34	ACR	20	abr-14	35
Juremas	EOL	Construção	7,60	7,50	162,12	ACR	20	abr-14	35
Macacos	EOL	Construção	9,80	9,70	162,12	ACR	20	abr-14	35
Pedra Preta	EOL	Construção	10,30	10,10	158,34	ACR	20	abr-14	35
EOL Macacos I (8)	EOL	Construção	37,50	37,10	160,09	ACR	20	abr-14	140
Campo dos Ventos II	EOL	Construção	15,00	14,00	151,15	ACR	20	set-13	35
EOL Campo dos Ventos II	EOL	Construção	15,00	14,00	142,47	ACR	20	set-13	35
Atlântica I	EOL	Construção	13,10	13,10	166,17	ACR	20	set-13	35
Atlântica II	EOL	Construção	12,90	12,90	166,17	ACR	20	set-13	35
Atlântica IV	EOL	Construção	13,00	13,00	166,17	ACR	20	set-13	35
Atlântica V	EOL	Construção	13,70	13,70	166,17	ACR	20	set-13	35
EOL Complexo Atlantica	EOL	Construção	52,70	52,70	166,17	ACR	20	jul-13	140
Campo dos Ventos I (3)	EOL	Construção	13,60	12,85	146,06	ACL	19	jan-16	30
Campo dos Ventos III (3)	EOL	Construção	13,40	12,62	146,06	ACL	19	jan-16	30
Campo dos Ventos V (3)	EOL	Construção	13,1 (7)	12,52	146,06	ACL	19	jan-16	30
EOL Complexo Campo dos Ventos (4)	EOL	Construção	40,25	37,99	146,06	ACL	19	jan-16	
Ventos de Santa Mônica (3)	EOL	Construção	14,86	14,80	124,14	ACL	19	jul-16	Em obtenção
Ventos de Santa Úrsula (3)	EOL	Construção	14,60	14,54	124,14	ACL	19	jul-16	Em obtenção
Ventos de São Domingos (3)	EOL	Construção	14,08	13,31	146,06	ACL	19	jul-16	Em obtenção
Ventos de São Martinho (3)	EOL	Construção	14,09	13,31	146,06	ACL	19	jul-16	Em obtenção
Ventos de São Benedito (3)	EOL	Construção	14,76	14,71	124,14	ACL	19	jul-16	Em obtenção
Ventos de São Dimas (3)	EOL	Construção	16,61	16,55	124,14	ACL	19	jul-16	Em obtenção
EOL Complexos Campo Sul e Norte	EOL	Construção	89,00	87,22	130,83	ACL	19	jul-16	Em obtenção
Total EOLs em Construção	EOL	Construção	234,45	229,01	147,47	Diversos	19	-	-

O quadro abaixo apresenta o detalhamento do estágio de cada um dos nossos projetos em desenvolvimento, incluindo, sobre nossos projetos de PCHs, informações sobre os estudos de inventário, projeto básico e de viabilidade, licenças ambientais e outorga da ANEEL, e sobre nossos projetos de Parques Eólicos, informações sobre as medições de vento, aspecto fundiário, certificações e licenças ambientais, em 31 de dezembro de 2013.

Projeto	Capacidade (MW)	Backlog estudo				Projeto básico				Meio Ambiente		
		Registro do ativo	Estudo concluído	Aprovação técnica	Estudo aprovado	Registro do ativo	Estudo concluído	Aprovação técnica	Estudo aprovado	Estudo concluído	LP	LI
PCH Boa Vista II	28	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
PCH Cachoeira Grande	16	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
PCH Santa Cruz	13	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Sub Total	57											
PCH Auruoca	18	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓			
PCH Bom Retiro	29	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓			
PCHs Águas de Chapeco	21	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓			
PCH Porto Ferreira	20	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓			
Sub Total	88											
PCH Fox do Xaxim	11	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓				
AHE Ivaí	75	✓	✓	✓								
PCH Ivaí	28	✓	✓	✓								
PCHs Ijuí - Ijuizinho	26	✓	✓	✓								
AHE Rio das Antas	78	✓	✓	✓								
PCH Rio Piracanjuba	11	✓	✓	✓								
PCH Rio Turvo	16	✓	✓	✓								
AHE Rio das Cinzas	85	✓	✓	✓								
AHE Rio dos Bois	62	✓	✓	✓								
PCH Penedo	17	✓	✓	✓	✓	✓						
PCH Nova União	28	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓				
PCH Saudade	46	✓	✓	✓	✓	✓	✓					
Sub Total	482											
Total	626											

Projeto	Capacidade (MW)	Medições do vento				Terra			Certificação			Meio Ambiente		
		Torre	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Leasing	Averb. Contrato	Averb. Georref.	Instalação da torre	Informações do vento	Produção	Estudo concluído	LP	LI
EOL Gameleia	85	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓
EOL Curral Velho	84	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓	
EOL Pontal das Falésias	22	✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	✓	
EOL Praia de Bitupitá	70	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓	
EOL Royale	30	✓	✓	✓		✓	✓			✓	✓	✓	✓	
EOL Royale Expansão	136	✓	✓	✓		✓				✓	✓			
EOL Macacos II	44	✓	✓	✓		✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓
Sub Total	470													
EOL Pé da Serra	234	✓	✓			✓				✓	✓			
EOL Serra do Angelim	202	✓	✓			✓				✓	✓			
EOL Serra do Cabral	90	✓	✓			✓								
EOL Viçosa do Ceará	96	✓	✓			✓								
EOL Tapuia	106	✓	✓			✓								
EOL Saloá	94	✓	✓			✓								
EOL Serra das Vacas	117	✓	✓			✓								
Sub Total	939													
EOL Serra dos Ventos	159	✓				✓								
EOL Lagoas de Saloá	76	✓				✓								
EOL Bom Conselho	223	✓				✓								
EOL Ventania	117	✓				✓								
EOL Serra Grande	106	✓				✓								
EOL Rodoleiro	104	✓				✓								
EOL Olho D'Água	145	✓				✓								
EOL Farrupilha	37	✓				✓								
EOL Taipa	104	✓				✓								
EOL Sacatruz	44	✓				✓								
EOL São Nicolau	104	✓				✓								
EOL Palmeiras	44	✓				✓	✓							
EOL Cerquinha	60	✓				✓								
EOL Tarumã	145	✓				✓								
EOL Canguçu	115	✓				✓								
EOL Dourados	152	✓				✓								
Sub Total	1.732													
Total	3.141													

Atualmente, 81 de nossos projetos, representando 1.800 MW de Capacidade Instalada, possuem energia contratada e a previsão para entrada em fase de operação em sua totalidade é até 2018, o que nos assegura alta previsibilidade de geração de caixa.

Acreditamos estar bem posicionados para continuar aproveitando as oportunidades de crescimento no setor de energias renováveis, além de cremos que nossa capacidade para aquisições de ativos e projetos de qualidade e nosso portfólio robusto de projetos em desenvolvimento irá suportar nosso crescimento rentável. Possuímos uma equipe composta por 329 colaboradores, com larga experiência na otimização de projetos de engenharia e condução de processos de licenciamento ambiental, bem como na contratação e gestão de contratos de fornecedores e prestadores de serviços para a implantação de projetos de geração de energia.

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;

Nossa receita operacional é proveniente da atividade de venda de energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis pelas nossas controladas.

Em 31 de dezembro de 2013 tínhamos uma capacidade instalada de geração de energia em operação de 1.283 MW. Enquanto que em 2012, tínhamos uma capacidade instalada de geração de energia em operação de 1.153 MW.

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

Nossa receita operacional consolidada, proveniente da venda de energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis, está apresentada no quadro abaixo:

Período	2013	2012	2011
	(em milhões de reais R\$)		
Receita Operacional Líquida do Período/Exercício	1.018,6	806,4	171,9

Em 31 de dezembro de 2013 a receita está segregada de forma equilibrada entre as nossas fontes de geração, sendo: 30% em PCH, 50% em Parques Eólicos e 19% em Usinas Termelétricas a Biomassa.

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

Nosso resultado líquido consolidado, tendo sua receita operacional proveniente da venda de energia elétrica gerada

Período	2013	2012	2011
	(em milhões de reais R\$)		
Lucro (Prejuízo) Líquido do Período/Exercício	-55,0	8,3	70,9

Apresentamos nossas demonstrações financeiras considerando somente o segmento operacional de geração e comercialização de energia elétrica por meio de contratos de longo prazo, que representam integralmente a receita da Companhia, uma vez que a natureza dos serviços e processos de produção, categoria de clientes e dos serviços, métodos de distribuição e comercialização e outros aspectos como o ambiente regulatório são os mesmos para os diversos tipos de usinas (biomassa, eólica, PCHs e solar). (1) As demonstrações financeiras consolidadas de 2011 e 2012 foram preparadas e estão sendo apresentadas sob o nome da adquirente legal (CPFL Renováveis), mas seguindo a essência econômica da transação, como uma continuação das demonstrações financeiras da adquirente econômica (SMITA) de acordo com o CPC 15 (R1) e IFRS 3 (R), parágrafo B21. Seguindo a essência econômica da transação, as demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis para o período comparativo devem ser as demonstrações financeiras consolidadas da adquirente econômica da transação, ou seja, SMITA. Como a SMITA foi constituída em 3 de janeiro de 2011 e não realizou transações econômicas no primeiro semestre de 2011.

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;

Em 31 de dezembro de 2013 operamos com capacidade instalada de 1.283 MW e possuíamos um portfólio de ativos em construção com capacidade instalada de 504 MW, além de um portfólio de projetos em desenvolvimento de 3.767 MW. Nossa atuação abrange desde o desenvolvimento de projetos até a construção e operação de PCHs, Parques Eólicos, Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa e Usina Solar Fotovoltaica.

As características de cada fonte de geração de energia renovável que utilizamos estão listadas a seguir:

Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)

PCHs são usinas hidrelétricas de pequeno porte cuja capacidade instalada é superior a 1 MW e inferior a 30 MW e cuja área ocupada por seu reservatório é inferior a 3 Km². O reservatório de uma PCH típica não permite o armazenamento do fluxo da água. Quando não há homogeneização, convencionou-se interpretar que a PCH opera "a fio d'água". Em PCHs, são comuns as situações em que a vazão disponível é menor do que a capacidade das turbinas, causando ociosidade. Em outras situações, as vazões são maiores do que a capacidade das máquinas, "vertendo" água, dada a impossibilidade de armazenamento da água. Observa-se que, por conta da possibilidade de as PCHs participarem do Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE"), a quantidade de energia comercializada pela usina depende somente do seu certificado de garantia física, independentemente, portanto, de sua produção individual de energia. As PCHs são construídas, em sua maioria, em rios de médio porte que possuem desníveis significativos em seu percurso, gerando energia potencial suficiente para movimentar pequenas turbinas.

O Protocolo de Kyoto estabeleceu metas de redução das emissões de gases de efeito estufa e criou mecanismos para o cumprimento destas metas. As PCHs são elegíveis ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo ("MDL"), status concedido aos projetos concebidos em países em desenvolvimento e que resultem em redução certificada de emissões ("RCEs"). Para auxiliar no cumprimento de suas metas, os países que tem metas de redução compram créditos de carbono no mercado para auxiliar no cumprimento.

Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), o setor de PCHs no Brasil é composto por 459 usinas, localizadas predominantemente no Sudeste, Sul e Centro-oeste do país, cuja capacidade instalada total corresponde a 4.587 MW.





Parques Eólicos

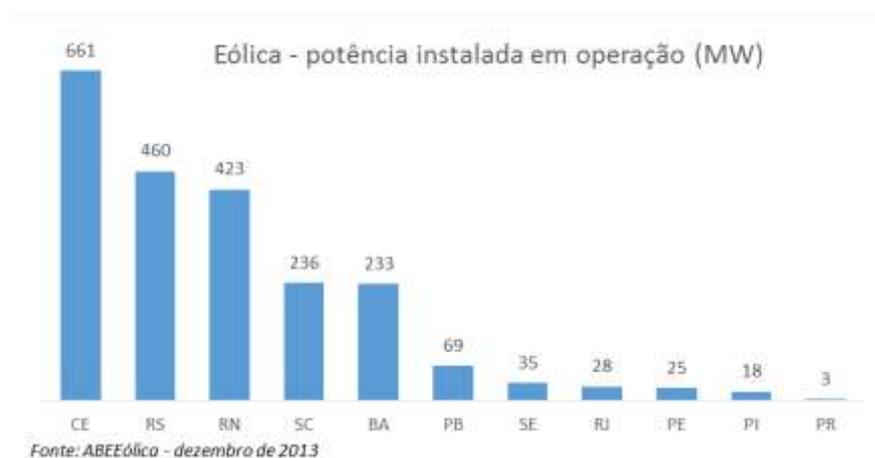
A energia eólica é, basicamente, obtida por meio da energia cinética gerada pela migração das massas de ar provocada pelas diferenças de temperatura existentes na superfície do planeta. A geração eólica ocorre pelo contato do vento com as pás do aerogerador. Ao girar, as pás dão origem à energia mecânica que aciona o rotor do aerogerador, que por fim produz a eletricidade. A quantidade de energia mecânica transferida reflete o potencial de energia elétrica a ser produzida, o qual está, portanto, diretamente relacionado à densidade do ar, à área coberta pela rotação das pás e à velocidade do vento na altura de cada aerogerador.

A construção de um parque eólico é menos complexa em comparação à construção de PCHs, consistindo basicamente na preparação de fundações e posterior montagem dos aerogeradores, os quais são montados no local pelos fornecedores. O prazo de construção de uma usina eólica é mais curto do que o de uma PCH (entre 1 ano e meio a 2 anos, em média), e o investimento necessário por MW instalado para a construção de um parque eólico é inferior ao investimento para construção de uma PCH. Além disso, a operação dos parques eólicos pode ser complexa e com riscos associados à variabilidade do regime de ventos maiores, em especial no Brasil, onde não há um longo histórico de medição de ventos.

Algumas regiões do Brasil são favorecidas em termos de ventos, por apresentarem alta velocidade média e baixa volatilidade (oscilação da velocidade), garantindo uma elevada produção energética. Algumas "bacias eólicas" apresentam complementaridade com a operação das usinas hidrelétricas, em especial do Sudeste do País, visto que a velocidade dos ventos costuma ser maior e mais constante nos períodos em que as hidrelétricas dessa região estão em seu período de estiagem. Assim, a geração das eólicas pode atender à demanda em substituição às hidrelétricas, uma forma de preservar a água dos reservatórios em períodos de poucas chuvas. A operação simultânea de usinas eólicas e PCHs permitiria o aproveitamento do sinergismo entre essas fontes, contribuindo para a otimização dos recursos e, adicionalmente, ao armazenamento da energia elétrica nos reservatórios das usinas hidrelétricas.

Por fim, estimativas constantes do Atlas do Potencial Eólico de 2001 (último estudo realizado a respeito) apontam para um potencial de energia eólica de 143 GW de capacidade instalada no Brasil, volume significativamente superior à atual potência instalada total no país, de 3,5 GW em 31 de dezembro de 2013, mostrando um alto potencial de crescimento deste segmento no Brasil.

Assim como nas PCHs os Parques Eólicos são elegíveis ao MDL. De acordo com levantamento da ABEEólica, em 31 de dezembro de 2013 haviam 142 usinas eólicas em operação, com capacidade instalada de 2.190,6 MW. Além disso, em 31 de dezembro de 2013, a ABEEólica registrava a existência de 109 projetos de energia eólica em construção com total de 2.960,9 MW de capacidade instalada. De acordo com dados do Banco de Informações da Geração (BIG) da ANEEL, em maio de 2014, já havia mais 191 empreendimentos outorgados, com potência total de 4.798,0 MW, porém sem obras iniciadas.



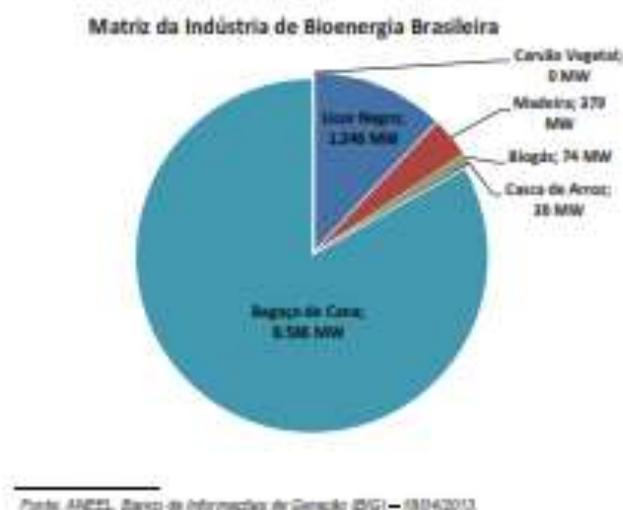
Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa

Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa são geradoras que utilizam a combustão de material orgânico para produção de energia. Alguns exemplos desse tipo de material orgânico são: bagaço de cana, carvão vegetal, biogás, licor negro, casca de arroz e resíduos de madeira. A geração de energia movida à biomassa é renovável, permitindo o reaproveitamento de resíduos, além de ser menos poluente que outras formas de energia, como aquelas obtidas a partir da utilização de combustíveis fósseis como petróleo e carvão mineral. Isso porque o CO₂ liberado na queima da biomassa já fora absorvido durante a vida da planta. A construção de Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa tem prazo mais curto do que as PCHs (entre 1 e 2 anos, em média). O investimento necessário por MW instalado para a construção de uma Usina Termelétrica Movida a Biomassa é proporcionalmente inferior ao investimento para construção de uma PCH. Por outro lado, seu modelo de operação é mais complexo, por envolver a aquisição, logística e operação de material orgânico utilizado para geração de energia. Por esta razão, os custos operacionais de Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa tendem a ser maiores do que os custos de operação das PCHs.

Apesar da maior complexidade de operação, as Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa beneficiam-se de: (i) licenciamentos ambientais mais céleres, (ii) combustível abundante no Brasil, podendo vir de subproduto de outras atividades (ex.: resíduos de madeira) e (iii) localização mais próxima aos centros de consumo, reduzindo os custos de transmissão. Em Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa, o custo de aquisição e logística do combustível, em comparação com outras usinas térmicas (de fontes não renováveis) é significativamente inferior. Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa, embora sejam elegíveis ao MDL, e, portanto, com potencial de geração de créditos de carbono, vem encontrando dificuldades quanto à aprovação dos projetos devido à metodologia aplicada. Alternativamente, a CPFL Renováveis vem buscando desenvolver projetos com foco no mercado voluntário, buscando agregar valor aos empreendimentos.

Segundo a ANEEL, existem atualmente em operação 480 Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa totalizando 11.428 MW de capacidade instalada, que são divididas de acordo com o tipo de insumo utilizado no processo de produção de energia. Atualmente as usinas nacionais de bioenergia utilizam

oito tipos de biomassa no processo de geração de energia, sendo eles: (i) bagaço de cana-de-açúcar; (ii) biogás; (iii) carvão vegetal; (iv) casca de arroz; (v) licor negro; e (vi) resíduo de madeira; (vii) capim elefante; (viii) óleo de palmiste.



Usinas Solares Fotovoltaicas

A energia do sol é a fonte indireta de muitos combustíveis, como a própria biomassa. Mas foi na década de 70, marcada pelos choques do petróleo que elevaram de forma acentuada os preços desse combustível, afetando em efeito dominó as economias dos países ao redor do mundo, que as pesquisas com o uso da energia solar para a produção de energia deslancharam. Com os preços do petróleo - que dominava as matrizes energéticas dos países industrializados - subindo sem escalas, era necessário buscar alternativas que reduzissem a dependência desta *commodity*.

No Brasil, a energia solar fotovoltaica possui um grande potencial, e o governo estima uma capacidade instalada de 1,4GWp para 2022 (dados do PDE 2022). Entretanto, hoje o custo do MWh ainda é mais caro do que das demais fontes renováveis comercializadas nos leilões de energia. A evolução da tecnologia e a consolidação de uma cadeia produtiva, entretanto, podem ser determinantes na mudança desse cenário dentro dos próximos anos. Soma-se a isso o grande potencial para expansão da fonte através de geração distribuída, com a instalação de painéis solares em centros urbanos.

b. características do processo de distribuição;

Em 31 de dezembro de 2013 os contratos de venda de energia firmados pela Companhia representavam uma segregação de aproximadamente 52% no Ambiente de Contratação Livre ("ACL") e 48% no Ambiente de Contratação Regulada ("ACR"). Do total de contratos negociados no ACL, aproximadamente 81% foram celebrados com a CPFL Brasil. Para maiores informações acerca de cada um desses mercados, vide item 7.5 deste Formulário de Referência.

Nossa estratégia é manter a exploração das 2 (duas) alternativas de comercialização de energia, mercado regulado e mercado livre, de forma a viabilizar o crescimento sustentável do nosso portfólio de ativos, com preços mais atrativos e prazos mais longos em relação à média de mercado, resultando nas melhores taxas de retorno possíveis. Atualmente 35% de nossa energia contratada está vendida no mercado livre a um prazo médio de 17 anos e 65% no mercado regulado a um prazo médio de 21 anos, o que acreditamos mostrar nossa capacidade de explorar ativamente os dois mercados.

Os leilões organizados pelo Governo Federal no mercado regulado, dos quais participamos, são uma importante ferramenta para viabilizar a comercialização de energia elétrica dos projetos de geração de energia de fontes renováveis. Nos últimos 3 (três) anos foram realizados 8 (oito) leilões de energia nova, totalizando 9,4 GW de capacidade instalada acrescida ao Sistema.

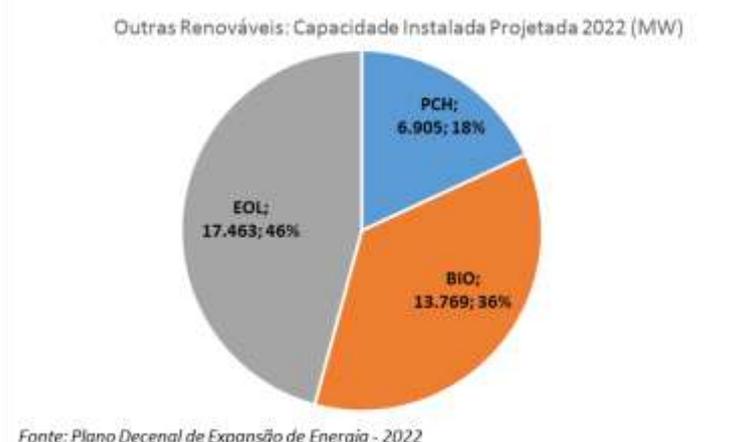
Em paralelo, buscamos de forma contínua uma alternativa para os leilões no mercado livre composto por Consumidores Livres e Consumidores Especiais, cuja demanda se encontra abaixo de seu potencial de migração para o ACL e que atualmente conta com importantes benefícios econômicos para as empresas focadas em energia renovável, tais como, desconto nos encargos setoriais e preços médios de venda mais atrativos. O mercado livre é estimado em 31,1 GW médios, dos quais apenas 15,3 GW médios ou 49,1% foram explorados. Os contratos tem como objetivo viabilizar novos empreendimentos de geração, através de contratos de compra e venda de energia de longo prazo. Deveremos manter um volume mínimo de 60% comercializado no ACR e máximo de 40% no ACL. A cada leilão de compra de energia organizado pelo governo realizaremos uma cotação de mercado para 40% da energia dos nossos projetos com pelo menos cinco comercializadoras ou consumidores de 1ª linha. Sendo a CPFL Brasil a vencedora, poderemos aceitar ou recusar a proposta da CPFL Brasil. Em caso de recusa, ficaremos livres para vender toda a energia a terceiros ou vender no leilão

organizado pelo governo. Em caso de aceite da proposta, serão aplicados dois mecanismos de ajuste, um de montante e um de preço.

O mecanismo de montante estabelece que a proposta da CPFL Brasil perde validade caso a CPFL Renováveis não venda energia no leilão organizado pelo governo. Caso a CPFL Renováveis venda energia no leilão, o montante da proposta da CPFL Brasil será ajustado para que represente no máximo 40% do montante total de energia dos projetos. Portanto, o montante da proposta da CPFL Brasil pode ser ajustado para baixo caso o volume comercializado em leilão não atinja 60% do total dos projetos. O mecanismo de preço estabelece que caso o preço do leilão seja superior ao da proposta da CPFL Brasil, ficaremos livres para vender até 100% no referido leilão sendo que, neste caso, a CPFL Brasil fará jus a um prêmio pela opção disponibilizada, de 2% (dois por cento) sobre seu preço ofertado. Caso o preço do leilão seja inferior ao da proposta da CPFL Brasil, o preço da proposta da CPFL Brasil será ajustado para refletir a média aritmética entre o nosso preço no leilão e o preço da proposta da CPFL Brasil.

c. características dos mercados de atuação, em especial:

A matriz energética brasileira é constituída predominantemente de fontes de energia limpa, baseando-se particularmente na geração de energia através de hidrelétricas. A escolha desta fonte como base do parque gerador brasileiro está relacionada à abundância de recursos hídricos e à existência de um relevo favorável. O Brasil possui algumas das maiores usinas hidrelétricas do planeta, como Itaipu (14.000 MW) e Tucuruí (8.370 MW), cuja instalação na década de 1970 foi fundamental para o desenvolvimento industrial e econômico nacional. O foco na geração de energia a partir do aproveitamento de rios é uma lógica que permeia as políticas públicas brasileiras há várias décadas, e vem sendo mantida pelo governo atual, em especial através do desenvolvimento de grandes projetos na região Amazônica. Dentre esses projetos podemos destacar Santo Antônio (3.150 MW) e Jirau (3.750 MW), em construção no Rio Madeira, em Rondônia, e Belo Monte (11.233 MW), que teve a sua licença ambiental de instalação emitida e sua construção iniciada no Rio Xingu, no Pará. Entretanto, o relevante impacto socioambiental da construção de usinas de grande porte, cujos reservatórios demandam o alagamento de áreas extensas muitas vezes cobertas de vegetação nativa ou habitadas, tem levado à revisão da classificação de tais empreendimentos na categoria de fontes renováveis de energia. Atualmente, as fontes de energia alvo de incentivos do Governo Federal são denominadas como "outras renováveis", uma forma de distinção de fontes que aliam insumos renováveis a reduzidos impactos sociais e ambientais, tais como PCHs, usinas eólicas, térmicas a biomassa, solar fotovoltaicas e resíduos, das tradicionais usinas hidrelétricas de grande porte. .



Embora as PCHs estejam presentes no país há mais de um século (a primeira foi instalada em Diamantina, Minas Gerais, no reinado de Dom Pedro II), as duas últimas décadas presenciaram a instalação da grande maioria dos projetos de PCHs atualmente em operação, em especial após a reforma do setor energético brasileiro iniciada em 1995. Com a abertura do mercado à participação de agentes privados, uma grande quantidade de empresas de pequeno e médio porte, muitas de caráter familiar e ligadas a empresas de construção, investiram na construção de PCHs e, mais recentemente, Parques Eólicos e Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa. Duas iniciativas do governo foram fundamentais para o crescimento e consolidação deste mercado: o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica ("PROINFA") e os Leilões de Fontes Alternativas ("LFAs").

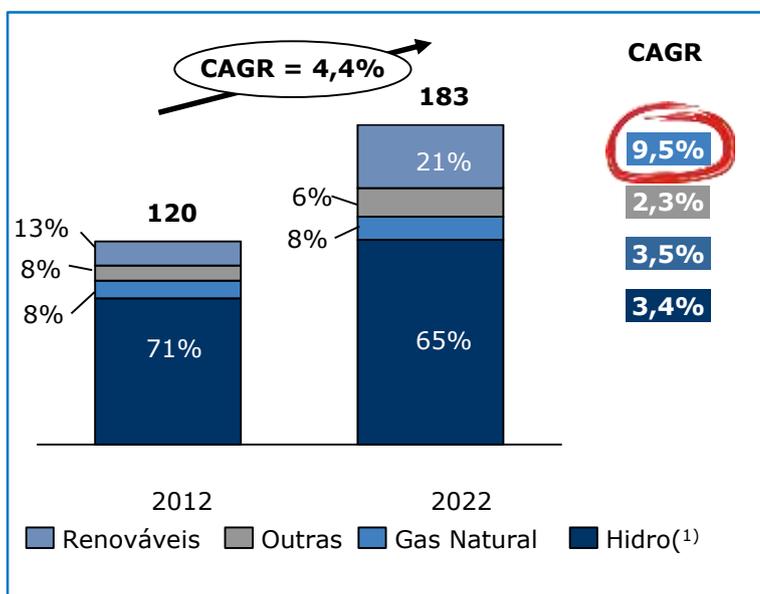
O PROINFA foi um programa do governo federal, instituído em 26 de abril de 2002 pela Lei 10.438, para aumentar a participação da energia renovável na matriz energética brasileira. O PROINFA tinha como meta promover a entrada de 3.300 MW de energias renováveis (divididos igualmente entre as três fontes) até dezembro de 2008 através de contratos de longo prazo (20 anos) entre os geradores e a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. ("Eletrobrás"). O programa foi um marco no desenvolvimento do setor de energia eólica no país, ao possibilitar o estabelecimento de alguns dos primeiros Parques Eólicos comercialmente viáveis do Brasil. O investimento nestes parques criou condições para a instalação, no Brasil, de indústrias estrangeiras, produtoras de componentes para Parques Eólicos (aerogeradores), reduzindo, assim, o custo de geração através da fonte, aumentando sua competitividade e criando um ciclo virtuoso que perdura até hoje. Empreendimentos de biomassa e PCHs também foram beneficiados, embora os resultados tenham sido comparativamente inferiores. A tecnologia para construção e operação de PCHs e de Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa é largamente dominada por empresas de engenharia e fornecedores de equipamentos no Brasil, e os equipamentos necessários estão amplamente disponíveis no mercado nacional.

Os LFAs foram organizados exclusivamente para contratação de energia de fontes renováveis não convencionais, ou seja, sem a presença de UHEs, para venda no mercado regulado. Assim como o PROINFA, os LFAs obtiveram êxito no desenvolvimento do setor de energia renovável no Brasil, particularmente no setor de energia eólica. Ao garantir a compra da energia gerada através de contratos de longo prazo (até 30 anos) com grupos de distribuidoras, os LFAs aumentaram a previsibilidade e segurança dos empreendimentos vencedores e permitiram que os mesmos obtivessem condições favoráveis de financiamento para construção dos parques eólicos.

Com o objetivo de complementar a energia contratada no ambiente regulado e garantir maior segurança no fornecimento de energia, a partir do Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, foi regulamentada a contratação de energia de reserva por meio de leilões regulados, o Leilão de Energia de Reserva ("LER"). O Ministério de Minas e Energia define o montante de energia a ser comercializado no leilão, sendo que os custos decorrentes são rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica. A contabilização e liquidação desta energia pode ocorrer apenas no mercado de curto prazo da CCEE. Surgido no contexto no Novo Modelo do Setor Elétrico de 2004, o ACL é formado por agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia elétrica e consumidores livres. Neste ambiente, ocorre a livre comercialização de energia para consumidores livres e especiais, formalizada por meio de contratos bilaterais estabelecidos entre as partes. Atualmente, o governo brasileiro, através da ANEEL, oferece uma série de incentivos à instalação de empreendimentos de energia renovável no país (PCHs, Parques Eólicos e Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa). Dentre estes incentivos, os principais são:

- Empreendimentos recebem autorização emitida pela ANEEL, não estando sujeitos aos requerimentos do regime de licitação para venda de energia no ACL (ex: os projetos não são leiloados e a autorização é concedida ao desenvolvedor do mesmo);
- Desconto de 50% nas tarifas de transmissão e distribuição, tanto para agentes geradores quanto para consumidores;
- "Reserva de Mercado": consumidores com demanda entre 0,5 MW e 3,0 MW podem tornar-se consumidores livres com a condição de adquirirem sua energia de fontes renováveis (ex.: Parques Eólicos e Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa);
- Isenção do pagamento de tarifas setoriais como Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos ("CFURH"), Uso do Bem Público ("UBP") e Programa de Pesquisa e Desenvolvimento ("P&D");
- e
- Linhas de financiamento com taxas e prazos atrativos concedidos pelo BNDES para empreendimentos com contratos de longo prazo, como os firmados no ACR.

Os resultados da política oficial de incentivo às fontes renováveis são visíveis no aumento da participação das mesmas no total de energia gerada no país. Em 2007, PCHs, Parques Eólicos e Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa representavam 2,85% da matriz ou 2.801 MW, em comparação a 14,45% ou 18.701 MW estimados pela EPE (dados PDE 2022) para dezembro de 2013 (um valor quase sete vezes maior do que aquele registrado em 2007). Este ritmo de crescimento deve ser mantido nos próximos anos, já que, segundo a ANEEL, existem hoje 30 PCHs, 138 parques eólicos e 10 Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa em construção. Quando concluídas, estas usinas irão adicionar ao parque gerador brasileiro capacidades instaladas de 328 MW, 3.529 MW e 440 MW, respectivamente. De acordo com o Plano Decenal de Expansão (2022) da Empresa de Pesquisa Energética ("EPE"), estas fontes passarão a representar 20,8% da capacidade instalada do Brasil em 2022, em comparação com o valor atual de 14,4%.



Fonte: ANEEL; PDE 2022

(1) Inclui a estimativa de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico Paraguai

O crescimento do mercado de geração de energia renovável no Brasil, observado nos últimos anos, e a estabilidade do marco regulatório do setor, têm atraído um considerável fluxo de investimentos privados, com forte participação de agentes estrangeiros como empresas de energia e fundos de investimento em participação. Ao contrário do cenário observado para o setor de geração como um todo, o segmento de energias renováveis é predominantemente controlado pela iniciativa privada.

i) Participação em cada um dos mercados

Em 31 de março de 2013 os contratos de venda de energia firmados pela Companhia representavam uma segregação de aproximadamente 40% no ACL e 60% no ACR. Para maiores informações acerca de cada um desses mercados, vide item 7.5 deste Formulário de Referência.

ii) Condições de competição nos mercados

Enfrentamos concorrência em duas diferentes esferas de nossa atuação: (i) a concorrência na obtenção de contratos de venda de energia (PPAs) e (ii) a concorrência na prospecção e/ou aquisição de projetos para investimentos.

A comercialização de energia elétrica no ACR dá-se por meio de leilões públicos. Neste sentido, concorreremos com todas as demais geradoras qualificadas para cada leilão, inclusive, em determinados casos, grandes hidrelétricas. Já no ACL, a comercialização de energia elétrica ocorre por meio da livre negociação de preços e condições de contratação entre as partes. A competição, neste caso, é exercida entre as geradoras, os consumidores autorizados a negociar a aquisição de energia elétrica no mercado livre e os comercializadores de energia elétrica. Para Consumidores Livres com consumo entre 0,5 MW e 3 MW, as nossas usinas concorrem somente com outras usinas classificadas como "fontes de energia especial", que incluem as fontes sujeitas a desconto na tarifa da uso dos sistemas de distribuição e transmissão (PCH, Biomassa, Eólica e Solar com energia injetada na rede até 30MW), e as fontes sem desconto associado, mas que podem conferir lastro para os referidos consumidores especiais (UHes sem característica de PCH, Biomassa, Eólica e Solar com energia injetada na rede entre 30MW e 50MW).

No desenvolvimento de projetos de PCHs pode haver uma disputa entre dois ou mais empreendedores interessados em explorar um mesmo local. Nestes casos, concorreremos apenas com os demais empreendedores que estão no processo formal de disputa por aquele aproveitamento na ANEEL. Já nos casos de PCHs em fases mais avançadas de desenvolvimento (após a fase em que pode haver disputas), concorreremos com outros empreendedores apenas quanto a possíveis aquisições.

No caso de projetos eólicos e solares, a competição por projetos ocorre, principalmente, na disputa entre os empreendedores e desenvolvedores pelas terras onde se encontram os melhores potenciais de ventos e onde existem conexões disponíveis para o escoamento da energia.

A competição no caso de biomassa ocorre na prospecção de usinas com potencial para exportar energia. Dentre os itens de maior relevância, quando na competição pelos empreendimentos, há o tema relacionado a solidez financeira do parceiro fornecedor da biomassa, tradição no setor de atuação e sólido conhecimento do processo agrícola. Na maioria dos negócios de biomassa há uma parceria entre o investidor e o fornecedor da biomassa (ex.: usina de açúcar e álcool) onde o fornecedor da biomassa detém o conhecimento do processo industrial para a industrialização da matéria prima e o investidor detém o conhecimento do mercado de energia e a capacidade de

investimento. Outra fonte de competição ocorre quando o próprio fornecedor da biomassa opta por realizar o investimento na implantação/ampliação da planta de geração de energia. Considerando o mercado de energias renováveis como um todo, com base na energia contratada, os nossos 4 principais concorrentes são a Renova Energia S.A., Casa dos Ventos Energias Renováveis S.A., a Energimp S.A., a Queiroz Galvão Energias Renováveis S.A. e a Brookfield Energias Renováveis S.A.

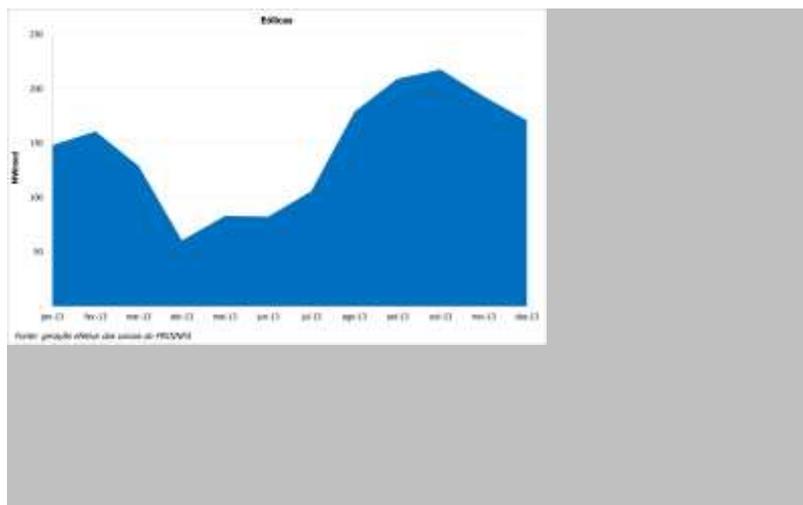
d. eventual sazonalidade;

No que se refere aos Parques Eólicos, as receitas e seus resultados poderão ser influenciados de forma significativa pelo regime de ventos, pois o resultado contábil tem relação com a energia efetivamente gerada, enquanto a geração de caixa efetiva tem relação com a energia contratada para venda, o que assegura uma previsibilidade de fluxo de caixa para fazer frente às despesas do ativo ou projeto.

Os contratos de comercialização de energia firmados pela CPFL Renováveis no ambiente livre e no regulado possuem mecanismos de mitigação da variação anual no regime de ventos.

No Contrato de Energia de Reserva ("CER") é estabelecida uma banda inferior (-10%) e superior (30%) para a geração de energia em comparação com a energia contratada. A geração é verificada anualmente e os ciclos de revisão contratual são de quatro anos. Nos casos em que a geração anual acumulada fica entre 90% e 100% da energia contratada, não há ressarcimento relativo à diferença entre energia gerada e contratada e o saldo negativo é alocado para o ano seguinte, na forma de um déficit inicial. Já nos casos em que a geração anual fica entre 100% e 130% do montante contratado, o saldo positivo será alocado para o ano seguinte, na forma de um superávit inicial. A geração anual abaixo de 90% do montante contratado deverá ser ressarcida à Conta de Energia de Reserva (CONER), até o limite de 90% do montante contratado, ao valor de 115% do preço do contrato. A geração anual acima de 130% do montante contratado será liquidada a 70% do preço de venda. Na apuração quadrienal, a geração entre 90% e 100% do montante contratado para o período é ressarcida à CONER. Para as usinas que venderam até o 4º LER de 2011, esse ressarcimento é feito ao preço de venda do contrato. A partir de 5º LER de 2013, está prevista uma penalidade de 6% sobre o valor do preço de venda do contrato para os ressarcimentos quadriennais. Caso haja saldo positivo ao final do quadriênio, esse montante poderá: i) ser alocado para o primeiro ano do quadriênio seguinte, na forma de um superávit inicial; ii) ser liquidado ao valor do contrato, ou; iii) ser transferido para outro parque, através de cessão bilateral. Por fim, a cada quadriênio, a energia contratada é ajustada para refletir a energia média efetiva do projeto desde o início do contrato, sendo a energia contratada original o limite superior destes ajustes.

No Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado ("CCEAR") do Leilão de Fontes Alternativas ("LFA") é definida uma banda inferior fixa (-10%) para a geração de energia em comparação com a energia contratada. A banda superior varia conforme o ano dentro do ciclo quadrienal de verificação (30% no primeiro ano, 20% no segundo, 10% no terceiro, 0% no quarto). A geração efetiva é apurada anualmente e os ciclos de verificação são de quatro anos. Quando a geração acumulada está dentro das bandas estabelecidas, não é feito nenhum ajuste no ano. Neste caso, apenas ao final do quadriênio é feito um ajuste, ao máximo entre o preço do contrato e o PLD médio do período para casos de déficit e a PLD para casos de geração excedente. Quando a geração acumulada em determinado ano estiver acima da banda superior estabelecida, liquida-se o excedente a esta banda a PLD. Analogamente, quando a geração acumulada em determinado ano estiver abaixo da banda inferior, liquida-se o montante inferior a essa banda ao máximo entre o valor de contrato e o PLD médio do período. O gráfico abaixo, demonstra a sazonalidade da fonte eólica durante o ano:



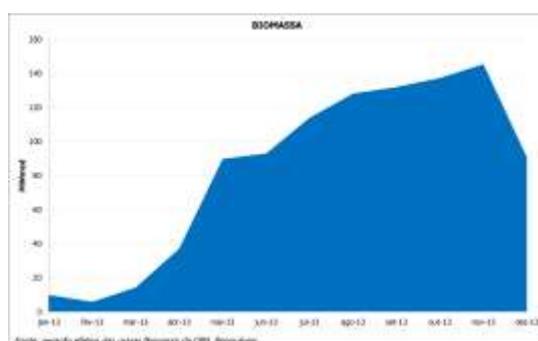
Adicionalmente, o histórico dos projetos eólicos da Companhia mostra que a geração tem superado o fator de capacidade certificado, evidenciados nos quadros abaixo dos últimos 12 e 24 meses.

Parque Eólico	Fator de Capacidade Certificado	Fator de Capacidade real Últimos 12 meses	Taxa de eficiência
Canoa Quebrada	39,9%	41,2%	103%
Bons Ventos	40,8%	39,1%	96%
Enacel	38,3%	38,8%	101%
Taiba	41,4%	44,8%	108%
Praia Formosa	31,1%	31,3%	101%
Icaraizinho	47,8%	48,1%	100%
Paracuru	49,5%	50,3%	102%
Foz do Rio Choro	40,6%	37,9%	93%

Parque Eólico	Fator de Capacidade Certificado	Fator de Capacidade real Últimos 24 meses	Taxa de eficiência
Canoa Quebrada	39,9%	43,3%	108%
Bons Ventos	40,8%	42,0%	103%
Enacel	38,3%	41,2%	108%
Taiba	41,4%	46,9%	113%
Praia Formosa	31,1%	32,9%	106%
Icaraizinho	47,8%	51,0%	107%
Paracuru	49,5%	52,6%	106%
Foz do Rio Choro	40,6%	39,3%	97%

No caso das Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa, assim como nos Parques Eólicos, as receitas e resultados sofrem impacto da sazonalidade das safras de produção de cana de açúcar, de maneira que o faturamento contábil tem relação com a energia efetivamente gerada (que é mais alta na safra e mais baixa na entressafra), enquanto a geração de caixa efetiva tem relação com a energia contratada para venda, o que assegura uma previsibilidade de fluxo de caixa para fazer frente às despesas do ativo ou projeto. No Centro-Sul a safra normalmente vai de abril a novembro, já no Norte-Nordeste ocorre de agosto a março.

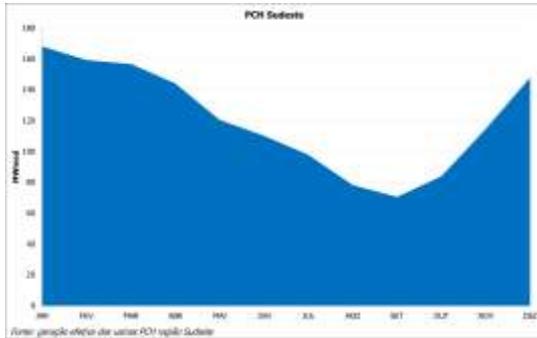
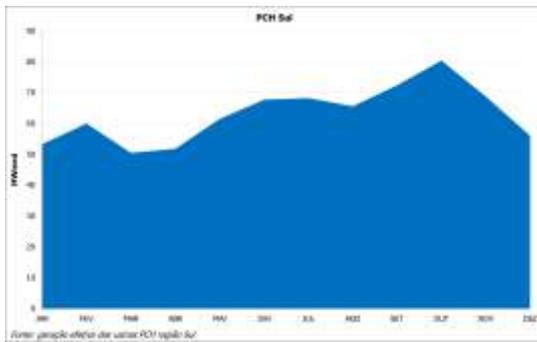
O gráfico abaixo demonstra a curva de geração de energia típica desta fonte:



Com o aprimoramento do conceito dos projetos de engenharia e dependendo do estudo de viabilidade técnica e econômica, consegue-se reduzir a interferência da safra e entressafra na geração de energia pelas Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa, através da reserva de um percentual da biomassa gerada na safra para ser usada na entressafra. Com este novo conceito de engenharia, há um melhor aproveitamento do ativo de geração e um aumento da competitividade deste tipo de empreendimento.

A energia gerada pelas PCHs sofre influência do regime hidrológico dos rios das regiões onde estão implantadas. Dessa forma, as nossas PCHs seguem: (i) 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 e (ii) 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.

O gráfico abaixo demonstra a sazonalidade desta fonte durante o ano:



Em função dos requisitos regulatórios no Brasil, a receita proveniente da venda de energia das PCHs não é auferida pela energia efetivamente gerada, e sim da garantia física de cada usina, determinada pelo Poder Concedente, constando do respectivo contrato de concessão ou autorização. As diferenças entre a energia gerada e a garantia física são cobertas pelo MRE. O principal propósito do MRE é mitigar os riscos hidrológicos, assegurando que todas as usinas participantes recebam pelo seu nível de garantia física, independentemente da quantidade de energia elétrica por elas efetivamente gerada. Em outras palavras, o MRE faz o compartilhamento da energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas garantias físicas individuais, para aqueles que geraram abaixo delas. A geração efetiva é determinada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS"), tendo em vista a demanda de energia e as condições hidrológicas. A energia transferida contabilmente de uma usina para outra 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 é mensalmente contabilizada para cada gerador, na proporção da quantidade de energia doada ou recebida através do mecanismo. Tal mecanismo de compensação de receitas e despesas no âmbito do MRE acima descrito não se aplica aos parques eólicos e às usinas termelétricas movidas a biomassa, apenas às usinas de fonte hidráulica (incluindo PCHs e CGHs) pertencentes.

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;

Os principais insumos utilizados em nossas atividades são materiais de construção civil, mecânica e elétrica, equipamentos de geração e transmissão de energia, notadamente turbinas para geração hídrica, eólica, a vapor ou gás (estas duas últimas no caso das termelétricas) e subestações de alta/média tensão, além de serviços de engenharia civil, mecânica e elétrica para a construção da infra-estrutura das centrais de geração, incluindo fundações para as torres dos aerogeradores de nossos Parques Eólicos, barragens para nossas PCHs e instalação dos equipamentos nas nossas Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa.

Com a implantação de nossas usinas, é necessária a realização de manutenção dos nossos ativos, composta principalmente por peças de reposição e consumíveis. No caso das Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa, as atividades operacionais e de manutenção ficam sob responsabilidade da usina

com a qual foi firmada a parceria, ficando a responsabilidade pelos custos de recomposição dos ativos a ser analisada caso a caso. Para maiores informações sobre eventual volatilidade dos preços, vide o Fator de Risco "Atraso na construção e aumento do preço e custos relacionados à aquisição de equipamentos e às obras de construção civil, bem como intempéries, riscos geológicos e outros fatores não antecipados podem afetar adversamente a rentabilidade dos nossos projetos, ou mesmo torná-los inviáveis", apresentado no item 4 deste Formulário de Referência.

ii.eventual dependência de poucos fornecedores;

Adquirimos equipamentos e serviços de diversos fornecedores, não possuindo dependência em relação a qualquer deles. Os principais fornecedores de aerogeradores para nossos Parques Eólicos são: Vestas, Wobben/Enercon, Siemens, Acciona e Suzlon.

iii.eventual volatilidade em seus preços.

Não possuímos volatilidade direta em nossos preços. Há, conforme mencionado no item 4.1.g, risco associado à operação e ao setor de atuação, o qual poderá expor a Companhia à volatilidade de preço do PLD.

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

Os clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total estão apresentados abaixo:

	31/12/2013		31/12/2012	
	Receita líquida (em R\$ MM)	% em relação a nossa receita líquida no período	Receita líquida (em R\$ MM)	% em relação a nossa receita líquida no período
Eletrobrás	451,7	41,59%	367,1	45,50%
CPFL Paulista	-	-	126,7	15,70%
CPFL Brasil	226,9	20,89%	-	-
CCEE	221,9	19,51%	-	-
Outros	118,1	18,01%	312,6	38,8%
Receita líquida total	1.018,6	100,0%	806,4	100,0%

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;

(A) Aspectos Regulatórios

(i) Fundamentos Históricos

Em 1998, foi promulgada a Lei nº 9.648, que alterou a Lei de Criação da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") (Lei nº 9.427/95), a qual introduziu mecanismos para as bases da geração competitiva, a transmissão independente e de livre acesso. Em especial, a Lei nº 9.648 determinou: (i) o estabelecimento de um órgão autorregulador responsável pela operação do mercado de energia de curto-prazo; (ii) a exigência de que as empresas de distribuição e geração fizessem contratos de fornecimento de energia inicial, ou os contratos iniciais (contratos de longo prazo, firmados entre geradores e distribuidores, com preços da energia fixados pela ANEEL, e definidos e regidos por Leis e Decretos Federais), em geral compromissos do tipo *take or pay* (compromissos nos quais o comprador se obriga a pagar uma quantia mínima para certo volume de energia, independentemente se ocorrer o consumo da quantidade e no período estipulado), a preços e volumes aprovados pela ANEEL; (iii) a criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS"), uma entidade privada sem fins lucrativos responsável pelo gerenciamento operacional das atividades de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional ("SIN"); e (iv) o estabelecimento de processos de licitação pública para concessões para construção e operação de usinas de energia elétrica e instalações de transmissão.

Em 2001, o Brasil enfrentou uma grave crise de energia, que durou até o fim de fevereiro 2002. Como resultado, o governo implantou medidas que incluíram um programa para racionamento de consumo de energia nas regiões mais afetadas pela baixa quantidade de chuva, a saber as regiões Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste, e criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica ("GCE"), que aprovou uma série de medidas emergenciais que estabeleceram metas para consumo reduzido de energia para consumidores residenciais, comerciais e industriais nas referidas regiões, introduzindo regimes tarifários especiais que incentivavam essa redução.

Em abril de 2002, o Governo Federal promulgou novas medidas, tais como o estabelecimento da Recomposição Tarifária Extraordinária ("RTE"), com vistas a ressarcir as distribuidoras pelas perdas incorridas durante o Programa de Racionamento, bem como a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica ("PROINFA"), visando diversificar a matriz energética nacional por meio de fontes alternativas de geração.

Ademais, o Governo Federal estabeleceu, ainda, regras para universalização do serviço público de distribuição de energia elétrica, os quais consistem no atendimento a todos os pedidos de fornecimento, inclusive aumento de carga, sem qualquer ônus para o consumidor solicitante, desde que atendidas às condições regulamentares exigidas. A ANEEL estabeleceu as condições gerais para elaboração dos planos de universalização de energia elétrica, prevendo as metas de universalização até 2014 e estipulando multas no caso de descumprimento destas por parte da distribuidora.

Em 15 de março de 2004, o Governo Federal promulgou as Leis nº 10.847 e nº 10.848, conhecidas como Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a fim de fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter capacidade de geração e garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas moderadas, por meio de processos competitivos de leilões públicos de compra e venda de energia.

Em 30 de julho de 2004, o Governo Federal publicou o Decreto nº 5.163, o qual disciplina a comercialização de energia, no âmbito da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, bem como a outorga de autorizações e concessões para projetos de geração de energia. Incluem-se aí normas relativas a procedimentos de leilão, a forma dos contratos de compra e venda de energia e os métodos de repasse dos custos aos consumidores finais.

(ii) Principais Autoridades do setor elétrico brasileiro

Conselho Nacional de Política de Energia – CNPE

O CNPE é um órgão interministerial que presta assessoria à Presidência da República e que possui como atribuição principal a formulação de políticas energéticas e diretrizes destinadas a promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País.

Ministério de Minas e Energia – MME

O MME é a instituição do Governo Federal responsável pela implementação e condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem a formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE. O MME também é responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar a segurança do suprimento e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Criada em agosto de 2004, a EPE é o braço do MME responsável por conduzir pesquisas estratégicas no setor energético, inclusive com relação à energia elétrica, petróleo, gás, carvão e fontes energéticas renováveis. As pesquisas realizadas pela EPE são usadas para subsidiar o MME em seu papel de elaborador de programas para o setor energético nacional.

Comitê de Monitoramento do Setor de Energia – CMSE

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico autorizou a criação do CMSE, que atua sob a direção do MME. O CMSE é responsável pelo monitoramento das condições de fornecimento do sistema e pela recomendação de ações preventivas para garantir a segurança do suprimento energético.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

O setor de energia elétrica do Brasil é regulado pela ANEEL. A principal responsabilidade da ANEEL é regular e supervisionar o setor de energia elétrica, em linha com a política ditada pelo MME. As atuais responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras:

- (i) administrar concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia, inclusive com o controle das tarifas praticadas por referidos agentes; (ii) fiscalizar a prestação de serviços pelas concessionárias e impor as multas aplicáveis; (iii) promulgar normas para o setor elétrico de acordo com a legislação em vigor;
- (iv) implantar e regular a exploração de fontes de energia, inclusive o uso de energia hidrelétrica; (v) promover licitações para novas concessões; (vi) resolver disputas administrativas entre os agentes do setor; e (vii) definir os critérios e a metodologia para determinação de tarifas de transmissão.

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

O principal papel do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão do SIN, sujeito à regulamentação e supervisão da ANEEL. A sua missão institucional é assegurar aos usuários do SIN a continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica. Também são atribuições do ONS propor ao Poder Concedente as ampliações das instalações de rede básica, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão; e propor regras para operação das instalações de transmissão da rede básica do SIN, a serem aprovadas pela ANEEL.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

Pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos e sob regulação e fiscalização da ANEEL, a CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN. Um dos principais papéis da CCEE é realizar, mediante delegação da ANEEL, leilões públicos no Ambiente de Contratação Regulada. Além disso, a CCEE é responsável por (i) registrar os contratos de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulada, os contratos resultantes de contratações de ajustes e os contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre; e (ii) contabilizar e liquidar as transações de curto prazo; calcular o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

(iii) Processo de Outorgas para Geração de Energia Elétrica

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 Federal ou Estaduais. As companhias ou consórcios que pretenderem construir ou operar instalações de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica no Brasil deverão obter a outorga de concessão, permissão ou autorização, conforme o caso, ao MME ou à ANEEL, na posição de representantes do Governo Federal.

Concessões

Uma concessão é obtida através de licitação, nos termos da Lei nº 8.987 datada de 13 de fevereiro de 1995 (“Lei 8.987/95”). Concessões dão o direito de gerar, transmitir ou distribuir energia em determinada área de concessão por um período determinado. Esse período é normalmente de 35 (trinta e cinco) anos para novas concessões de geração e de 30 (trinta) anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Concessões existentes de geração anteriores a 11 de dezembro de 2003, poderão ser renovadas, a critério do Poder Concedente, por um período adicional de 20 (vinte) anos.

A Lei 8.987/95 estabelece, entre outros fatores, as condições que a concessionária deve cumprir ao prestar serviços relacionados ao mercado de energia elétrica, os direitos dos consumidores, bem como as obrigações das concessionárias e do Poder Concedente, dentre os quais (i) a obrigação de a concessionária prestar adequadamente serviço regular, contínuo, eficiente, acessível e seguro; (ii) a responsabilidade objetiva da concessionária pelos danos diretos e indiretos resultantes da prestação inadequada dos serviços de geração de energia, tal como interrupções abruptas no fornecimento e variações na voltagem que eventualmente causem perturbações ao sistema elétrico; (iii) a necessidade de obtenção de aprovação prévia do Poder Concedente a respeito de qualquer alteração

direta ou indireta de participação controladora na concessionária; e (iv) a possibilidade do Poder Concedente intervir na concessão a fim de garantir o desempenho adequado dos serviços e o cumprimento integral das disposições contratuais e regulatórias. Quando a concessão expira, todos os ativos relacionados à prestação dos serviços outorgados de energia são revertidos ao Poder Concedente relativos à empreendimentos hidráulicos. A concessionária tem direito a indenização por seus investimentos em ativos revertidos que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados. O término do contrato de concessão também poderá ser antecipado por meio de encampação (término prematuro de uma concessão por razões relacionadas ao interesse público) ou de caducidade (término antecipado declarado em função de a concessionária ter deixado de prestar serviços adequados ou de cumprir a legislação ou regulamentação aplicável, não ter arcado com as penalidades eventualmente impostas pelo Poder Concedente ou não ter mais capacidade técnica, financeira ou econômica para prestar serviços adequados). A concessionária pode contestar a encampação ou caducidade em juízo e terá direito à indenização por seus investimentos em ativos reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados, após dedução de quaisquer multas e anos devidos pela concessionária.

No que se refere a PCHs, a Lei nº 11.943/09, de maio de 2009, introduziu modificações na disciplina do regime das concessões estabelecida pela Lei 9.427/06, ampliando os limites máximos de capacidade instalada de usinas hidrelétricas com permissão para comercializarem energia com os Consumidores Especiais. Assim, além das PCHs (capacidade instalada inferior à 30 MW) o atendimento ao mercado de "Energia Especial" também pode ser realizado por empreendimentos com capacidade instalada inferior à 50 MW. Atualmente, a CPFL Renováveis detém 17 usinas sob o regime de concessão, das quais 4 em regime de serviço público e 13 em regime de produção independente, localizadas no estado de São Paulo.

Autorizações

No total, possuímos 52 usinas sob regime de autorização, localizadas em São Paulo, Mato Grosso, Minas Gerais, Santa Catarina, Ceará e Rio Grande do Norte.

Os processos para obtenção de autorização para Parques Eólicos e Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa são mais céleres quando comparados ao processo de usinas hidrelétricas ("UHEs"). Os prazos são relativamente curtos, e a documentação técnica e ambiental é menos complexa.

Autorizações para PCHs.

Ao contrário das concessões tradicionais de uso de bem público ou do regime de prestação de serviço público de geração de energia elétrica, as autorizações são mais flexíveis e menos onerosas que as concessões tradicionais, dispensando a necessidade de licitações para venda de energia no ambiente de contratação livre. O processo de autorização para o desenvolvimento de PCH é regulamentado por resoluções estabelecidas pela ANEEL, e suas principais etapas compreendem:

- (i) Inventário – a identificação, registro e aprovação de estudo de Inventário Hidrelétrico de bacias hidrográficas, observada a Resolução ANEEL nº 393, de 4 de dezembro de 1998;
- (ii) Disputa – a decisão de eventuais disputas entre empreendedores concorrentes para o mesmo inventário seguem os critérios da Resolução ANEEL nº 398, de 21 de setembro de 2001;
- (iii) Projeto – caso o empreendimento se enquadre nas condições de pequena central hidrelétrica conforme estabelecem a Resolução ANEEL nº 652, de 9 de dezembro de 2003, o empreendedor deve elaborar, registrar e obter aprovação dos Estudos de Viabilidade ANEEL e projeto básico, assim como das licenças ambientais, da reserva de disponibilidade hídrica e da autorização para exploração do potencial, observada as Resoluções ANEEL nº 395, de 4 de dezembro de 1998 e nº 343, de 9 de dezembro de 2008. No caso de PCHs, de um total de 27 em operação comercial, 14 são Autorizadas, outorgadas à título gratuito, e 13 são Concessionárias, outorgadas à título oneroso, via pagamento de Uso do Bem Público por cinco anos (2013 a 2018), sendo que destas, quatro pagam pela Compensação Financeira de Uso do Recurso Hídrico (CFURH).

Os titulares das autorizações, desde que arquem com os ônus das indenizações correspondentes, têm o direito de promover, em seu próprio nome, as desapropriações e instituir as servidões administrativas de bens declarados de utilidade pública pela ANEEL, necessárias ou úteis à construção e posterior operação das PCHs e suas instalações de transmissão de interesse restrito.

As autorizações das PCHs são válidas por 30 ou 35 anos, podendo ser prorrogadas a critério do poder concedente. Os direitos decorrentes das autorizações, incluídos aqueles sobre a exploração de potencial hidráulico, podem ser cedidos para outra empresa ou consórcio de empresas, mediante prévia autorização da ANEEL.

Desde que cumpridos certos requisitos técnicos e jurídicos, os titulares das autorizações têm o direito de acessar livremente os sistemas de transmissão e distribuição, mediante pagamento dos respectivos encargos de uso e conexão, quando devidos. As PCHs têm direito ao desconto mínimo de 50% nas tarifas de uso dos referidos sistemas pela transmissão de energia gerada, conforme Resolução Normativa ANEEL nº 77 de 18 de agosto de 2004.

De acordo com as autorizações, os atos que visem à modificação e ampliação das PCHs, transferência a terceiros dos bens ou instalações e cessão dos direitos decorrentes das autorizações, requerem aprovação prévia pela ANEEL.

As autorizações para exploração de potenciais hidrelétricos são outorgadas a título precário pela União Federal, em caráter não oneroso. Atualmente, essas autorizações estabelecem direitos e obrigações do autorizatário incluindo, entre outros, o dever de o beneficiário observar os prazos para a execução das obras e implementação das usinas, incluindo a realização dos estudos ambientais, obtenção das licenças ambientais, construção e operação das usinas.

As autorizações podem ser revogadas a qualquer tempo pelo Poder Concedente quando o interesse público assim o exigir, independentemente de ser editada nova legislação. Além disso, a autorização estabelece a obrigação de o autorizatário se sujeitar à fiscalização da ANEEL, pagando taxa por tal fiscalização e outros possíveis encargos setoriais definidos em regulamentação específica, além de se sujeitar a regulamentações futuras da ANEEL e de autoridades responsáveis pelos licenciamentos ambientais. Estas características do ato de outorga são determinadas com algum nível de discricionariedade pelo Poder Concedente, que pode alterar unilateralmente custos de fiscalização, regras para comercialização futura da energia elétrica, aplicação de custos e encargos, bem como despesas relacionadas a temas ambientais, entre outros, inclusive o valor das tarifas que poderemos cobrar.

No caso das PCHs, ao término das outorgas, não havendo prorrogação do prazo, os bens e instalações vinculados à produção de energia elétrica poderão passar a integrar o patrimônio da União Federal, a seu exclusivo critério, mediante indenização somente dos investimentos realizados subsequentemente à realização do projeto original (Decreto Lei ANEEL nº 2003, art. 20), desde que tais investimentos tenham sido previamente autorizados e ainda não amortizados. A ANEEL também pode exigir que as autorizadas restabeleçam o livre escoamento das águas do rio no qual está implantada a PCH. Atualmente a CPFL Renováveis detém 17 PCHs, sob o regime de autorização, localizadas em Mato Grosso, Minas Gerais e Santa Catarina.

Autorizações para Usinas Eólicas. O processo de autorização para Parques Eólicos é mais simples e rápido quando comparado ao processo de autorização das PCHs, e é regulado pela Resolução ANEEL nº 391, de 15 de dezembro de 2009, a qual estabelece os condicionantes necessários à obtenção de registro (centrais com capacidade instalada de até 5 MW) ou autorização (centrais com capacidade instalada acima de 5 MW) para a exploração de centrais geradoras eólicas. Como no caso de PCHs, os Parques Eólicos dispõem a necessidade de licitação para venda de energia no ACL.

A implantação de Parques Eólicos com capacidade instalada igual ou inferior a 5 MW, deverá ser comunicada à ANEEL para fins de registro, mediante apresentação de ficha técnica preenchida, na forma dos modelos anexos a Resolução ANEEL nº 391, de 15 de dezembro de 2009, em conjunto com a licença ambiental para operação de central eólica. A autorização para exploração ou alteração de capacidade de centrais geradoras eólicas com capacidade instalada superior a 5 MW deverá ser solicitada à ANEEL mediante a apresentação de documentos enumerados na resolução acima mencionada. Os principais requisitos são a disponibilidade da área, os documentos técnicos da central geradora, certificação das medições de vento e da estimativa de produção anual emitida por certificador independente e as licenças ambientais.

Assim como nas PCHs, as autorizações aos Parques Eólicos são outorgadas a título gratuito. Os titulares das autorizações, desde que arquem com os ônus das indenizações correspondentes, tem o direito de promover, em seu próprio nome, as desapropriações e instituir as servidões administrativas de bens declarados de utilidade pública pela ANEEL, necessárias ou úteis à construção e posterior operação das usinas Eólicas e suas instalações de transmissão de interesse restrito. As autorizações dos Parques Eólicos são válidas por 30 ou 35 anos, podendo ser prorrogadas a critério do poder concedente. Desde que cumpridos certos requisitos técnicos e jurídicos, os titulares das autorizações tem o direito de acessar livremente os sistemas de transmissão e distribuição, mediante pagamento dos respectivos encargos de uso e conexão, quando devidos. Os Parques Eólicos com capacidade instalada de até 30 MW tem direito ao desconto mínimo de 50% nas tarifas de uso dos referidos sistemas pela transmissão de energia gerada, conforme Resolução Normativa ANEEL nº 77 de 18 de agosto de 2004.

De acordo com as autorizações, os atos que visem à modificação e ampliação dos Parques Eólicos, transferência a terceiros dos bens ou instalações e cessão dos direitos decorrentes das autorizações, requerem aprovação prévia pela ANEEL. O Poder Concedente poderá extinguir as autorizações antes do prazo fixado, caso a respectiva autorizada cometa determinadas infrações, tais como, a comercialização de energia em desacordo com as prescrições da legislação específica e das próprias autorizações, a transferência a terceiros dos bens e instalações sem prévia e expressa autorização da ANEEL, o não recolhimento de multa decorrente de penalidade imposta por infração e o descumprimento de notificação da ANEEL para regularizar a exploração dos Parques Eólicos etc.

A Resolução Normativa nº 391/2009, que regula a implantação dos Parques Eólicos passou recentemente por um processo de evolução e sua revisão foi levada pela ANEEL à audiência pública (AP nº 036/2011). Dentre as alterações previstas destacam-se a necessidade de aporte de garantia de fiel cumprimento e o georreferenciamento dos aerogeradores.

Atualmente a CPFL Renováveis detém 27 (vinte e sete) Parques Eólicos sob o regime de autorização, localizados no Rio Grande do Sul, Ceará e Rio Grande do Norte.

Autorizações para Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa e outras fontes de energia alternativa, incluindo autorizações para Usina Solar Fotovoltaicas.

O processo de autorização para Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa e outras fontes de energia alternativa, incluindo autorizações para Usina Solar Fotovoltaica, é semelhante ao processo de autorização dos Parques Eólicos, aplicando-se todos os dispositivos acima mencionados, e foi regulado pela Resolução ANEEL nº 390, de 15 de dezembro de 2009, a qual estabelece os condicionantes necessários à obtenção de registro (centrais com capacidade instalada de até 5 MW) ou autorização (centrais com capacidade instalada acima de 5 MW) para a exploração destas centrais. Uma revisão das regras da Resolução Normativa nº 390/2009, que regula a implantação de Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa e outras fontes de energia alternativa, incluindo energia solar, também se encontra em processo de audiência pública.

Atualmente, possuímos 8 (oito) Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa sob o regime de autorização, localizadas em São Paulo, Minas Gerais e Rio Grande do Norte e Paraná.

Considerando as quatro fontes de atuação (PCH, Parque Eólico, Usina Termelétrica Movida a Biomassa e Usina Solar Fotovoltaica), a CPFL Renováveis detém 52 (cinquenta e duas) usinas sob regime de autorização, localizadas nos Estados de São Paulo, Mato Grosso, Minas Gerais, Santa Catarina, Ceará e Rio Grande do Norte. Os ativos de geração sob regime de autorização não são revertidos ao final da autorização e não tem direito à indenização.

Penalidades

A regulamentação da ANEEL prevê a imposição de sanções contra os agentes do setor e classifica as multas com base na natureza e severidade da infração (inclusive advertências, multas, suspensão temporária do direito de participar de processos de licitação para novas concessões, permissões ou autorizações e caducidade). Para cada infração, as multas podem chegar a até 2% do faturamento, ou do valor estimado da energia produzida nos casos de auto-produção e produção independente, correspondente aos últimos doze meses anteriores à lavratura do auto de infração, ou estimados para um período de doze meses caso o infrator não esteja em operação ou esteja operando por um período inferior a 12 meses. Algumas infrações que podem resultar em multas referem-se às falhas dos agentes setoriais em solicitar a prévia e expressa autorização da ANEEL para determinados atos, inclusive: (i) celebração de contratos entre partes relacionadas; (ii) venda ou cessão de ativos relacionados aos serviços prestados, assim como a imposição de qualquer ônus sobre esses ativos; e (iii) mudanças no controle societário do detentor da autorização ou concessão. Na fixação do valor das multas deverão ser consideradas a abrangência e a gravidade da infração, os danos dela resultantes para o serviço e para os usuários, a vantagem auferida pelo infrator e a existência de sanção anterior nos últimos quatro anos.

Término Antecipado das Autorizações

As autorizações perdem sua validade quando do término do prazo fixado pelo Poder Concedente. No entanto, o Poder Concedente pode extinguir as autorizações antes do prazo fixado, caso a respectiva autorizada cometa alguma das infrações listadas abaixo, consideradas razões que ensejam a extinção das autorizações antes do prazo:

- comercializar energia em desacordo com as prescrições da legislação específica e das próprias autorizações;
- descumprir as obrigações decorrentes das autorizações e da legislação de regência;
- transferência a terceiros dos bens e instalações sem prévia e expressa autorização da ANEEL;
- não recolhimento de multa decorrente de penalidade imposta por infração;
- descumprimento de notificação da ANEEL para regularizar a exploração da central geradora eólica ou das PCHs;
- solicitação das respectivas autorizadas; ou
- desativação da central geradora eólica ou das PCHs.

(B) Comercialização de Energia Elétrica

(i) Ambientes de Contratação

Em relação à comercialização de energia, foram instituídos o ACR, que prevê a compra pelas distribuidoras, por meio de leilões, de toda a energia elétrica que for necessária para o fornecimento aos seus consumidores, do qual participam os Agentes de Geração e de Distribuição de energia elétrica; e o ACL, que compreende a compra de energia elétrica por agentes não-regulados, do qual participam Agentes de Geração, Comercialização, Importadores e Exportadores de energia e Consumidores Livres.

A energia gerada por (i) geração distribuída; (ii) usinas sob o PROINFA; (iii) usinas nucleares (Angra I e Angra II); (iv) usinas hidrelétricas sob o regime de Cotas (resultado da renovação das concessões conforme MP 579/2012); e (v) Itaipu, não estarão sujeitos a processo de leilão para fornecimento de energia ao ACR.

Ambiente de Comercialização Regulada ("ACR")

O ACR é destinado à comercialização de energia elétrica de agentes geradores, importadores de energia, ou comercializadores para empresas de distribuição, que adquirem energia visando atender à carga dos Consumidores Cativos, por meio de leilões públicos regulados pela ANEEL e operacionalizados pela CCEE. Os contratos de compra resultantes dos leilões ACR, denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado ("CCEAR"), poderão ser de dois tipos: (i) por Quantidade de Energia, e (ii) por Disponibilidade de Energia.

Nos CCEAR por Quantidade, a geradora compromete-se a fornecer determinado volume de energia e assume o risco hidrológico referente à operação energética. Nos CCEAR por Disponibilidade, o gerador compromete sua garantia física, cabendo à parte compradora (Distribuidoras) a assunção dos riscos hidrológicos, que podem resultar em desvios entre produção energética e garantia física. Os contratos por Disponibilidade podem ser oriundos de geradores com custo de combustível (denominado Custo Variável Unitário - CVU), como as térmicas a carvão e gás natural, ou de geradores sem CVU, como as termelétricas a biomassa e as usinas eólicas. No caso de geradores com CVU, as distribuidoras pagam uma Receita Fixa a essas usinas, que reflete o custo de retorno e manutenção da disponibilidade do empreendimento e, caso essas usinas sejam despachadas pelo Operador, as distribuidoras também devem arcar com o custo do combustível, através do pagamento de uma Receita Variável à geradora. Esse custo será, posteriormente, repassado aos consumidores cativos através da tarifa de energia.

No ACR a energia pode ser adquirida da seguinte forma:

- Contratos provenientes dos Leilões promovidos pela ANEEL, denominados CCEARs;
- Contratos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas – PROINFA;
- Contratos de Itaipu;
- Contratos de Cota de Garantia Física;
- Contratos de Leilão de Ajuste;
- Contratos de Cotas de Energia Nuclear.

A contratação de Geração Distribuída deve ser realizada por meio de chamada pública. O volume de consumo atendido por esse tipo de geração deve estar limitado a 10% da carga da distribuidora. A Geração Distribuída é considerada a única forma, no atual modelo do Setor Elétrico, de aquisição de energia por parte das distribuidoras fora do ACR.

O Poder Concedente, com vistas a garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, poderá definir reserva de capacidade de geração a ser contratada. A Energia de Reserva será contratada mediante leilões a serem promovidos pela ANEEL, direta ou indiretamente, conforme diretrizes do MME. A contratação da energia de reserva será formalizada mediante a celebração de Contrato de Energia de Reserva ("CER") entre os agentes vendedores nos leilões e a CCEE, como representante dos agentes de consumo, incluindo os Consumidores Livres, Especiais e os Autoprodutores. A energia elétrica produzida em central geradora comprometida com CER será contabilizada e liquidada exclusivamente no mercado de curto prazo.

Ambiente de Contratação Livre ("ACL")

No ACL a energia elétrica é comercializada livremente entre concessionárias de geração, produtores independentes de energia, autoprodutores, agentes de comercialização, importadores de energia e consumidores livres e especiais. Nesse ambiente, as condições contratuais, como preços, vigência do contrato e montante comercializado são livremente negociados entre as contrapartes.

Consumidores potencialmente livres são aqueles cuja demanda excede 3MW e em qualquer nível de tensão, caso conectados após a promulgação da Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, ou com nível de tensão igual ou superior a 69kV, caso conectados anteriormente à Lei referida acima. Estes consumidores potencialmente livres poderão optar por rescindir o contrato de energia regulado com a distribuidora com vistas à migração para o ACL, desde que a denúncia do contrato seja feita com 6 (seis) meses de antecedência ao término da vigência, cabendo à distribuidora aceitar um prazo inferior. Caso contrário, o contrato será renovado automaticamente. Além disso, consumidores com demanda contratada igual ou superior a 500 kW poderão se tornar consumidores especiais, contratando energia no ACL exclusivamente de fontes energéticas com potência injetada inferior a 50MW.

Mercado de curto prazo e os ambientes de contratação

A existência de dois ambientes de comercialização para contratação de energia no Brasil não elimina a necessidade de um local onde as diferenças entre energia fisicamente produzida/consumida e energia contratada sejam contabilizadas e liquidadas. Este ambiente, denominado Mercado de Curto Prazo, ou mercado Spot, é administrado pela CCEE e trata-se de um local onde as diferenças entre a produção e consumo efetivos de cada agente de mercado e seus respectivos contratos são liquidados, utilizando o preço resultante da otimização hidrotérmica, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). A participação neste mercado é compulsória para geradores, distribuidoras, importadores, exportadores, comercializadores e consumidores livres no SIN. As exceções são os geradores menores que 50MW e distribuidoras que comercializam menos que 500 GWh/ano.

As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de Distribuição de energia elétrica do SIN deverão, por meio de licitação na modalidade de leilões, garantir o atendimento à totalidade de seu mercado no ACR.

À ANEEL cabe a regulação das licitações para contratação regulada de energia elétrica e a realização do leilão diretamente ou por intermédio da CCEE. O critério de menor tarifa é utilizado para definir os vencedores de um leilão, ou seja, os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço por MW/hora para atendimento da demanda prevista pelas Distribuidoras.

(ii) Leilões de Energia

Os leilões de energia para os novos projetos de geração serão realizados (i) 5 anos antes da data de entrega inicial (chamados de leilões "A-5"), e (ii) 3 anos antes da data de entrega inicial (chamados de leilões "A-3"). Os leilões de fontes alternativas, também voltados à contratação de novos projetos, poderá ocorrer entre os anos A-1 e A-5. Haverá também leilões de energia das instalações de geração existentes (i) realizados 1 ano antes da data da entrega inicial (chamados de leilões "A-1"), e (ii) realizados aproximadamente 4 meses antes da data de entrega (chamados de "Leilões de Ajuste"). Os editais dos leilões são publicados pela ANEEL, com observância das diretrizes estabelecidas pelo MME. A operacionalização do leilão deve considerar o critério de menor tarifa na determinação dos proponentes vendedores vencedores do certame. Cada empresa geradora que venda de energia por meio do leilão firmará um CCEAR com cada empresa distribuidora, proporcionalmente à demanda estimada da distribuidora. Os CCEARs dos leilões "A-5" e "A-3" terão uma vigência de 15 a 30 anos, dependendo do produto ofertado, e os CCEAR dos leilões "A-1" terão um prazo variando entre 1 e 15 anos. Contratos decorrentes dos leilões de ajuste de mercado estarão limitados ao prazo de 2 anos.

No que se refere ao repasse dos custos de aquisição de energia elétrica dos leilões às tarifas dos consumidores finais, o Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004 estabeleceu um mecanismo denominado Valor Anual de Referência ("VR"), que é uma média ponderada dos custos de aquisição de energia elétrica decorrentes dos leilões A-5 e A-3, calculado para o conjunto de todas as distribuidoras, que será o limite máximo para repasse dos custos de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes nos leilões de ajuste e para a contratação de geração distribuída.

O VR é um estímulo para que as distribuidoras façam a aquisição das suas necessidades de energia elétrica nos leilões A-5, cujo custo de aquisição deverá ser inferior ao da energia contratada em leilões A-3 e o VR será aplicado como limite de repasse às tarifas dos consumidores nos três primeiros anos de vigência dos contratos de energia proveniente de novos empreendimentos. A partir do quarto ano, os custos individuais de aquisição serão repassados integralmente.

Leilões de Energia Existente

Os leilões de energia existente ("EE") complementam os contratos de energia nova para cobrir 100% da carga das distribuidoras. Seu objetivo é recontratar periodicamente a EE, por meio de leilões anuais de contratos com duração de 1 a 15 anos. A entrega da energia é feita a partir do ano seguinte ao leilão e, por esta razão, este leilão é chamado de A-1. Os leilões A-1 possuem limites mínimos e máximos de compra de energia.

Além da duração, os contratos de EE têm outras características especiais que os diferenciam dos contratos de energia nova: a quantidade de EE contratada pode ser reduzida, em qualquer momento, em caso de redução da carga da distribuidora devido à migração de consumidores cativos para o mercado livre. Adicionalmente, a quantidade de energia contratada pode ser reduzida, a critério da distribuidora, em até 4% a cada ano para adaptação a desvios em relação às projeções de demanda.

Leilões de Energia Nova

Os leilões de energia nova ("EN") têm como objetivo promover a construção de nova capacidade para atender ao crescimento do consumo das distribuidoras. Nestes leilões, contratos de suprimento de energia de longo prazo (15-30 anos) são oferecidos aos geradores candidatos.

A cada ano, dois tipos de leilões de EN são realizados: (i) **Leilão Principal** ("A-5"), que oferece contratos bilaterais para nova capacidade com duração entre 15 e 30 anos, com entrada em operação no 5º ano a partir do ano de realização do leilão. Assim, com estes prazos, este contrato viabilizará ao investidor (vencedor do leilão) obter o *project finance*, e oferece o tempo necessário para construção da nova planta; (ii) **Leilão Complementar** ("A-3"), que oferece CCEARs para uma demanda adicional, não identificada no leilão A-5, também com duração entre 15 e 30 anos. Neste caso, porém, as usinas devem entrar em operação no 3º ano após o ano de realização do leilão. O objetivo é a criação de um complemento para o leilão A-5, realizado 2 anos antes, permitindo uma correção dos desvios causados pela incerteza na trajetória da demanda.

Leilões de Ajuste

Os Leilões de Ajuste tem o objetivo fazer um "ajuste fino" entre energia contratada e a demanda. Estes leilões oferecem contratos com duração de até 2 anos e podem ser realizados diversas vezes ao ano, com entrega, inclusive, para o mesmo ano. Por esta razão, esses leilões são também conhecidos como "A0". A distribuidora poderá comprar até 1% do total de sua energia contratada por meio desses leilões. Da mesma forma que os contratos de geração distribuída, os custos de aquisição desta energia também serão limitados, para efeitos de repasse para os consumidores cativos, pelo VR (descrição da metodologia para obtenção desse valor será feita a seguir).

Leilões de energia alternativa

Além dos leilões de EN e EE, o MME poderá organizar também leilões específicos para contratar energia de fontes alternativas (biomassa, PCH, eólica e solar). Contratos padronizados de longo prazo (10-30 anos) são oferecidos e a sistemática do leilão é similar aos dos leilões A-3 e A-5. O primeiro Leilão de energia alternativa ocorreu em junho de 2007 e o segundo em agosto de 2010.

Leilão de Geração Distribuída ("GD")

As distribuidoras podem fazer licitações especiais para a contratação de geração distribuída localizada em sua área de concessão (tensões abaixo de 230 KV). Até 10% da demanda da distribuidora pode ser suprida por este tipo de contrato. Para participar do processo, o gerador deve respeitar algumas restrições: (i) mínima eficiência para empreendimentos termelétricos (com exceção para fonte biomassa ou resíduos de processo), (ii) limite máximo de capacidade instalada de 30MW para hidrelétricas, entre outros.

Leilões Especiais

A legislação atual também permite ao Governo realizar alguns leilões especiais, destinados a atender propósitos específicos de política energética. Estes leilões são realizados para estimular competição entre tecnologias específicas, competição para uma tecnologia específica ou para um projeto específico.

Leilão de Projeto Estruturantes

A atual legislação dá direito ao Governo promover leilões de projetos específicos que são considerados estratégicos para o País. Este é o caso, por exemplo, dos leilões das usinas do rio Madeira, Santo Antônio e Jirau, leiloadas em dezembro de 2007 e maio de 2008, respectivamente, e da usina de Belo Monte, de abril de 2010.

Leilão de Reserva

Finalmente, o Governo ainda pode realizar leilões para contratação de energia de reserva. O montante a ser contratado, bem como as premissas de fonte e prazo de vigência são definidos pelo governo. O 1º Leilão de Reserva ("LER") ocorreu em 14 de agosto de 2008 e contratou exclusivamente energia de biomassa de cana-de-açúcar para entrega a partir de 2009 e de 2010. O 2º LER ocorreu em 14 de dezembro de 2009 e contratou exclusivamente energia eólica para entrega em 2012, por um período de 20 anos. O 3º LER ocorreu entre os dias 25 e 26 de agosto de 2010 e contratou energia proveniente de PCHs, usinas Eólicas e térmicas a Biomassa, com entrega a partir de 2013, por um período de 30 anos para PCHs, 20 anos para Eólicas e 15 anos para Biomassas. O 4º LER ocorreu no dia 18 de agosto de 2011 e contratou energia proveniente de fonte eólica e biomassa, entrega a partir de 2014 e por um período de 20 anos. Finalmente, em 23 de agosto de 2013 aconteceu o 5º LER, também exclusivo para fonte eólica, com início de fornecimento em 2015 e vigência de 20 anos.

Possuímos empreendimentos vencedores em diferentes modalidades de leilões e recentemente temos habilitado nossos projetos para concorrer nos últimos leilões promovidos pelo Governo. Os projetos vencedores nos leilões regulados são:

- Leilão de EN – A-5/2006: UTE Baía Formosa;
- Leilão de Fontes Alternativas de 2007: PCH Varginha, PCH Arvoredo e UTE Ester.
- Leilão de Reserva 2009: EOL Santa Clara I, EOL Santa Clara II, EOL Santa Clara III, EOL Santa Clara IV, EOL Santa Clara V, EOL Santa Clara VI e Eurús VI;
- Leilão de Fontes Alternativas 2010: EOL Juremas, EOL Macacos, EOL Pedra Preta, EOL Costa Branca, EOL Atlântica I, EOL Atlântica II, EOL Atlântica IV, EOL Atlântica V e PCH Salto Góes;
- Leilão de Reserva 2010: EOL Campo dos Ventos II e UTE Bio Pedra;
- Leilão de EN – A-5/2013: EOL Pedra Cheirosa I e EOL Pedra Cheirosa II.

(C) Encargos Regulatórios

Os principais encargos do setor elétrico são:

A **Reserva Global de Reversão (RGR)** é um encargo setorial criado para o pagamento de indenizações a empresas em caso de eventuais reversões à União de concessões de serviço público de energia elétrica. Ao longo dos anos, porém, diversas outras destinações para esses recursos foram autorizadas, como por exemplo, a sua utilização na expansão e melhoria dos serviços de energia elétrica, na geração de energia a partir de fontes eólica, solar, biomassa e PCHs, desenvolver e implantar programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica, dentre outros. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, é limitado a 3,0% de sua receita anual. Com as alterações introduzidas pela MP 579/12, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/12, esse encargo agora é devido apenas pelas concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica, excetuando-se aquelas licitadas a partir de 12 de setembro de 2012, e, pelas concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica não prorrogadas ou licitadas nos termos da citada Lei.

A **Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)** é um encargo setorial destinado à promoção do desenvolvimento energético dos estados, a projetos de universalização dos serviços de energia elétrica, ao programa de subvenção aos consumidores de baixa renda e à expansão da malha de gás natural para o atendimento dos estados que ainda não possuem rede canalizada. Os recursos desse fundo setorial também são utilizados para garantir a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas (eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa) e do carvão mineral nacional. Com as alterações introduzidas pela MP 579/12, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/12, o recurso destinado às fontes alternativas citadas foi limitado a 30% do recolhimento anual desse encargo. Esse recurso é recolhido por quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com consumidor final mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, das multas aplicadas pela Aneel, e, dos aportes realizadas pela União de créditos oriundos de Itaipú.

Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos ("CFURH"): é uma participação dos Estados, distritos e alguns departamentos da União nas receitas resultantes da exploração dos recursos hídricos. Este encargo é pago pelas hidrelétricas, com exceção das PCHs, como uma função da energia produzida (R\$/MWh).

ONS – É uma taxa destinada a cobrir os custos das atividades do ONS. A taxa da ONS é paga por todos os seus membros, basicamente: geradoras, transmissoras e distribuidoras.

Pesquisa e Desenvolvimento ("P&D"): encargo do setor a ser investido em programas de eficiência energética e estudos de pesquisa e desenvolvimento. Geradoras, transmissoras e distribuidoras devem investir anualmente pelo menos 1% de sua receita operacional líquida.

PROINFA: Como já mencionado, este encargo subsidia o programa de incentivo às fontes alternativas. O encargo é cobrado de todos os consumidores através da TUST e TUSD. Consumidores de baixa renda e aqueles localizados nos sistemas isolados são isentos desta cobrança.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica ("TFSEE"): encargo setorial para cobrir os custos de atividade a ANEEL, pago por todos os agentes do setor.

Encargo de Serviço de Sistema ("ESS"): pago por todos os consumidores para cobrir os custos de redespacho (despacho fora da ordem de mérito) e serviços ancilares.

Uso do Bem Público ("UBP"): corresponde a uma taxa pelo direito de concessão pago pelos investidores de hidrelétricas pelo uso do sítio hidrológico para geração de energia. Este pagamento é necessário, pois a concessão de instalação das hidrelétricas pertence à União Federal, e não pode ser cedido sem pagamento.

Aplicam-se às concessões de geração os seguintes encargos: RGR, UBP (no caso de hidroelétricas), CFURH, P&D, TFSEE e ONS (se conectados à Rede Básica). Às autorizações, aplicam-se: TFSEE e ONS (se conectados à Rede Básica).

(D) Conexão às Instalações de Transmissão e Distribuição Locais

Nos termos da redação do Decreto nº 6.460, editado em 19 de maio de 2008, as instalações de transmissão de interesse exclusivo das centrais de geração a partir de fontes renováveis não integrantes das respectivas concessões, permissões ou autorizações, conectadas diretamente à rede básica, poderão ser consideradas Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada ("ICG"). Os detentores de outorga para geração de energia renovável não mais arcarão com os custos relativos à conexão de suas usinas à Rede Básica, estando somente obrigados a pagar ao distribuidor ou transmissor local, conforme o caso, as tarifas de transporte relacionadas. São classificadas como ICGs, nos termos da Resolução nº 320 da ANEEL, as instalações de transmissão, não integrantes da Rede Básica, destinadas ao acesso de centrais de geração em caráter compartilhado à Rede Básica, definidas por chamada pública a ser realizada pela ANEEL e licitadas em conjunto com as instalações de Rede Básica para duas ou mais centrais de geração. A conexão de nova central de geração ou concessionária ou permissionária de distribuição à ICG, para acesso à Rede Básica, será permitida mediante o pagamento de encargo deverá ser precedida de Parecer de Acesso a ser emitido pelo ONS, de celebração de CCT, com proprietária das instalações e intervenção do ONS, CUST, com o ONS.

As centrais de geração e as concessionárias ou permissionárias de distribuição serão responsáveis pelo custeio de sua parcela das perdas elétricas da Rede Básica, de acordo com as regras de comercialização.

(E) Mecanismo de Realocação de Energia

De acordo com as regras de comercialização em vigor, a proteção financeira contra riscos hidrológicos para os geradores é garantida através de um Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE"). O MRE é um mecanismo financeiro desenvolvido por um processo de 5 etapas, que objetiva o compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os geradores, na busca de garantir a otimização dos recursos hidrelétricos do SIN. Tais etapas são detalhadas abaixo:

- (1) aferição se a produção total líquida de energia das usinas dentro do MRE alcança os níveis totais de garantia física dos membros do MRE como um todo;
- (2) aferição se alguma geradora gerou volumes acima ou abaixo de seus volumes de garantia física, conforme determinados pelo ONS;
- (3) caso determinadas geradoras, participantes do MRE, tenham produzido acima de seus respectivos níveis de garantia física, o adicional da energia gerada será alocado a outras geradoras do MRE que não tenham atingido seus respectivos níveis de garantia física. Esta alocação do adicional da energia gerada, designada "energia otimizada", é feita, primeiramente, entre as geradoras dentro de um mesmo submercado e, depois, entre os diferentes submercados, de forma a assegurar que todos os membros do MRE atinjam seus respectivos níveis de energia assegurada;
- (4) se, após a etapa (3) acima descrita ter sido cumprida, todos os membros do MRE atingirem seus níveis de garantia física (ou sua energia contratada, para aqueles membros do MRE que não tiverem contratado 100% de sua energia assegurada), e houver saldo de energia produzida, o adicional da geração regional líquida, designada "energia secundária", deve ser alocado entre as geradoras das diferentes regiões. A energia será negociada pelo PLD calculado pela CCEE na região em que tiver sido gerada; e (5) se, após a etapa (3) ou (4) acima, a energia total gerada pelas usinas do MRE não tenha atingido o nível de 100% de garantia física, esta será reduzida para cada gerador na proporção da insuficiência energética, para fins de apuração da CCEE, e a exposição será liquidada no mercado Spot ao PLD do respectivo submercado.

Energia Otimizada

As geradoras, membros do MRE, que produziram energia além de seus níveis de garantia física são compensados por custos variáveis de Operação e Manutenção ("O&M") e custos com o pagamento de *royalties* pelo uso da água. As geradoras do MRE que não tiverem gerado seus níveis de garantia física devem pagar custos de O&M e custos com os *royalties* pelo uso da água às geradoras que produziram acima de seus respectivos níveis de garantia física durante o mesmo período. Atualmente, a TEO paga pelas geradoras que recebem alocação de energia do MRE é de R\$10,01/MWh para todas as geradoras que forneceram seu adicional de energia gerada ao MRE (conforme determinado na Resolução Homologatória da ANEEL nº 1.403, de 08 de dezembro de 2012).

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;

(A) Licenciamento Ambiental

Para o desenvolvimento de atividades potencialmente poluidoras ou que utilizem recursos naturais, tais como a construção e operação de PCHs, Centrais de Geração de Energia Eólica, solar e Termelétricas, a Política Nacional do Meio Ambiente, instituída pela Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981 e regulamentada pelo Decreto Federal nº 99.274, de 06 de junho de 1990, estabelece a obrigação do prévio licenciamento ambiental. Trata-se de um procedimento administrativo pelo qual o órgão ambiental competente autoriza a localização, instalação, ampliação e a operação dos empreendimentos, bem como estabelece as condições para o seu desenvolvimento. De acordo com a Resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente ("CONAMA") nº 237, de 19 de dezembro de 1997, o processo de licenciamento ambiental compreende três etapas, nas quais o órgão ambiental competente emite as seguintes licenças:

- **Licença Prévia:** solicitada durante a fase preliminar de planejamento do projeto, aprovando sua localização e concepção. Contém requisitos básicos a serem atendidos com relação à localização do empreendimento, observadas as normas de uso e ocupação do solo.
- **Licença de Instalação:** autoriza a instalação do empreendimento, de acordo com as especificações

determinadas no projeto das obras a serem executadas e as ações de controle de impactos ambientais.

• **Licença de Operação:** solicitada na fase de início da operação do empreendimento, visa autorizar o funcionamento da atividade licenciada e dos sistemas de controle ambiental descritos durante o processo de licenciamento.

Para fins de licenciamento de empreendimentos cujos impactos sejam considerados significativos, exige-se a elaboração de Estudo de Impacto Ambiental e Relatórios de Impacto Ambiental ("EIA/RIMA"). Nestes casos também é obrigatória uma compensação ambiental, conforme definido pela art. 36 da Lei nº 9.985, de 18 de julho de 2000 que institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza-SNUC, exigindo a aplicação de recursos financeiros em Unidades de Conservação de Proteção Integral, cujo valor será definido pelo órgão ambiental competente com base no grau de impacto ambiental do empreendimento, conforme os parâmetros previstos no Decreto Federal 6.848/09, porém limitados a 0,5% do valor do empreendimento licenciado.

O processo de licenciamento de PCHs possui algumas especificidades definidas pela Resolução CONAMA nº. 279/01. De acordo com essa Resolução, os empreendimentos elétricos de baixo impacto ambiental podem submeter-se ao procedimento simplificado de licenciamento ambiental, que pressupõe a apresentação de estudos simplificados ("Relatório Ambiental Simplificado – RAS") junto com o registro na ANEEL, para o requerimento da emissão da Licença Prévia. Porém, apesar desta possibilidade, observa-se atualmente que os órgãos ambientais têm exigido o desenvolvimento dos EIA, por considerarem as PCHs como empreendimentos de alto impacto ambiental. A demora, ou eventualmente o indeferimento, por parte dos órgãos ambientais licenciadores, na emissão ou renovação dessas licenças, assim como a eventual impossibilidade da Companhia de atender às exigências estabelecidas por tais órgãos ambientais no curso do processo de licenciamento ambiental, poderão prejudicar, ou mesmo impedir, conforme o caso, a instalação e a operação de nossos empreendimentos.

Conforme dispõe a Política Nacional do Meio Ambiente, além do licenciamento ambiental, os empreendedores que se dedicam às atividades potencialmente poluidoras ou que utilizem recursos naturais, estão sujeitos ao registro junto ao Cadastro Técnico Federal ("CTF"), do IBAMA. A regularidade desse cadastro depende da apresentação periódica de relatórios sobre as atividades exercidas e, em alguns casos, do pagamento da Taxa de Controle e Fiscalização Ambiental ("TCFA"). Nossas controladas estão registradas perante o IBAMA, para fins do Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras. Atualmente possuímos 35 PCHs em operação, distribuídas nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, sendo que destas, 24 possuem Licença de Operação. Empreendimentos cujo licenciamento foi dispensado no passado encontram-se sob regularização junto aos órgãos ambientais competentes.

Da mesma forma, possuem Licença de Operação as 8 usinas de cogeração em operação, sendo que destas, 5 situam-se no Estado de São Paulo, 1 no Estado do Paraná, 1 no Estado de Minas Gerais e 1 no estado do Rio Grande do Norte. Adicionalmente, também possuem Licença de Operação as 8 usinas eólicas em operação no Ceará e 12 no Rio Grande do Norte e 4 usinas no Rio Grande do Sul. Encontram-se em fase de licenciamento outros 36 empreendimentos dos quais 15 já obtiveram Licença Prévia e 14 Licença de Instalação.

Abaixo segue uma tabela indicando as PCHs, Parques Eólicos e Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa, que já possuem Licença de Operação ("LO"), Licença de Instalação ("LI") e Licença Prévia ("LP").

LP	1	Boa Vista 2 (SUPRAM - MG)
LI	2	Santa Cruz e Cachoeira Grande (SUPRAM - MG).
LO	24	Alto Irani, Plano Alto, Arvoredo, Salto Góes e Santa Luzia - FATMA/SC, Barra da Paciência, Cocais Grande, Corrente Grande, Ninho da Águia, Paiol, São Gonçalo, Varginha e Várzea Alegre - SUPRAM/MG, Andorinhas, Saltinho, Guaporé e Pirapó - FEPAM/RS, Capão Preto, Chibarro, Gavião Peixoto, Lençóis, Pinhal e Socorro - CETESB/SP e Diamante - SEMA/MT.
Parques Eólicos		
LP	13	Santa Úrsula - IDEMA/RN, Complexos Serra dos Ventos e Saloá - CPRH/PE e Bitupitá I, II e III, Curral Velho I a V e Pedra Cheirosa I e II - SEMACE/CE
LI	12	Campo dos Ventos I, III e V, São Domingos, São Dimas, São Benedito, São Martinho, Santa Mônica, Gameleira, Costa das Dunas, Figueira Branca e Farol de Touros - IDEMA/RN.
LO	24	Paracuru, Foz do Rio Choró, Icaraizinho e Praia Formosa, Bons Ventos, Enacel, Canoa Quebrada e Taiba Albatroz - SEMACE/CE, Santa Clara I a VI, Euros VI, Macacos, Costa Branca, Juremas, Pedra Preta e Campo dos Ventos II - IDEMA/RN e Atlântica I, II, IV e V - FEPAM/RS.
Usinas Termoeletricas movidas a Biomassa		
LO	8	Bio Ipê, Bio Buriti, Baldin, Bio Pedra e Bio Ester (CETESB-SP), Bio Formosa (IDEMA - RN), Bio Alvorada (SUPRAM-MG) e Bio Coopcana (IAP - PR)
Parques Solares		
LP	1	*Complexo Híbrido Ouro - INEMA/BA.
*O Complexo Híbrido Ouro é composto por 3 Parques Eólicos e 10 Usinas Solares, sendo que por hora, existe uma apenas um Licença Prévia para todo o Complexo.		

(B) Uso de Recursos Hídricos

A exploração de recursos hídricos, compreendida em (i) derivação ou captação; (ii) extração de aquífero para processo produtivo; (iii) lançamento de efluentes líquidos em corpo de água; (iv) aproveitamento hidrelétrico; e (v) outra que altere a quantidade ou qualidade da água em um corpo d'água, depende da obtenção de outorga de uso, que será concedida pelo Poder Público Federal ou Estadual, conforme o domínio do curso d'água. A outorga visa controlar e possibilitar a acessibilidade aos recursos hídricos, sem implicar em alienação, uma vez que tais recursos possuem caráter de bem público.

Reserva de disponibilidade hídrica

A reserva de disponibilidade hídrica (reserva da quantidade de água necessária à viabilidade do empreendimento hidrelétrico) é obtida junto às secretarias estaduais de recursos hídricos ou no caso de lagos e rios sob domínio federal, junto à ANA. A sua obtenção é feita com base em estudos de usos múltiplos da água, de forma a garantir a disponibilidade de água compartilhada, mesmo para empreendimentos que operam a fio d'água, como é o caso das PCH.

A DRDH será transformada automaticamente, pelo respectivo poder outorgante, em outorga de uso dos recursos hídricos após a empresa detentora da Declaração receber da ANEEL a concessão ou a autorização de uso do potencial de energia hidráulica.

(C) Proteção da Flora

A implantação de determinados empreendimentos, como PCHs e Parques Eólicos, normalmente necessitam de autorização para supressão de vegetação em Área de Proteção Permanente ("APP"). As APPs são áreas que por sua importância para os ecossistemas, independente da vegetação ali existente, tem sua proteção garantida por determinação legal, não podendo ser alteradas. A proteção das APPs tem por objetivo geral preservar os recursos hídricos, a paisagem, a estabilidade geológica, a biodiversidade, o fluxo gênico de fauna e flora, além de proteger o solo e o bem estar da população humana.

A legislação, no entanto, possibilita a supressão de vegetação em APPs, dentre outros, para os empreendimentos considerados de utilidade pública e interesse social, desde que demonstrada a inviabilidade de alternativa locacional para instalação do empreendimento pretendido. Além das APPs a legislação brasileira estabelece outros instrumentos para a proteção dos recursos naturais, criando áreas consideradas de relevante interesse ambiental, com restrições ao uso desses recursos, como é o caso das unidades de conservação. No desenvolvimento de seus projetos a CPFL Renováveis tem buscado otimizar a utilização dos recursos naturais desde a concepção até a operação de seus empreendimentos, com a implantação de projetos com o melhor custo benefício ambiental e social, além de evitar a implantação dos mesmos nas áreas protegidas que apresentam maiores restrições ambientais, por entender a sua importância na preservação dos ecossistemas. Em todas as áreas de atuação da empresa, a área preservada excede a área degradada, sendo a taxa média, considerando todos os empreendimentos, de 2,51 hectares preservados para cada hectare degradado. Fruto desta política de atuação, somente a PCH Ninho das Águias foi construída na Área de Proteção Ambiental da Serra da Mantiqueira que, apesar de ser uma área protegida, permite a implantação de empreendimentos hidrelétricos, desde que previamente autorizados pelo Instituto Chico Mendes de Proteção da Biodiversidade ("ICMbio"), órgão gestor das unidades de conservação federal. Este empreendimento possui LO.

(D) Responsabilidade Ambiental

A legislação ambiental estabelece padrões de qualidade e de proteção ambiental que devem ser respeitados pelas fontes poluidoras, e que, se violados, podem sujeitar a sociedade a sanções administrativas, civis e criminais.

Administrativa

A Lei de Crimes Ambientais foi regulamentada pelo Decreto 6.514, de 22 de julho de 2008, posteriormente alterado pelo Decreto nº 6.686 de 10 de dezembro de 2008 e Lei nº 7.029, de 11 de dezembro de 2009 que estabelece as sanções e infrações ao meio ambiente. Toda ação ou omissão que viole as regras jurídicas de uso, gozo, promoção, proteção e recuperação do meio ambiente é considerada infração administrativa, resultando em sanções administrativas, que abrangem: (i) advertência; (ii) multa simples ou diária, cujo montante pode variar entre R\$50,00 e R\$50 milhões; (iii) apreensão de produtos; (iv) destruição ou inutilização de produtos; (v) suspensão de venda e fabricação de produtos; (vi) embargo de obra ou atividade e suas respectivas áreas; (vii) suspensão parcial ou total da atividade; (viii) demolição de obra; e/ou (ix) pena restritiva de direitos.

Cível

A responsabilidade civil do poluidor é objetiva, de modo que sua configuração independe da verificação da culpa pelo dano causado, bastando, portanto, a comprovação do dano e a demonstração do nexo de causalidade deste com a atividade desenvolvida pelo eventual poluidor.

Ademais, de acordo com a Política Nacional do Meio Ambiente, a responsabilidade civil ambiental é solidária, de modo que poluidor pode ser todo aquele responsável direta ou indiretamente por atividade causadora de degradação ambiental. Isso significa que a obrigação de reparação pode abranger todo aquele que contribuiu direta ou indiretamente para a ocorrência do dano, assegurado o direito de regresso proporcional em face dos demais co-responsáveis.

Conseqüentemente, a contratação de terceiros para proceder a qualquer intervenção nas operações, como disposição final de resíduos, não exime o contratante da responsabilidade por eventuais danos ambientais causados pelos contratados.

Criminal

Na esfera criminal, tanto as pessoas físicas (incluindo, entre outros, os diretores, administradores e gerentes de pessoas jurídicas no exercício de suas funções) como as pessoas jurídicas podem ser responsabilizadas por crimes ambientais.

As penas aplicáveis às pessoas jurídicas são: (i) multa, (ii) restritiva de direitos e (iii) restritivas de liberdade. As penas restritivas de direitos aplicáveis à pessoa jurídica, por sua vez, podem ser (i) prestação de serviços à comunidade; (ii) suspensão parcial ou total da atividade, (iii) interdição temporária de estabelecimento, obra ou atividade e (iv) proibição de contratar com o Poder Público, bem como dele obter subsídios, subvenções ou doações.

Os diretores, administradores e outras pessoas físicas que atuem como nossos prepostos ou mandatários e concorrerem para a prática de crimes ambientais atribuídos a nós estão também sujeitos, na medida de sua culpabilidade, a penas restritivas de direitos e privativas de liberdade.

(E) Geração de Créditos de Carbono

O mercado de créditos de carbono consiste na comercialização internacional de permissões de emissão de certificados de redução de emissões de gases de efeito estufa, denominados créditos de carbono. O Decreto Legislativo nº 144, de 20 de junho de 2002, ratificou o texto do Protocolo de Kyoto, que foi aberto à assinatura no Japão em 1997 e entrou em vigor em 16 de fevereiro de 2005.

Dentre as políticas e programas do Protocolo de Kyoto, merece destaque o mecanismo de flexibilização denominado Mecanismo de Desenvolvimento Limpo ("MDL"), descrito no art. 12. Trata-se de um instrumento adotado como alternativa aos países que não tenham condições de promover a necessária redução de gases do efeito estufa. Neste sistema cada tonelada métrica de carbono equivalente que deixa de ser emitida ou é retirada da atmosfera por um país em desenvolvimento, poderá ser negociada com países desenvolvidos que possuem metas de redução a serem alcançadas. Dessa forma, com a introdução do MDL, as empresas que não conseguirem diminuir suas emissões de forma suficiente poderão comprar Redução Certificada de Emissão ("RCE") em países em desenvolvimento (que tenham gerado projetos redutores de emissão de Gases de Efeito Estufa) e usar esses certificados para cumprir suas obrigações. Os países em desenvolvimento, por sua vez, devem utilizar o MDL para promover seu desenvolvimento sustentável, além de se beneficiar com o ingresso de divisas por conta das vendas desses certificados.

Importante ressaltar que, especificamente com relação aos projetos referentes à PCHs, o Decreto 5.882/06 determina que os créditos de carbono gerados pelos empreendimentos desenvolvidos no âmbito do PROINFA serão de titularidade da Eletrobrás.

Abaixo segue uma tabela indicando o potencial de créditos de carbono do nosso portfólio de projetos na data deste formulário de referência.

Projetos registrados junto à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima ("CQNUMC")	
"A Repotenciação de Pequenas Centrais Hidrelétricas no estado de São Paulo, Brasil"	
Potencial de créditos	16.563 CERs/ano
Total histórico de Emissões Certificadas Emitidas para este projeto	162.070 CERs
"Geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis - Pequenas Centrais Hidrelétricas: Arvoredo e Varginha"	29.254 CERs/ano
"Geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis - Pequenas Centrais Hidrelétricas: Barragem da Poçoirão, Ninho da Águia, Corrente Grande, Poço, São Gonçalo e Varzea Alegre."	138.337 CERs/ano
"Geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis - Parque Eólico Santa Clara I e VI e Eurus VI"	149.358 CERs/ano
"Geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis - Parque Eólico Campo das Ventos II"	51.922 CERs/ano
"Geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis - Parque Eólico Macaco, Juremas, Pedra Preta e Costa Branca"	85.632 CERs/ano
Potencial total de CERs dos projetos registrados	456.069 CERs/ano
Projetos em fase de fase de registro junto a CQNUMC	
"Geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis - PCH São João"	30.094 CERs/ano
Potencial total de CERs CPFL Renováveis	486.174 CERs/ano

(F) Princípios do Equador

Os Princípios do Equador são um conjunto de regras e diretrizes estabelecidas em 2003 por um grupo de bancos, juntamente com o International Finance Corporation ("IFC"), subsidiária do Banco Mundial, por meio das quais se estabeleceu parâmetros socioambientais para a concessão de crédito.

Há forte tendência para que as instituições financeiras cada vez mais analisem detalhadamente cada empreendimento a ser financiado, a fim de evitar o risco potencial de sua co-responsabilização por eventuais danos ao meio ambiente, bem como evitar o próprio risco financeiro do crédito.

Adotamos em nossas atividades os elevados padrões de gestão ambiental e sustentabilidade previstos nos Princípios do Equador. Esse é um relevante indicativo de nosso respeito ao meio ambiente e do cumprimento de normas e padrões que promovem o desenvolvimento sustentável.

Consideramos que a ética, a transparência e a responsabilidade são a chave para a condução de nossos negócios junto às comunidades onde nossos empreendimentos estão localizados.

Deste modo, enfatizamos a importância de nossas relações com entidades governamentais e com as comunidades onde operamos ou planejamos operar, possibilitando uma atuação de "cidadania empresarial" positiva. Essa cidadania empresarial inclui o respeito pelo meio-ambiente e pelas pessoas nas áreas abrangidas pelos nossos atuais e futuros projetos. Esperamos, desse modo, que os nossos projetos de geração de energia elétrica possibilitem uma melhoria na qualidade de vida nessas regiões, gerando mais empregos e desenvolvendo novas atividades econômicas em harmonia com o meio ambiente.

(G) Políticas e Padrões Ambientais Internacionais de Sustentabilidade

No Brasil, a adoção de políticas e padrões ambientais internacionais não é obrigatória, sendo que empresas poderão aderir a tais padrões a qualquer momento, de forma voluntária. Atualmente, adotamos as seguintes políticas e padrões ambientais:

IFC Standards. Os princípios dos Padrões de Desempenho IFC podem ser representados, de forma não exaustiva, pelos seguintes princípios gerais:

Trabalho e Condições de Trabalho. (i) estabelecer, manter e aprimorar a relação entre trabalhador e gerência; (ii) promover o tratamento justo, a não-discriminação e a igualdade de oportunidade dos trabalhadores e o cumprimento das legislações empregatícia e trabalhista nacionais; (iii) rejeitar o trabalho infantil e o trabalho forçado; (iv) promover condições de trabalho seguras e saudáveis, proteger e promover a saúde dos nossos colaboradores.

Prevenção e Redução da Poluição. (i) evitar ou minimizar impactos negativos sobre a saúde humana e o meio ambiente, evitando ou minimizando a poluição oriunda de nossas atividades; (ii) promover a redução das emissões que contribuem para a mudança climática.

Segurança e Saúde da Comunidade. (i) evitar ou minimizar os riscos e os impactos à saúde e à segurança da comunidade local durante a execução dos projetos, sob todas as circunstâncias; (ii) garantir que a proteção dos colaboradores e da propriedade seja realizada de maneira legítima e que evite ou minimize riscos à segurança da comunidade.

Aquisição de Terras e Reassentamento de Populações. (i) evitar ou minimizar o reassentamento involuntário de populações sempre que possível; (ii) mitigar os impactos adversos da aquisição de terras; (iii) melhorar, ou ao menos preservar, o padrão de vida e as moradias das populações afetadas.

Conservação da Biodiversidade e Gerenciamento Sustentável dos Recursos Naturais. (i) proteger e conservar a biodiversidade; (ii) promover o gerenciamento sustentável do uso de recursos naturais conciliando as necessidades de conservação com as prioridades de desenvolvimento.

Populações Nativas. (i) garantir que o processo de implantação dos nossos projetos estimule o respeito pela dignidade, os direitos humanos, as aspirações, culturas e a subsistência natural das populações nativas; (ii) evitar ou minimizar impactos adversos dos projetos em comunidades nativas ou, quando isso não for possível, compensando tais impactos com oportunidades de desenvolvimento culturalmente apropriadas; (iii) estabelecer e manter relações com as populações nativas durante a vida do projeto; (iv) estimular a negociação de boa fé e a participação informada das populações nativas; (v) respeitar e preservar a cultura, o conhecimento e as práticas das populações nativas.

Patrimônio Cultural. Proteger o patrimônio cultural contra os impactos negativos de nossas atividades.

(H) World Commission on Dams ("WCD")

O relatório da WCD representa um marco na evolução das barragens como opção de desenvolvimento. Em seu estudo global do desempenho das barragens, a WCD apresenta uma avaliação integrada de quando, como e porque as barragens conseguem ou não atingir os objetivos de desenvolvimento, oferecendo uma base racional para introdução de mudanças fundamentais na forma de avaliar opções e nos ciclos de planejamento e projeto de aproveitamento de recursos hídricos e energéticos.

O modelo da WCD propõe uma abordagem de direitos e riscos que sirva de base prática e justa para identificar todos os legítimos grupos de interesse envolvidos na negociação de opções de desenvolvimento e acordos. Foram estabelecidas sete prioridades estratégicas e princípios políticos correspondentes para o desenvolvimento de recursos hídricos e energéticos, sendo eles: (i) a aceitação pública; (ii) a avaliação abrangente das opções; (iii) o aproveitamento das barragens existentes; (iv) a preservação de rios e meios de subsistência; (v) o reconhecimento de direitos adquiridos e compartilhamento de benefícios; (vi) a garantia de cumprimento e compartilhamento dos rios para o desenvolvimento; e (vii) a segurança.

As recomendações do WCD oferecem espaços para avanços, assegurando que a tomada de decisões sobre o desenvolvimento de recursos hídricos e energéticos reflita uma abordagem abrangente capaz de integrar as dimensões sociais, ambientais e econômicas do desenvolvimento. A WCD tem um compromisso com transparência e certeza para todos os envolvidos, de modo a aumentar o nível de confiança na capacidade das nações e das comunidades de terem atendidas suas necessidades futuras de água e energia.

Dos empreendimentos desenvolvidos pela Companhia somente a PCH Barra da Paciência, com potencia de 23 MW, localizada no estado de Minas Gerais atinge a linha de corte dos empreendimentos objeto de análise conforme estabelecido pelo WCD, que é de 20MW. Por esse motivo, essa PCH foi submetida à Auditoria específica para verificação da conformidade aos preceitos do WCD, a cargo da BRTUV AVALIAÇÕES DA QUALIDADE S.A.

(I) Certificações

Como reconhecimento à sua constante busca pelo atendimento aos requisitos legais e adequação às melhores práticas de gestão de qualidade, ambiental e de saúde e segurança no trabalho, a Companhia foi certificada, em 2009, de acordo com os requisitos das normas NBR ISO 9001, ISO 14001 e OHSAS pela Fundação Carlos Alberto Vanzolini, acreditada pelo Inmetro e pela IQNet (*The International Certification Network*).

A CPFL Renováveis possui seus certificados válidos por três anos e anualmente, é auditada pelo Organismo Certificador para validação e manutenção dos certificados em vigência.

Essas certificações comprovam a capacidade da Companhia de atender às expectativas das suas partes interessadas, aumentando assim, a satisfação deles para com a Companhia.

A norma NBR ISO 9001 permite a CPFL Renováveis verificar a consistência dos seus processos, além de poder medir e monitorá-los com o objetivo de melhoria contínua dos seus resultados. A empresa possui em sua governança procedimentos para gestão de sua documentação, registros, análise crítica e gestão de desvios dos processos.

A norma NBR ISO 14001 trata da Gestão Ambiental e tem por objetivo prover a organização a melhoria contínua no atendimento aos requisitos legais, o monitoramento e controle sobre os aspectos e impactos ambientais das operações exercidas pela Companhia, bem como foco na prevenção a poluição e redução de potenciais passivos.

A norma NBR OHSAS 18001 tem por objetivo possibilitar a Gestão da Saúde e Segurança Ocupacional da organização (SSO), assegurar a melhoria na gestão dos perigos e riscos dos ambientes de trabalho da Companhia, como foco na prevenção de acidentes e outras ocorrências indesejáveis, bem como assegurar o atendimento dos requisitos pertinentes.

Os empreendimentos certificados encontram-se na tabela abaixo.

Fonte	Projeto	Sigla	U.F.	Capacidade Instalada (MW)
PCH	ALTO IRANI	AIR	SC	21,0
PCH	AMERICANA	AME	SP	30,0
PCH	ANDORINHAS	AND	RS	0,5
PCH	ARVOREDO	ARV	SC	13,0
PCH	BARRA DA PACIÊNCIA	BPA	MG	23,0
PCH	BURITIS	BUR	SP	0,8
PCH	CAPÃO PRETO	CAP	SP	4,3
PCH	CHIBARRO	CHI	SP	2,6
PCH	COCAIS GRANDE	COC	MG	10,0
PCH	CORRENTE GRANDE	CGR	MG	14,0
PCH	DIAMANTE	DIA	MT	4,2
PCH	DOURADOS	DOU	SP	10,8

PCH	ELOY CHAVES	ECH	SP	19,0
PCH	ESMERIL	ESM	SP	5,0
PCH	GAVIÃO PEIXOTO	GPE	SP	4,8
PCH	GUAPORÉ	GUA	RS	0,7
PCH	JAGUARI	JAG	SP	11,8
PCH	LENÇÓIS	LEN	SP	1,7
PCH	MONJOLINHO	MON	SP	0,6
PCH	NINHO DA ÁGUIA	NIA	MG	10,0
PCH	PAIOL	POL	MG	20,0
PCH	PINHAL	PIN	SP	6,8
PCH	PIRAPÓ	PIR	RS	0,8
PCH	PLANO ALTO	PLA	SC	16,0
PCH	SALTINHO	SLT	RS	0,8
PCH	SALTO GÓES	GOE	SC	20,0
PCH	SALTO GRANDE	SGR	SP	4,5
PCH	SANTA LUZIA	SLU	SC	28,5
PCH	SANTANA	SAN	SP	4,3
PCH	SÃO GONÇALO	SGO	MG	11,0
PCH	SÃO JOAQUIM	SJO	SP	8,1
PCH	SOCORRO	SOC	SP	1,0
PCH	TRÊS SALTOS	TRS	SP	0,6
PCH	VARGINHA	VGA	MG	9,0
PCH	VÁRZEA ALEGRE	VAE	MG	7,5
UEE	FOZ DO RIO CHORÓ	FRC	CE	25,2
UEE	ICARAIZINHO	ICZ	CE	54,6
UEE	PARACURU	PRU	CE	25,2
UEE	PRAIA FORMOSA	PFA	CE	105,0
UEE	TÁIBA ALBATROZ	ATB	CE	16,8
UEE	CANOA QUEBRADA	CQB	CE	58,8
UEE	BONS VENTOS	BVS	CE	50,4
UEE	ENACEL	ENA	CE	31,5
UEE	CAMPO DOS VENTOS II	CVI	RN	30,0
UEE	SANTA CLARA I	SCL	RN	30,0
UEE	SANTA CLARA II	SCL	RN	30,0
UEE	SANTA CLARA III	SCL	RN	30,0
UEE	SANTA CLARA IV	SCL	RN	30,0
UEE	SANTA CLARA V	SCL	RN	30,0
UEE	SANTA CLARA VI	SCL	RN	30,0
UEE	EURUS VI	SCL	RN	8,0
UEE	CAMPO DOS VENTOS I	CVI	RN	28,0
UEE	CAMPO DOS VENTOS III ⁽²⁾	CVI	RN	28,0
UEE	CAMPO DOS VENTOS V ⁽²⁾	CVI	RN	26,0
UEE	COSTA BRANCA	MAC	RN	20,7
UEE	JUREMAS	MAC	RN	16,1
UEE	MACACOS	MAC	RN	20,7
UEE	PEDRA PRETA	MAC	RN	20,7
UEE	ATLÂNTICA I	ATL	RS	30,0
UEE	ATLÂNTICA II	ATL	RS	30,0
UEE	ATLÂNTICA IV	ATL	RS	30,0
UEE	ATLÂNTICA V	ATL	RS	30,0

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

Para o desenvolvimento de suas atividades, a Companhia não depende de nenhuma patente, franquia ou contrato de *royalties*.

No desenvolvimento de suas atividades, a Companhia utiliza algumas marcas, como "CPFL Renováveis" e "CPFL Bioenergia", que encontram-se atualmente em fase de registro perante o Instituto Nacional da Propriedade Industrial ("INPI").

Adicionalmente, todas as PCHs, Parques Eólicos, Parque Solar e Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa da Companhia e suas controladas dependem de autorização ou concessão da ANEEL para operar, além de licenças ambientais, conforme já detalhado neste item 7 do Formulário de Referência.

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;

Nenhuma das nossas receitas é proveniente de outros países que não o Brasil. Nossas atividades estão restritas ao território nacional.

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

Nenhuma das nossas receitas é proveniente de outros países que não o Brasil. Nossas atividades estão restritas ao território nacional.

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

Nenhuma das nossas receitas é proveniente de outros países que não o Brasil. Nossas atividades estão restritas ao território nacional.

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.

Não temos receitas provenientes de outros países que não o Brasil. Nossas atividades estão restritas ao território nacional.

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

Possuímos relacionamento de longo prazo com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social ("BNDES"), que financiou parte relevante dos recursos necessários para a construção das nossas PCHs atualmente em operação, além de fornecer o financiamento para projetos de Parques Eólicos, PCHs e Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa atualmente em construção. Além disso, o BNDES, em conjunto com o Banco do Nordeste do Brasil ("BNB") e o Nordic Investment Bank ("NIB") atuaram como bancos financiadores da Companhia no processo de aquisição da totalidade do capital da sociedade BVP S.A., que detém 100% das ações da sociedade Bons Ventos Geradora de Energia S.A. Por fim, a Companhia possui 4 (quatro) Parques Eólicos em operação cujo financiamento de longo prazo foi fornecido pela Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste ("SUDENE") em conjunto com o BNB.

Relatório de Anual e de Sustentabilidade

Mais informações relativas aos resultados econômicos, sociais e ambientais da CPFL Renováveis estão disponíveis no Relatório de Anual e de Sustentabilidade 2013, publicado em <http://www.cplrenovaveis.com.br/ri/>

7.9 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Visão Geral

Somos a companhia líder no setor brasileiro de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis provenientes de Parques Eólicos, Pequenas Centrais Hidrelétricas ("PCHs"), Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa e Usina Solar Fotovoltaica, em termos de capacidade instalada em operação e construção, segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"). Atualmente, o nosso portfólio de ativos totaliza 5.567 MW de capacidade instalada, sendo 1.417 MW de projetos em operação, 384 MW de projetos em construção, além de 3.767 MW de projetos em desenvolvimento. Temos, atualmente, 1.800 MW de capacidade instalada contratada, com energia já vendida em contratos de longo prazo. Estamos inseridos no mercado brasileiro, um dos mercados de maior crescimento e que acreditamos reunir boas condições para o desenvolvimento de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis no mundo, notadamente: (i) crescimento esperado da capacidade instalada de fontes renováveis acima da média mundial¹; (ii) significativo potencial não desenvolvido a ser explorado nas fontes de energia as quais nos destacamos segundo dados fornecidos pela ANEEL²; (iii) processos céleres de licenciamento ambiental e regulatório; (iv) incentivos fiscais e regulatórios que refletem uma política pública para o desenvolvimento de projetos dessa natureza; e (v) substancial financiabilidade dos ativos, apoiada em políticas governamentais de longo prazo.

Possuímos experiência em aquisição, desenvolvimento, construção e operação de usinas e parques de geração de energia a partir de fontes renováveis, além de contarmos com um portfólio diversificado entre as quatro principais fontes, com empreendimentos localizados em oito estados brasileiros. A tabela a seguir apresenta a composição detalhada do nosso portfólio de ativos:

Status	Fonte	Capacidade	Nº de Projetos	Estados
Operação	PCH	327	35	SP, SC, RS, MG, MT
	Eólica	719	22	CE, RN, RS
	Biomassa	370	8	RN, SP
	Solar	1	1	SP
Subtotal		1.417	66	
Construção	Eólica	384	15	RN, CE
Subtotal		384	15	
Desenvolvimento	PCH	627	19	MG, SC, PR, RS, GO, SP
	Altamente provável	57		
	Provável	88		
	Possível	482	29	RN, CE, BA, MG, PE, RS, SC
	Eólica	3140		
	Altamente provável	419		
	Provável	989		
Possível	1.732			
Subtotal		3.767	48	
TOTAL		5.567	129	

Do nosso portfólio de projetos em desenvolvimento, classificamos 419 MW de projetos eólicos e 57 MW de PCHs como altamente prováveis por apresentarem, no caso dos Parques Eólicos, terras arrendadas com pelo menos 2 (dois) anos de medição de ventos e alguns projetos com licença ambiental prévia, e, no caso das PCHs, estudos técnicos concluídos, autorização da ANEEL e alguns projetos com licença ambiental prévia. Estes projetos encontram-se prontos para comercializar energia nos próximos 12 meses, sendo a venda de energia em contratos de longo prazo o principal elemento para viabilizar o início de suas construções.

Adicionalmente, classificamos 989 MW de projetos eólicos como prováveis por apresentarem terras arrendadas com pelo menos 1 (um) ano de medição de ventos. Já os 88 MW de PCHs apresentam estudos avançados com aceite técnico da ANEEL. Somente consideramos como parte de nosso portfólio de projetos eólicos aqueles que apresentam fator de capacidade média de pelo menos 47% (líquidos de perdas) nas medições de ventos realizadas.

Por fim, classificamos 1.732 MW de projetos eólicos como possíveis por apresentarem terras arrendadas e torres de medição de vento instaladas. Já os 482 MW de PCHs apresentam estudos técnicos em andamento com aceite no inventário de rio pela ANEEL.

Além do portfólio de PCHs e eólicas, possuímos 345 MWp de fonte solar em desenvolvimento.

Todos os nossos ativos e projetos em operação e em construção possuem contratos de venda de energia celebrados por longo prazo, o que nos assegura alta previsibilidade de geração de caixa.

Acreditamos estar posicionados para aproveitar as oportunidades de crescimento no setor de energias renováveis e que nossa capacidade em adquirir ativos e projetos de qualidade juntamente com nosso portfólio robusto de projetos em desenvolvimento deverão suportar nosso crescimento rentável.

¹ Divulgado pelo Ministério de Minas e Energia ("MME") e pela Empresa de Pesquisa Energética ("EPE") (http://www.epe.gov.br/PDEE/20130326_1.pdf).

² Dados fornecidos pelo BIG da ANEEL (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>).

Desde agosto de 2011, com a associação entre a ERSa, companhia independente no mercado de energia renovável brasileiro, e os ativos de energias renováveis da CPFL Energia, um dos maiores grupos privados do setor elétrico brasileiro segundo dados fornecidos pelo Banco de Informações de Geração ("BIG") da ANEEL², reunimos a comprovada experiência de ambas as companhias no setor e nos tornamos o maior grupo de geração de energia renovável do Brasil em termos de capacidade instalada, em operação e construção, segundo dados fornecidos pelo BIG da ANEEL².

Desde a nossa concepção, temos no desenvolvimento sustentável um princípio essencial para a estratégia do negócio que está claramente expresso na nossa visão – "*Energia é essencial ao bem-estar das pessoas e ao desenvolvimento da sociedade. Nós acreditamos que produzir e utilizar energia de forma sustentável é vital para o futuro da humanidade*", e na nossa missão "*Gerar energia a partir de fontes renováveis, em harmonia com o meio ambiente e a sociedade, promovendo o amadurecimento do mercado de energia limpa*".

Oportunidades no Setor de Energias Renováveis

Mundialmente, o setor de energias renováveis tem aumentado sua relevância na matriz energética dos países. Dados da *United Nations Environment Programme* ("UNEP") de 2012 indicam que em 2011 aproximadamente 9,2% da capacidade instalada mundial era proveniente de tais fontes, sendo que em 2004 este percentual era de apenas 4,3%. O investimento global em energias renováveis alcançou volume recorde em 2011, atingindo US\$257 bilhões, representando um crescimento de 17% em relação a 2010 e quase 7 vezes o valor investido em 2004. Adicionalmente, segundo o mesmo estudo, nos anos de 2010 e 2011, aproximadamente 37% da capacidade instalada adicionada no mundo foi proveniente de fontes renováveis, o que denota a importância que esta modalidade de geração vem adquirindo em âmbito global. Destaca-se que a maior parte dos novos investimentos em energia renovável foi realizada pelos países em desenvolvimento.

Acreditamos que o crescimento do setor de energia renovável está diretamente relacionado a alguns fatores, entre os quais destacamos (i) a preocupação global em relação aos impactos que a geração de energia através de fontes não renováveis tem sobre o meio-ambiente com a consequente substituição de combustíveis fósseis, (ii) acordos internacionais que preveem o aproveitamento de crédito de carbono gerado por tais fontes, conferindo uma receita adicional além daquela advinda da geração elétrica, (iii) incentivos governamentais através de legislações nacionais favoráveis, (iv) queda, nos últimos anos, dos custos de instalação de novas plantas, em especial, de parques eólicos e, por fim, (v) retornos atrativos com poder de atrair grandes volumes de investimentos tanto de investidores privados como de governos.

Estima-se que no período entre 2012 e 2021 a demanda por energia elétrica no Brasil irá crescer em média 4,2% por ano e, para acompanhar o crescimento da demanda, a capacidade instalada de geração de energia elétrica deverá crescer cerca de 6,4 GW por ano, representando uma taxa média de crescimento anual no período de 4,4%, segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2022, divulgado pelo MME e pela EPE (http://epe.gov.br/PDEE/20140124_1.pdf). O segmento de energia renovável representava, por sua vez, cerca de 13,0% da matriz energética brasileira no final do ano de 2012, de acordo com dados do Plano Decenal de Expansão de Energia 2022, divulgado pela EPE. Em 2022, o Plano Decenal projeta que essas fontes de energia representarão cerca de 20,8% da matriz energética brasileira, representando um crescimento médio anual de 9,5%.

Além de retornos atrativos, o setor de geração a partir de fontes renováveis no Brasil conta com algumas vantagens relevantes em relação à geração de energia a partir de outras fontes e em outros países, dentre as quais destacamos:

- *Potencial de crescimento e condições técnicas favoráveis:* potencial único para geração de energia eólica e solar, com ventos e índices de radiação que proporcionam fatores de capacidade favoráveis em relação a mercados mais desenvolvidos, como o Europeu; potencial hidráulico vasto, inclusive para pequenas centrais hidrelétricas; indústria de açúcar e álcool desenvolvida e com escala para fornecimento de biomassa economicamente viável como combustível para geração de energia elétrica.

- *Processo de licenciamento ambiental célere e processo regulatório simplificado:* por possuírem impacto ambiental inferior às fontes convencionais de geração, as plantas de energias renováveis gozam de processos de licenciamentos céleres e simplificados para construção e operação. Além disto, os projetos de energia renovável são atualmente regulados sob um regime de Autorização da ANEEL, que é outorgada ao desenvolvedor do projeto, ao invés de Concessão, que é obtida através de licitações ou leilões públicos.

- *Incentivos fiscais e regulatórios como parte de políticas públicas de longo prazo:* devido ao tamanho individual de seus empreendimentos, as PCHs, os Parques Eólicos, as Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa e as plantas de geração solar beneficiam-se do regime de tributação pelo lucro presumido e contam com descontos de pelo menos 50% nas tarifas cobradas pelo uso das linhas de transmissão e distribuição, sendo que este desconto pode chegar a 80% pelos primeiros 10 anos nas plantas

2 Dados fornecidos pelo BIG da ANEEL (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>)

fotovoltaicas. O setor de energia eólica, especificamente, conta atualmente com isenção de ICMS e de IPI na cadeia de produção de equipamentos eólicos.

- *Nicho exclusivo no mercado livre:* o mercado livre conta com consumidores denominados "especiais", com consumo de 500 KW a 3.000 KW, que caso optem por se tornar consumidores livres, devem adquirir energia de empreendimentos de fontes renováveis.

- *Financiabilidade:* disponibilidade de linhas de financiamento de longo prazo do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social ("BNDES") em moeda local, a custos atrativos, e representando até 75% dos investimentos realizados.

- *Geração de créditos de carbono:* a geração através de PCHs, Parques Eólicos e Usinas Solares Fotovoltaicas pode proporcionar potencial de receita adicional a partir da venda de créditos de carbono obtidos pelos ativos, desde que o projeto seja submetido a uma avaliação prévia e atenda os requisitos legais para ser elegível para geração de créditos de carbono.

Ademais, o setor de energias renováveis no Brasil é extremamente fragmentado e possui poucas empresas capitalizadas e com suporte de grandes grupos estratégicos que podem atuar como agentes consolidadores. Acreditamos que este segmento continuará a apresentar uma tendência de consolidação ao longo dos próximos anos.

Nossos Pontos Fortes

Acreditamos estar posicionados para nos beneficiar das oportunidades de crescimento e sinergias no setor de geração de energia a partir de fontes renováveis no Brasil e aumentar retornos para nossos acionistas, especialmente devido aos nossos pontos fortes abaixo listados.

Sólida e previsível geração de caixa, com altas margens operacionais e alta capacidade de alavancagem

Nossas receitas são auferidas por meio de contratos de venda de energia de longo prazo com preços atraentes e reajustados anualmente com base na inflação. Atualmente, todos os nossos ativos em operação e em construção, totaliza 1.800 MW de capacidade instalada, possuem contratos de venda de energia de longo prazo no mercado livre ou no mercado regulado de energia, com um prazo médio ponderado de 17 anos e um preço médio de R\$ 211,14/MWh em 31 de dezembro de 2013. Tratam-se de contratos com uma base de clientes pulverizada e que acreditamos ser de boa qualidade de crédito, representando um importante fator de mitigação de riscos. Estimamos que nossa capacidade instalada e nossas receitas apresentarão um crescimento significativo até 2018, dado que possuímos atualmente 383,5 MW de capacidade instalada em construção e com alta previsibilidade daí em diante. A estabilidade de receita e de fluxo de caixa por prazos longos faz com que o retorno sobre os investimentos seja estável e previsível. Além disto, uma vez em operação, os custos de nossas atividades são reduzidos, gerando uma alta margem EBITDA. Em razão disso e devido às características de longo prazo e de custo atrativo das linhas de financiamento do BNDES, principal financiador do setor elétrico brasileiro, nossos projetos permitem a obtenção de volumes substanciais de financiamento em relação ao valor total do investimento, o que acreditamos permitir o aumento de retorno para os acionistas.

Liderança no crescente mercado de energias renováveis no Brasil

Somos a maior companhia brasileira de geração de energia a partir de fontes renováveis, com 1.800 MW de capacidade em operação e em construção, de acordo com dados fornecidos pelo BIG da ANEEL (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>), cuja energia encontra-se comercializada através de contratos de longo prazo. Ademais, em 31 de dezembro de 2013, possuíamos 3.767 MW de projetos em desenvolvimento. Acreditamos possuir uma escala que nos permite aproveitar as oportunidades de crescimento com rentabilidade, como resultado de sinergias de custos, relacionamento com fornecedores, operação integrada e capacidade de gerenciamento de projetos. Acreditamos que a estimativa de forte crescimento da demanda de energia e a consequente previsão de expansão da capacidade instalada no País, notadamente nas fontes renováveis, conjugados com o nosso posicionamento no setor e nosso portfólio robusto de projetos, nos coloca em posição privilegiada para aproveitar as oportunidades de crescimento do mercado de energias renováveis brasileiro.

Portfólio de ativos de qualidade e diversificado entre fontes, sendo um player que captura o crescimento nas quatro fontes de energias renováveis

Nosso portfólio de ativos em operação e em construção em termos de energia contratada é composto por 18% de PCHs, 61% de Parques Eólicos, 21% de Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa, além de uma Usina Solar Fotovoltaica já em operação de 1,1 MW de capacidade instalada. A diversificação de nosso portfólio entre as quatro fontes nos permite aproveitar o crescimento em cada uma delas e

minimizar riscos associados à dependência de uma única fonte, além daqueles riscos relativos à expansão do nosso portfólio no caso de uma fonte específica apresentar dificuldades de competir pela sua viabilização perante as outras fontes. Adicionalmente, nossos ativos estão diversificados geograficamente em oito estados brasileiros, o que minimiza riscos associados a (i) problemas climáticos ou hidrológicos específicos de uma determinada região e (ii) riscos associados a condições adversas de sub-mercados regionais, melhorando a condição média de operação e manutenção de nossas usinas. No período de doze meses findos em 31 de dezembro de 2013 a receita líquida está segregada de forma equilibrada entre as nossas fontes de atuação, sendo: 30% em PCH, 50% em Parques Eólicos, 19% em Usinas Termelétricas e Biomassa.

Adicionalmente, nossos contratos de venda de energia encontram-se diversificados entre as duas categorias de consumidores, sendo que, até 31 de dezembro de 2013, aproximadamente 40% foram firmados no mercado livre e 60% no mercado regulado. Seguimos critérios rigorosos no desenvolvimento, na construção e na operação de nossos ativos, buscando excelência técnica e operacional na gestão de todas as fases em que atuamos. Procuramos nos associar a fornecedores e parceiros de reconhecida capacidade técnica, de forma a assegurar a qualidade dos equipamentos e serviços aplicados em nossos projetos.

Experiência destacada e integrada no ciclo de desenvolvimento de projetos, capturando valor em toda a cadeia

Atuamos de forma integrada em todas as fases do ciclo de um projeto, ou seja, na prospecção e identificação, no desenvolvimento, na construção, na operação e na comercialização de energia a partir de fontes renováveis. Para isto, contávamos em 31 de dezembro de 2013 com 329 profissionais, dentre os quais 176 engenheiros, técnicos e especialistas em energia, compondo um time com experiência na otimização e na gestão de projetos de engenharia, condução de processos de licenciamento ambiental e regulatório de projetos, contratação e gestão de fornecedores e prestadores de serviços para a implantação de projetos, bem como na operação e manutenção das usinas

que essa atuação nos permite aumentar a qualidade técnica dos nossos projetos, minimizando os riscos de execução e mantendo custo reduzido de desenvolvimento e implantação, capturando valor em todas as etapas da cadeia de forma a maximizar retornos aos nossos acionistas.

Acreditamos, ainda, que essa atuação integrada pode ser comprovada pelo nosso histórico de construção de empreendimentos. Até o momento já construímos 12 (doze) PCHs, 7 (sete) Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa, 8 (oito) parques eólicos e 1 (uma) Usina Solar Fotovoltaica, que somadas ao total de projetos em operação da companhia, inclusive os adquiridos, totalizam em 31 de dezembro de 2013, 1.283 MW de capacidade instalada.

Comprovado histórico na execução, desenvolvimento de projetos e operação de ativo

Possuímos comprovado histórico em execução e desenvolvimento de projetos, notadamente:

- *Construção de ativos nas quatro fontes:* Desde o início de nossas atividades até 31 de dezembro de 2013 construímos 12 (doze) PCHs, 7 (sete) Usinas Termelétricas Movidas a Biomassa, 8 (oito) Parques Eólicos e 1 (uma) Usina Solar Fotovoltaica, representando 723 MW de capacidade instalada. Para tanto, temos uma rigorosa e dedicada equipe de gestão de projetos e engenharia, com 37 profissionais. Ademais, em 31 de dezembro de 2013, tínhamos em construção 19 (dezenove) Parques Eólicos, totalizando mais 504 MW de capacidade instalada, o que acreditamos comprovar nossa experiência na construção e implementação de projetos no setor. Em março de 2014, ocorreu a entrada em operação do último parque que completa o Complexo eólico Atlântica, com 120,0 MW de capacidade no Rio Grande do Sul. Dessa forma, atualmente a Companhia possui 384 MW em construção até 2018.

- *Crescimento da nossa capacidade instalada:* Aumentamos nossa capacidade instalada principalmente através da implementação de projetos e da aquisição de ativos e companhias em diversas etapas de desenvolvimento. Nossa capacidade instalada em operação aumentou de 47 MW em 2009 para 1.283 MW em 31 de dezembro de 2013. Obtivemos 68 licenças ambientais de operação e instalação, além de cinco licenças prévias e 22 outorgas do órgão regulador para a implantação de nossos projetos atuais e futuros, confirmando nossa capacidade de desenvolvimento de nossos ativos. Além de crescermos através de nossa estratégia orgânica, seguimos uma metodologia disciplinada de mapeamento do mercado para identificação e análise de projetos para aquisição. Desde o início de 2011 realizamos diversas aquisições de ativos relevantes, que incluem os Empreendimentos SIIF, Bons Ventos, Santa Luzia, Ester, Atlântica e Rosas dos Ventos que agregaram 571 MW de capacidade instalada ao nosso portfólio.

- *Crescimento substancial do nosso portfólio de ativos em desenvolvimento.* Nosso portfólio de ativos em desenvolvimento expandiu de 562 MW em 2009 para 3.767 MW em 31 de dezembro de 2013. Entendemos que nossa capacidade de desenvolver projetos é uma competência central de nossa

Companhia, sendo fundamental para nosso contínuo crescimento, aproveitamento de ganhos de escala e diversificação por fontes de energia. Esta capacidade de desenvolvimento está fundamentalmente baseada na sólida experiência da nossa equipe de desenvolvimento, que conta com 14 profissionais dedicados a esta função.

Capacidade de estruturar financiamentos para nossos projetos. Nossa capacidade de implementação de projetos é suportada por uma experiência diferenciada de viabilização de financiamentos. Desde o início de nossas atividades, captamos mais de R\$ 5,0 bilhões em linhas de longo prazo para o financiamento de projetos e para reforço de capital da empresa, sendo que 72% com bancos de fomento, com destaque para o BNDES (principal financiador do setor elétrico brasileiro). Esses financiamentos com bancos de fomento possuem prazos de até 16 anos e taxas médias de TJLP + 1,7% ao ano. Desta forma, com uma equipe exclusivamente dedicada à estruturação financeira dos projetos, alcançamos uma média de alavancagem em novos projetos de 72%, o que nos confere um incremento de rentabilidade em nossos projetos.

• *Comercialização de energia.* Conseguimos aproveitar condições atrativas de preço tanto no mercado regulado quanto no mercado livre para a contratação de energia de nossos projetos, o que resulta em taxas de retorno comparativamente mais altas que aquelas de projetos dependentes apenas dos leilões no mercado regulado. Da nossa capacidade instalada contratada total até 2018 de 1.800 MW, aproximadamente 40% foram negociados em contratos bilaterais no mercado livre.

Administração competente e experiente e acionistas altamente reconhecidos no setor

Os membros de nossa administração possuem extensa experiência em nosso ramo de atividade. Dentre as principais competências de nossa equipe, destacamos: (i) capacidade comprovada na gestão, implementação e construção de projetos; (ii) identificação de oportunidades de mercado e aquisição de ativos e empresas; (iii) comercialização de energia dos projetos; (iv) otimização operacional dos ativos; (v) estruturação financeira dos projetos permitindo a otimização do retorno sobre capital investido.

Nosso acionista controlador, é uma das maiores distribuidoras de energia elétrica no Brasil, com base nos 41.148 GWh de energia elétrica que distribuiu para aproximadamente 7,4 milhões de consumidores em 2013. Em geração de energia elétrica, a capacidade instalada da CPFL Energia em 31 de dezembro de 2013 (após a diluição da participação na CPFL Renováveis na oferta pública inicial em 2013) era de 2.988 MW. Os negócios da CPFL Energia também envolve à comercialização de energia elétrica e presta serviços relacionados à energia elétrica para empresas do grupo, assim como partes não relacionadas. Em 2013, o valor total da energia elétrica vendida pelas subsidiárias de comercialização da CPFL Energia foi 2.017 GWh e 11.595 GWh a afiliadas e partes não afiliadas, respectivamente.

A CPFL Energia adota as mais elevadas práticas de governança corporativa no Brasil possuindo ações listadas no segmento "Novo Mercado" da BM&FBovespa e ADRs na Bolsa de Nova Iorque.

Nossos acionistas provenientes da ERSA aportaram sólida experiência técnica no desenvolvimento de projetos, forte componente empreendedor na gestão de nossa Companhia e foco em resultados.

Atualmente, conjugamos em nossa equipe os melhores aspectos oriundos dos dois blocos de acionistas e temos permeado em todos os níveis da nossa Companhia os principais conceitos que definem nossa estratégia e orientação a resultados. Possuímos uma estrutura sólida de governança corporativa e uma rígida política de sustentabilidade.

Nossa Estratégia

Ocupamos uma posição de liderança na geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis no Brasil e pretendemos manter e fortalecer esta posição, tanto em tamanho quanto em rentabilidade. Acreditamos estar em posição privilegiada para alcançar nosso objetivo de crescimento sempre buscando a maximização de retorno para nossos acionistas, aproveitando-nos de nossos pontos fortes. Neste sentido, pretendemos executar de forma consistente nosso plano de negócios e para alcançarmos nosso objetivo temos como principais estratégias:

Executar nosso plano de crescimento por meio do desenvolvimento de projetos e da aquisição de ativos de energia renovável no Brasil

Pretendemos aumentar ainda mais o crescimento rentável de nosso negócio por meio de uma estratégia que busque combinar de maneira eficiente o crescimento orgânico, por meio do desenvolvimento de projetos, e o crescimento via aquisições de ativos e projetos, mantendo nossa disciplina técnica e financeira de forma a criar e maximizar valor para os nossos acionistas.

Em relação ao crescimento orgânico, acreditamos estar posicionados para nos beneficiar da forte expansão da capacidade instalada projetada no País, notadamente nas fontes renováveis, dada a nossa posição de liderança no setor e nosso portfólio robusto de projetos. Contamos com um time interno de engenheiros e técnicos altamente qualificados, experientes e especializados na prospecção e no desenvolvimento de ativos de energia renovável.

Dos nossos 3.767 MW de projetos em desenvolvimento, 476 MW estão aptos para vender energia e iniciar construção. Estimamos ainda que outros 1.077 MW estarão prontos para vender energia e iniciar construção ao longo dos próximos três anos e que os demais projetos estarão em tal estágio após 2016. Temos, ainda, uma dedicada e experiente estrutura interna de engenharia, suprimentos e construção, que é responsável pela gestão da construção de nossos projetos. Pretendemos continuar desenvolvendo e explorando nossos projetos no setor de energia renovável com disciplina financeira e com foco na maximização do retorno aos nossos acionistas. Acreditamos que o mercado brasileiro de geração de energia através de fontes renováveis possui diversas oportunidades de crescimento através de aquisições, dada sua alta fragmentação. Acreditamos que seremos capazes de continuar nosso crescimento via aquisições selecionadas, visando à consolidação do setor dada a alta experiência e comprovado histórico de nossa equipe que atua no monitoramento, prospecção e avaliação de ativos, aliada à nossa capacidade financeira.

Crescer através da nossa capacidade diferenciada de comercialização de energia

Nossa estratégia é manter a exploração das duas alternativas de comercialização de energia, mercado regulado (ACR) e mercado livre (ACL), de forma a viabilizar o crescimento sustentável do nosso portfólio de ativos, com preços mais atrativos e prazos mais longos em relação à média de mercado, resultando nas melhores taxas de retorno possíveis. Atualmente 40% de nossa energia contratada está vendida no mercado livre a um prazo médio remanescente de 12 anos e 60% no mercado regulado a um prazo médio remanescente de 18 anos, o que acreditamos mostrar nossa capacidade de explorar ativamente os dois mercados.

Os leilões organizados pelo Governo Federal no mercado regulado são uma importante ferramenta para viabilizar a comercialização de energia elétrica dos projetos de geração de energia de fontes renováveis. Nos últimos três anos foram realizados oito leilões, totalizando mais de 9,4 GW de capacidade instalada com energia comercializada. Pretendemos focar nossa capacitação técnica e financeira, bem como buscar todas as economias de escala e sinergias operacionais disponíveis para obter sucesso em tais leilões.

Em paralelo, buscaremos de forma contínua uma alternativa para os leilões no crescente mercado livre composto por Consumidores Livres e Consumidores Especiais, cuja demanda acreditamos que se encontra abaixo de seu potencial, e que atualmente conta com importantes benefícios econômicos para as empresas focadas em energia renovável, tais como desconto nos encargos setoriais e preços médios de venda mais atrativos. Estimamos que o mercado livre seja de 31,1 GW médios, dos quais apenas 15,3 GW médios ou 49,1% foram explorados. Com o auxílio da reconhecida experiência em comercialização do nosso acionista controlador, que atualmente conta com a maior comercializadora do País em participação de mercado com 10% de *market share* neste setor, pretendemos focar nossa atuação nesse segmento de consumidores.

Para tanto, firmamos com a CPFL Brasil um acordo sobre comercialização de energia que tem por objetivo regular todas as operações de comercialização de energia entre as duas sociedades, de modo a assegurar que as referidas operações sejam sempre realizadas em bases comutativas. Os contratos tem como objetivo viabilizar novos empreendimentos de geração, através de contratos de compra e venda de energia de longo prazo. Deveremos manter um volume de 60% comercializado no ACR e de 40% no ACL. A cada leilão de compra de energia organizado pelo governo realizaremos uma cotação de mercado para 40% da energia dos nossos projetos com pelo menos cinco comercializadoras ou consumidores de 1ª linha. Sendo a CPFL Brasil a vencedora, poderemos aceitar ou recusar a proposta da CPFL Brasil. Em caso de recusa, ficaremos livres para vender toda a energia a terceiros ou vender no leilão organizado pelo governo. Em caso de aceite da proposta, serão aplicados dois mecanismos de ajuste, um de montante e um de preço. Para maiores informações sobre o regulamento, ver item 7.3 deste Formulário de Referência.

Continuar buscando maximizar a rentabilidade de nossos ativos através de ganhos de escala, captura de sinergias e utilização de alavancagem financeira

Buscamos maximizar o retorno de nossos ativos através da redução de custos por meio de ganhos de escala, da captura de sinergias entre ativos, dos ganhos de eficiência operacional e da alavancagem financeira. Acreditamos, que dada nossa posição de liderança e crescente escala de nosso portfólio, seremos capazes de capturar sinergias operacionais e financeiras em diversas vertentes, como, por exemplo, negociação com fornecedores, compartilhamento de custos e despesas entre ativos geograficamente próximos e redução de custos financeiros. Como exemplo, a incorporação dos Parques Eólicos de Bons Ventos (157,5 MW de capacidade instalada), localizados no Estado do Ceará, ao nosso portfólio, que inclui os Empreendimentos SIIF (210 MW de capacidade instalada), localizados no mesmo Estado, ocorrida em 2012 nos permitirá realizar sinergias através de reduções nas despesas gerais e administrativas desses ativos.

Explorar oportunidades em novas fontes de energia renovável com base em inovação e tecnologia

Focados nas diferentes tecnologias limpas que proporcionam a geração de energia renovável, os projetos de inovação envolvem a concepção de novo produto, serviço ou processo, bem como a agregação de novas funcionalidades ou características ao produto, serviço ou processo que implique melhorias incrementais e efetivo ganho de qualidade ou produtividade, resultando maior competitividade no mercado. Atuamos na inovação de fontes já consolidadas em nosso portfólio como em PCHs, Parques Eólicos, Usinas Termelétricas movidas a Biomassa e de plantas híbridas, ou seja, utiliza mais de uma fonte em um mesmo local, além das ainda não existentes ou em fase de consolidação como Usinas Fotovoltaicas, unidades de energia solar concentrada, de maneira isolada ou integrada a usinas termoeletricas movidas a biomassa, biogás advindo do processo de biodigestão da vinhaça da cana de açúcar e o aproveitamento de resíduos sólidos, entre outros.

Para isto, pretendemos monitorar e testar outras tecnologias potencialmente viáveis, focando naquelas que se mostrarem mais competitivas e eficientes. Por exemplo, atualmente possuímos um projeto em operação de energia solar que iniciou operação em novembro de 2012 com 1,1 MW de capacidade instalada.

Cenários de oferta limitada de energia e de alta nos preços favorecem a implementação de novos empreendimentos e fontes alternativas de energia renovável, uma vez que esses geram energia limpa e são incentivadas pelo Governo Federal de diversas formas.

Nossa intenção é estar presente em todas as tecnologias que se mostrarem técnica e economicamente viáveis e, para tanto, continuaremos a investir no desenvolvimento de projetos piloto de energia, buscando sempre permanecer na vanguarda tecnológica no nosso setor.

PROGRAMAS SOCIOAMBIENTAIS

A Companhia, em suas atividades de gestão de empreendimentos, tem como estratégia incluir a variável socioambiental, visando garantir a sustentabilidade de longo prazo de suas atividades. Para que esta estratégia se torne realidade, a Companhia possui uma política socioambiental, que tem como compromissos:

Compromisso com o desenvolvimento sustentável. Planejar, projetar e desenvolver continuamente suas atividades, aplicando tecnologias, processos e insumos que contribuam para a qualidade socioambiental, sempre referenciados com as melhores práticas aplicáveis ao setor.

Gerenciamento de emissões e resíduos. Controlar e mitigar os impactos decorrentes de suas atividades com programas e medidas práticas de conservação, promovendo alternativas para prevenir e reduzir as emissões, bem como reaproveitando, reciclando e destinando corretamente os resíduos gerados.

Conscientização de fornecedores. Atuar em parceria com seus contratados e fornecedores, orientando-os e estabelecendo critérios para uma melhor qualidade ambiental na prestação de serviços e divulgando amplamente às partes interessadas os compromissos com o desenvolvimento sustentável.

Recursos naturais. Usar de forma racional os recursos naturais no processo de geração de energia, promovendo o uso de fontes alternativas, de modo a contribuir de maneira positiva com o quadro de mudanças climáticas e a conservação da biodiversidade brasileira.

Respeito às comunidades. Apoiar iniciativas que promovam o desenvolvimento sustentável das comunidades locais, em especial, ações que promovam a educação, a cultura e o lazer das populações atingidas. Com o "Programa Raízes", apoiamos voluntariamente uma série de demandas de comunidades no Rio Grande do Norte, Ceará e Rio Grande do Sul, as quais foram beneficiadas com mais R\$ 2,4 milhões.

Comunicação e transparência. Fomentar programas de comunicação e educação ambiental junto à comunidade na qual está inserida, mantendo diálogo constante, amplo e aberto com as partes interessadas durante todas as fases dos empreendimentos.

Assim, em geral, os programas socioambientais são instrumentos para a implementação de medidas, obras e dispositivos hábeis que promoverão a mitigação dos impactos ambientais e a harmonização do empreendimento ao local de instalação, além de potencializar os impactos positivos previstos para a região.

Apresentamos a seguir os principais programas socioambientais implantados durante a construção dos empreendimentos da Companhia.

1. PROGRAMA DE COMUNICAÇÃO SOCIAL

Os públicos-alvo da comunicação social são os proprietários de terra afetados, as comunidades onde o empreendimento está inserido, bem como representantes do poder público e de associações/entidades dos municípios onde o empreendimento será implantado. Nesse âmbito são elaborados e distribuídos periodicamente folhetos, informativos, cartazes, além da formalização de contatos e reuniões com a comunidade para esclarecimento de dúvidas e divulgação das ações dos demais programas ambientais e do andamento das obras.

2. PROGRAMA DE EDUCAÇÃO AMBIENTAL

O objetivo desse programa é transmitir à comunidade informações e conhecimento dos principais temas socioambientais atuantes na região de implantação da PCH. Também é focada a importância da preservação do patrimônio natural da região. São realizados eventos educativos com a comunidade, com distribuição de cartilhas de educação ambiental, palestras com temas ligados ao meio ambiente local e participação nas escolas da comunidade para conscientização e educação dos alunos. Os temas mais frequentes são: lixo e reciclagem, conservação de solo, preservação da mata ciliar, assoreamento dos rios, uso e conservação da água, biodiversidade.

3. PLANO DE ASSISTÊNCIA SOCIAL

Este programa consiste na instalação de um Posto de Atendimento Social – PAS – à comunidade, onde um assistente social, um advogado e um psicólogo ficam a disposição para dar assistência e orientação à população. São realizadas atividades de cunho comunitário, como Atividades de Conscientização, Educação Ambiental, Saúde e Lazer. Também é no PAS que a comunidade candidata-se aos postos de trabalho oferecidos durante a construção do empreendimento.

4. PROGRAMA DE MONITORAMENTO DOS ASPECTOS SOCIOECONÔMICOS

Este projeto tem por objetivo acompanhar as possíveis mudanças socioeconômicas, no contexto de implantação e operação da PCH, enfatizando: estruturas produtivas e fundiárias, impactos na demanda a serviços sociais, na renda e emprego local, conflitos com a comunidade e o desenvolvimento da atividade do turismo, com intuito de verificar os impactos socioeconômicos ocasionados e formular ações junto à comunidade e ao poder público municipal.

5. PROGRAMA DE MONITORAMENTO DA QUALIDADE DAS ÁGUAS

Este programa inclui avaliar e caracterizar a qualidade das águas do rio em questão, no trecho onde está sendo construído o empreendimento. O monitoramento dos cursos d'água na fase de implantação visa acompanhar as possíveis alterações na qualidade da água em função das obras. Nas PCHs, inclui também um levantamento dos Usos das Águas no Trecho de Vazão Reduzida, de forma a verificar junto aos moradores das propriedades possíveis interferências nos usos da água praticados nesses estabelecimentos, além de avaliar as condições de permanência das famílias em seus atuais locais de moradia e produção.

6. PROGRAMA DE MONITORAMENTO E RESGATE DE FAUNA

Este projeto visa acompanhar a sucessão de espécies animais nas diferentes fases do empreendimento (construção e operação). São utilizadas técnicas de inventário e monitoramento, como observação direta, armadilhagem científica, redes de neblina, levantamento de vestígios (pegadas), bio-vocalização, procurando amostrar as espécies ocorrentes e as alterações nas populações e comunidades. Também se verifica a presença de espécies raras, endêmicas e ameaçadas de extinção e a situação de conservação dessas espécies na região do empreendimento. Esse programa abrange os Projetos de Monitoramento da Herpetofauna (anfíbios e répteis), Monitoramento da Avifauna (aves), Monitoramento da Mastofauna (mamíferos) e Projeto de Resgate de Fauna. Esse último está voltado ao acompanhamento e resgate dos animais deslocados durante o desmatamento e enchimento do reservatório.

7. PROGRAMA DE MONITORAMENTO E RESGATE DE ICTIOFAUNA

O Programa de Monitoramento de Ictiofauna visa o acompanhamento das transformações ocorridas sobre a comunidade íctica em razão da alteração do regime hidráulico – lótico x lêntico na construção das PCHs. Os resultados fornecem subsídios para a adoção de medidas para a conservação da ictiofauna local. São feitas campanhas de monitoramento regulares, comparando resultados entre a fase de implantação e a fase de operação da usina. Também se insere no âmbito desse programa o Projeto de Resgate de Peixes durante o desvio do rio e o enchimento do reservatório.

8. PROGRAMA DE MONITORAMENTO E RESGATE DE FLORA

Assim como para a fauna, a vegetação existente na área do empreendimento é monitorada através da coleta de informações fitossociológicas, fenológicas e ecológicas das espécies ocorrentes na região. Também está inserido nesse programa o Projeto de Resgate de Flora, cujo escopo é a coleta e resgate de material vegetal (frutos, sementes, estacas) necessários à produção de novos indivíduos para o plantio em áreas de proteção permanente e entorno do empreendimento.

9. PROSPECÇÃO ARQUEOLÓGICA E EDUCAÇÃO PATRIMONIAL

O programa de prospecção arqueológica tem como objetivo principal efetuar levantamentos preventivos, relativos ao patrimônio arqueológico da região, por meio de intervenções prospectivas, vistorias, escavações, entre outros. Após a realização da prospecção é feito um programa de educação patrimonial, que orienta a população da região quanto à importância da preservação do patrimônio histórico e arqueológico.

10. PROJETO DE SEGURANÇA E ALERTA

Este projeto visa introduzir na comunidade posturas defensivas e estabelecer atividades que previnam a ocorrência de acidentes durante a construção, o enchimento do reservatório e a operação dos empreendimentos. As atividades previstas envolvem cadastro dos transportadores, orientação aos motoristas, adequação de acessos e estradas, reforço na sinalização, divulgação de atividades através do Programa de Comunicação Social e distribuição de material informativo.

11. PROGRAMA DE CONTROLE AMBIENTAL DO CANTEIRO DE OBRAS

Este programa detalha as medidas a serem implementadas para minimizar os impactos do canteiro de obras e monitorar sua eficiência, reduzindo os riscos de instalação de processos erosivos, de contaminação das áreas dos aquíferos subterrâneos e superficiais. As medidas deste Programa visam controlar ações de desmatamento, conduzir adequadamente as águas pluviais, dispor corretamente o lixo doméstico em valas sanitárias, promover o tratamento dos esgotos domésticos e dos efluentes contendo sólidos em suspensão, óleos e graxas.

12. PROGRAMA DE MOBILIZAÇÃO E DESMOBILIZAÇÃO DE MÃO DE OBRA

Esse programa tem como objetivo estabelecer mecanismos para se proceder à mobilização e habilitação da mão-de-obra regional, visando seu aproveitamento nas obras de implantação. Nos empreendimentos construídos entre 2008 e 2010, a média de contratação de mão-de-obra local ficou em 58% do total de trabalhadores, contribuindo para o desenvolvimento econômico regional. Além da geração de empregos são desenvolvidos treinamentos e capacitações aos trabalhadores, a fim de especializar esta mão-de-obra, contribuindo também para a recolocação profissional após a conclusão das obras.

13. PROGRAMA DE PREVENÇÃO DE DANOS À SAÚDE

O objetivo deste projeto é implementar as ações que minimizem ou neutralizem os impactos negativos causados pelo empreendimento sobre o quadro de saúde da região. Essas ações englobam o monitoramento e controle das endemias presentes na área e as consequências dessas endemias sobre os trabalhadores, seus dependentes, população local e indiretamente atraída. Inclui ainda a definição da infraestrutura dos serviços de saúde que serão responsáveis pela atenção médica aos trabalhadores da obra.

14. PROGRAMA DE LAZER E RECREAÇÃO

O objetivo deste programa é compensar a perda do potencial de lazer turístico ou contemplativo de uma determinada atração com o estabelecimento de um novo atrativo ou melhoria de instalações e serviços já existentes. Outro objetivo é o fortalecimento das relações sociais através da criação de alternativas de lazer e recreação nas comunidades do entorno. Alguns exemplos: convênio com a Prefeitura de Antonio Dias para a construção de campo de futebol (arquibancadas e vestiários), projeto de parque aquático e de lazer (PCHs Varginha e Várzea Alegre).

15. PLANO AMBIENTAL DE CONSERVAÇÃO E DE USO DO ENTORNO DO RESERVATÓRIO

Esse plano tem por objetivo geral organizar um aparato de diretrizes e proposições que busquem de forma gradual o disciplinamento da conservação, recuperação, uso e ocupação do entorno do reservatório. É construído com a participação da comunidade e atende a legislação ambiental específica (CONAMA 302/2002). Nele é elaborado o Plano Diretor, que estabelece os usos e atividades permitidos para as determinadas áreas do reservatório formado.

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

a) controladores diretos e indiretos;

A tabela a seguir apresenta nossos atuais acionistas, bem como suas respectivas participações.

(i) Companhia

Acionista	Ações Ordinárias	% do total
<i>Controladores</i>		
CPFL Geração de Energia S.A.	259.748.799	58,834983%
<i>Minoritários</i>		
Secor LLC.	24.255.307	5,494003%
Pátria Energia FIP	21.064.242	4,771203%
Pátria Energia Renovável FIP Infraestrutura.....	3.699.532	0,837971%
FIP Brasil Energia	31.439.288	7,121226%
FIP Multisetorial Plus.....	13.104.207	2,968198%
DEG Deutsche Investitions – und Entwicklungsgesellschaft MBH.....	6.499.722	1,472234%
GMR Energia S.A.....	8.498.104	1,924882%
Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - PREVI	31.974.420	7,242438%
Outros	41.124.071	9,318977%
Total.....	441.486.996	100%

(ii) CPFL Geração de Energia S.A. (“CPFL Geração”)

A totalidade das ações de emissão de nossa controladora direta CPFL Geração é detida por nossa controladora indireta CPFL Energia S.A.

(iii) CPFL Energia S.A. (“CPFL Energia”)

Em 31 de dezembro de 2013, a nossa controladora indireta CPFL Energia tinha como acionistas controladores o Fundo Mútuo de Investimentos em Ações – BB Carteira Livre I, detentora de 29,99% das ações ordinárias e totais; o ESC Energia S.A., detentora de 24,33% das ações ordinárias e totais; Bonaire Participações S.A., detentora de 0,66% das ações ordinárias e totais e Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações, detentora 14,22% das ações ordinárias e totais.

A ESC Energia S.A. é uma companhia integralmente detida pela VBC Energia S.A., que é uma companhia privada cujo capital social pertence integralmente ao Grupo Camargo Corrêa, tendo como acionistas a Átila Holdings S.A., detentora de 47,97% das ações ordinárias e 52,82% das ações preferenciais; a Camargo Corrêa Energia S.A., detentora de 29,99% das ações ordinárias e 35,22% das ações preferenciais; a Camargo Corrêa Investimento em Infra-Estrutura S.A., detentora de 7,74% das ações ordinárias; e Camargo Corrêa S.A., detentora de 14,30% das ações ordinárias e 11,96% das ações preferenciais. A Átila Holdings S.A. tem como acionistas a Camargo Corrêa S.A., detentora de 53,67% das ações ordinárias e totais, e a Construções e Comércio Camargo Corrêa S.A., detentora de 46,33% das ações ordinárias e totais. A Camargo Corrêa Energia S.A. é detida integralmente pela Camargo Corrêa Investimento em Infra-estrutura S.A. A Camargo Corrêa S.A. é detida em 99,99% pela Participações Morro Vermelho S.A., que tem como acionistas a RCABON Empreendimentos e Participações S.A., detentora de 33,33% das ações ordinárias, a RCNON Empreendimentos e Participações S.A., detentora de 33,33% das ações ordinárias, a RCPODON Empreendimentos e Participações S.A., detentora de 33,33% das ações ordinárias, a RCABPN Empreendimentos e Participações S.A., detentora de 33,29% das ações preferenciais, a RCNPN Empreendimentos e Participações S.A., detentora de 33,29% das ações preferenciais, a RCPODPN Empreendimentos e Participações S.A., detentora de 33,29% das ações preferenciais e a RRRPN Empreendimentos e Participações S.A., detentora de 0,13% das ações preferenciais, sendo que tais companhias são todas detidas por Regina de Camargo Pires Oliveira Dias, Rosana Camargo de Arruda Botelho e Renata de Camargo Nascimento. O BB Carteira Livre I Fundo de Investimentos em Ações tem como investidor exclusivo a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ. O Energia São Paulo Fundo de Investimento em Participações é um fundo de investimento em participações detido pelos seguintes fundos de pensão brasileiros: Fundação Cesp (Funcesp), Fundação Petrobras de Seguridade Social (Petros), Fundação Sistel de Seguridade Social (Sistel) e Fundação Sabesp de Seguridade Social (Sabesprev). E a Bonaire Participações S.A é uma sociedade integralmente detidas pelo referido Energia São Paulo Fundo de Investimento em Participações.

Abaixo apresentamos uma breve descrição da CPFL Energia, nossa acionista controladora indireta:

A CPFL Energia é o maior grupo privado do setor elétrico brasileiro, líder de distribuição, 2º maior grupo privado em geração de energia e com forte atuação no segmento de comercialização e serviços. A empresa é reconhecida como referência internacional em governança, excelência e sustentabilidade corporativa. A CPFL Energia possui ações listadas nas Bolsas de Valores de Nova Iorque (ADRIII) e Novo Mercado Bovespa, com acesso aos mercados de capitais doméstico e internacional.

b) controladas e coligadas;

Denominação Social	Sociedade	dez/13	dez/12	dez/11	dez/10
Eólica Holding	Controlada	100%	100%	100%	100%
Jayaditya Empreendimentos	Controlada Indireta	100%	100%	100%	–
Mohini Empreendimentos	Controlada Indireta	100%	100%	100%	–
PCH Holding 2	Controlada	100%	100%	100%	100%
PCH Holding	Controlada	100%	100%	100%	100%
PCH Participações	Controlada Indireta	100%	100%	100%	100%
SPE Aiuruoca	Controlada Indireta	100%	100%	100%	100%
SPE Alto Irani	Controlada	100%	100%	100%	100%
SPE Bio Alvorada	Controlada	100%	100%	100%	–
SPE Arvoredo	Controlada Indireta	100%	100%	100%	100%
SPE Baixa Verde	Controlada	95%	95%	95%	95%
SPE Barra da Paciência	Controlada Indireta	100%	100%	100%	100%
SPE Boa Vista 1	Controlada	100%	100%	100%	100%
SPE Boa Vista 2	Controlada	100%	100%	100%	100%
SPE Cachoeira Grande	Controlada	100%	100%	100%	100%
SPE Cajueiro	Controlada	95%	95%	95%	95%
SPE Campo dos Ventos I	Controlada	100%	100%	100%	–
SPE Campo dos Ventos II	Controlada Indireta	100%	100%	100%	–
SPE Campo dos Ventos III	Controlada	100%	100%	100%	–
SPE Campo dos Ventos IV	Controlada	100%	100%	100%	–
SPE Campo dos Ventos V	Controlada	100%	100%	100%	–
Chimay Empreendimentos	Controlada Indireta	100%	100%	100%	–
SPE Cocais Grande	Controlada Indireta	100%	100%	100%	–
SPE Bio Coopcana	Controlada	100%	100%	100%	–
SPE Corrente Grande	Controlada Indireta	100%	100%	100%	–
SPE Costa Branca	Controlada	95%	95%	95%	95%
SPE Costa das Dunas	Controlada	90%	90%	90%	90%
SPE CPFL Bio Buriti	Controlada	100%	100%	100%	–
SPE CPFL Bio Formosa	Controlada	100%	100%	100%	–
SPE CPFL Bio Ipe	Controlada	100%	100%	100%	–
SPE CPFL Bio Pedra	Controlada	100%	100%	100%	–
SPE CPFL Bioenergia	Controlada	100%	100%	100%	–
SPE CPFL Sul Centrais Elétricas	Controlada Indireta	100%	100%	100%	–
SPE Pedra Cheirosa I	Controlada	100%	100%	100%	–
SPE Eólica Formosa	Controlada Indireta	100%	100%	100%	–
SPE Eólica Icaraizinho	Controlada Indireta	100%	100%	100%	–
SPE Eólica Paracuru	Controlada Indireta	100%	100%	100%	–
SPE Eurus V	Controlada	100%	100%	100%	–
SPE Eurus VI	Controlada	100%	100%	100%	–
SPE Farol de Touros	Controlada	90%	90%	90%	90%
SPE Figueira Branca	Controlada	100%	100%	100%	100%
SPE Gameleira	Controlada	100%	100%	100%	100%
SPE Juremas	Controlada	95%	95%	95%	95%
SPE Macacos	Controlada	95%	95%	95%	95%
SPE Navegantes	Controlada	95%	95%	95%	95%
SPE Ninho da Águia	Controlada Indireta	100%	100%	100%	100%
SPE Paiol	Controlada Indireta	100%	100%	100%	100%
SPE Pedra Preta	Controlada	95%	95%	95%	95%
SPE Penedo	Controlada	100%	100%	100%	100%
SPE Plano Alto	Controlada	100%	100%	100%	100%
SPE Pedra Cheirosa II	Controlada	100%	100%	100%	–
SPE Curral Velho I	Controlada	100%	100%	100%	–
SPE Curral Velho II	Controlada	100%	100%	100%	–
SPE Curral Velho IV	Controlada	100%	100%	100%	–
SPE Bitupitá I	Controlada	100%	100%	100%	–
SPE Bitupitá II	Controlada	100%	100%	100%	–
SPE Bitupitá III	Controlada	100%	100%	100%	–
SPE Salto Góes	Controlada	100%	100%	100%	100%
SPE Santa Clara I	Controlada	100%	100%	100%	–
SPE Santa Clara II	Controlada	100%	100%	100%	–
SPE Santa Clara III	Controlada	100%	100%	100%	–
SPE Santa Clara IV	Controlada	100%	100%	100%	–
SPE Santa Clara V	Controlada	100%	100%	100%	–
SPE Santa Clara VI	Controlada	100%	100%	100%	–
SPE Santa Cruz	Controlada	100%	100%	100%	100%
SPE Santa Luzia	Controlada Indireta	100%	100%	100%	–
SPE São Gonçalo	Controlada Indireta	100%	100%	100%	100%
SPE SIIF Cinco	Controlada Indireta	100%	100%	100%	–
SPE SIIF Desenvolvimento	Controlada Indireta	100%	100%	100%	–
SPE Energies	Controlada Indireta	100%	100%	100%	–
SPE Tombo	Controlada	100%	100%	100%	100%
SPE Solar 1	Controlada	100%	100%	100%	100%

Denominação Social	Sociedade	dez/13	dez/12	dez/11	dez/10
SPE T-15.....	Controlada	100%	100%	100%	100%
SPE Varginha.....	Controlada Indireta	100%	100%	100%	100%
SPE Várzea Alegre	Controlada Indireta	100%	100%	100%	100%
Ventos de Santa Mônica	Controlada	100%	100%	100%	-
Ventos de Santa Úrsula.....	Controlada	100%	100%	100%	-
Ventos de São Benedito.....	Controlada	100%	100%	100%	-
Ventos de São Domingos.....	Controlada	100%	100%	100%	-
Ventos de São Martinho.....	Controlada	100%	100%	100%	-
Ventos de São Benedito.....	Controlada	100%	100%	100%	-
Atlântica I Parque Eólico	Controlada	100%	100%	-	-
Atlântica II Parque Eólico	Controlada	100%	100%	-	-
Atlântica IV Parque Eólico	Controlada	100%	100%	-	-
Atlântica V Parque Eólico	Controlada	100%	100%	-	-
BVP	Controlada Indireta	100%	100%	-	-
Bons Ventos	Controlada Indireta	100%	100%	-	-
CPFL Bio Ester	Controlada	100%	100%	-	-
Turbina 16	Controlada	100%	100%	-	-
Turbina 17	Controlada	100%	100%	-	-
Rosa dos Ventos	Controlada	100%	100%	-	-

A aquisição e manutenção da participação da Companhia em cada uma das SPEs justifica-se pelo fato de que cada uma das controladas abriga um ou mais projetos de geração de energia elétrica.

c) participações do emissor em sociedades do grupo;

Não participamos em outras sociedades do grupo que não as nossas controladas.

d) participações de sociedades do grupo no emissor;

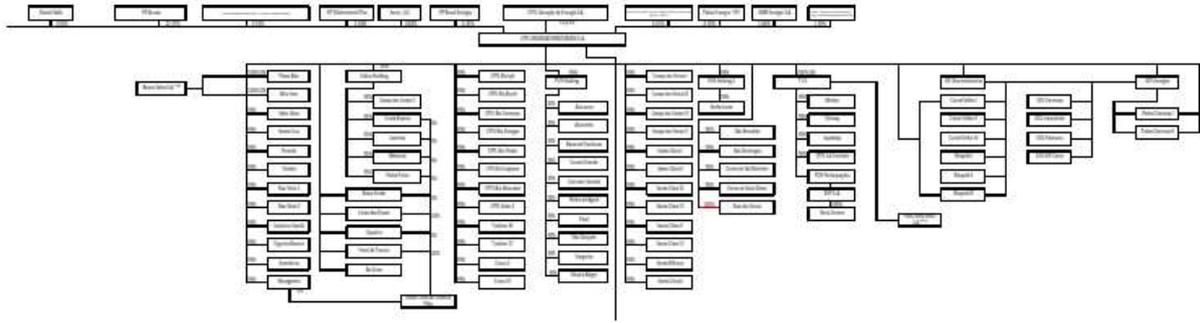
Não há participações de sociedades do grupo em nosso capital social que não as participações dos nossos controladores diretos e indiretos na Companhia.

e) sociedades sob controle comum.

Não há sociedades sob controle comum com o da Companhia.

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.

Organograma societário do Grupo CPFL Renováveis:



8.3 Descrever as operações de reestruturação, tais como incorporações, fusões, cisões, incorporações de ações, alienações e aquisições de controle societário, aquisições e alienações de ativos importantes, ocorridas no grupo (as informações devem se referir aos 3 últimos exercícios sociais).

Para informações relativas às nossas operações de reestruturação societária, vide item 6.5 deste Formulário de Referência.

8.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Não há outras informações consideradas relevantes para esta Seção 8 do Formulário de Referência.

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

Além dos ativos discriminados nos itens a seguir, não existem outros bens do ativo não-circulante que sejam relevantes.

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

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo
Usina Hidrelétrica Americana	Brasil	SP	Americana	Pró
Usina Hidrelétrica Buritizal	Brasil	SP	Buritizal	Pró
Usina Hidreletrica Chibarro	Brasil	SP	Araraquara	Pró
Usina Hidreletrica Capão Preto	Brasil	SP	São Carlos	Pró
Usina Hidreletrica Santana	Brasil	SP	São Carlos	Pró
Usina Hidreletrica Três Saltos	Brasil	SP	Torrinha	Pró
Usina Hidreletrica Eloy Chaves	Brasil	SP	Espirito Santo do Pinhal	Pró
Usina Hidreletrica Jaguari	Brasil	SP	Pedreira	Pró
Usina Hidreletrica Monjolinho	Brasil	SP	São Carlos	Pró
Usina Hidreletrica Pinhal	Brasil	SP	Espirito Santo do Pinhal	Pró
Usina Hidreletrica Socorro	Brasil	SP	Socorro	Pró
Usina Hidreletrica Dourados	Brasil	SP	Nuporanga	Pró
Usina Hidreletrica Esmeril	Brasil	SP	Patrocínio Paulista	Pró
Usina Hidreletrica Gavião Peixoto	Brasil	SP	Gavião Peixoto	Pró
Usina Hidreletrica Lençóis	Brasil	SP	Macatuba	Pró
Usina Hidreletrica São Joaquim	Brasil	SP	Guará	Pró
Usina Hidreletrica Andorinhas	Brasil	RS	Bozano	Pró
Usina Hidreletrica Guaporé	Brasil	RS	Guaporé	Pró
Usina Hidreletrica Saltinho	Brasil	RS	Muitos Capões	Pró
Usina Hidreletrica Pirapó	Brasil	MT	Nortelândia	Pró
Usina Hidreletrica Santa Luzia	Brasil	SC	São Domingos	Pró
Usina Hidreletrica Arvoredo	Brasil	SC	Arvoredo	Pró
Usina Hidreletrica Barra da Paciência	Brasil	MG	Gonzaga	Pró
Usina Hidreletrica Cocais	Brasil	MG	Antonio Dias	Pró
Usina Hidreletrica Corrente Grande	Brasil	MG	Açucena	Pró
Usina Hidreletrica Ninho da Águia	Brasil	MG	Delfim Moreira	Pró
Usina Hidreletrica Paiol	Brasil	MG	Frei Inocência	Pró
Usina Hidreletrica São Gonçalo	Brasil	MG	São Gonçalo do Rio Abaixo	Pró
Usina Hidreletrica Varginha	Brasil	MG	Chalé	Pró
Usina Hidreletrica Plano Alto	Brasil	SC	Xavantina	Pró
Usina Térmica Baldin	Brasil	SP	Pirassununga	Pró
Usina Térmica Bio Formosa	Brasil	RN	Baía Formosa	Pró
Usina Térmica Bio Buriti	Brasil	SP	Buritizal	Pró
Usina Eólica Paracuru	Brasil	CE	Paracuru	Pró
Usina Eólica Icaraizinho	Brasil	CE	Amontada	Pró
Usina Eólica Praia Formosa	Brasil	CE	Camocim	Pró
Usina Eólica Foz do Rio Choró	Brasil	CE	Beberibe	Pró

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

c) as sociedades em que o emissor tenha participação e a respeito delas informar: **[preenchido no empresas.net]**

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição desenvolvimento
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)	
Razão para aquisição e manutenção de tal participação							

9.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações consideradas relevantes para esta Seção 9 do Formulário de Referência.

10	Comentários dos Diretores
10.1	Os diretores devem comentar sobre:

As informações a seguir apresentadas foram avaliadas e comentadas pelos nossos Diretores. As avaliações e opiniões aqui constantes traduzem a visão e percepção de nossos Diretores sobre nossas atividades, negócios e desempenho.

Conforme melhor detalhado nos itens 10.4a e 10.4b deste Formulário de Referência, a Companhia foi objeto da reestruturação descrita no item 10.3.b deste Formulário de Referência e concluída em 24 de agosto de 2011. As empresas Empresa de Investimento em Energias Renováveis S.A. ("ERSA"), CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração") e CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil") contribuíram seus ativos em energias renováveis nesta associação.

Na operação CPFL Geração e CPFL Brasil, como únicas acionistas da Smita Empreendimentos e Participações S.A. ("SMITA"), realizaram aporte de capital na referida sociedade, a fim de transferir para a SMITA a totalidade de suas participações societárias detidas em SPEs de energia renovável. A CPFL Geração e CPFL Brasil contribuíram suas participações na SMITA para a ERSa, mediante a emissão de novas ações da ERSa. Concomitantemente a essa contribuição, a SMITA foi incorporada pela ERSa e, em 24 de agosto de 2011, o Conselho de Administração e os acionistas da ERSa aprovaram a mudança da denominação da ERSa para CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis" ou "Companhia").

O tratamento contábil desta reestruturação resultou em uma aquisição reversa de acordo com o CPC 15 e IFRS 3 (R), uma vez que a CPFL Energia, por meio de suas controladas diretas CPFL Geração e CPFL Brasil e da SMITA, passou a deter o controle da ERSa. Para efeitos de registro contábil, de acordo com as normas contábeis que consideram a essência econômica da transação, embora a ERSa tenha emitido ações e, na "forma", tenha adquirido a SMITA, a CPFL Energia passou a deter indiretamente a maior parte das ações ordinárias com poder de voto da ERSa, passando a controlar de fato essa sociedade. Como resultado, e seguindo os preceitos do CPC 15 (R1) e IFRS 3 (R), considera-se, para efeitos contábeis, a SMITA como adquirente econômica.

Seguindo a essência econômica da transação, as demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis para os períodos comparativos devem ser as demonstrações financeiras consolidadas da adquirente econômica da transação, ou seja, SMITA. Como a SMITA foi constituída em 3 de janeiro de 2011, esta não tem demonstrações financeiras consolidadas para períodos anteriores, e, conseqüentemente, não possui informações a serem comparadas anteriormente a esta data.

a) Condições financeiras e patrimoniais gerais

A Diretoria entende que a Companhia apresenta condições financeiras e patrimoniais adequadas para desenvolver suas atividades e para cumprir as suas obrigações de curto e médio prazo.

Em 19 de agosto de 2013, foi concluída a Oferta Pública de distribuição primária de 28,0 milhões de ações ordinárias, secundária de 43,9 milhões de ações ordinárias e complementar de 1,2 milhão de ações ordinárias da Companhia, todas nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, lançada em 27 de junho de 2013. Foram distribuídas, no total, 73,1 milhões de ações ao preço fixo de R\$12,51 cada, perfazendo o montante de R\$914.686. A operação promoveu a captação bruta: (i) de R\$364.687 na oferta primária e complementar, que foram destinadas à conta de capital social até o valor do preço por ação correspondente ao patrimônio líquido dividido pelo número total de ações na data base de 31 de março de 2013, data da última informação contábil disponível antes da Oferta, e o valor remanescente de recursos líquidos foi destinado à conta de reserva de capital; e

(ii) de R\$549.999 na oferta secundária, tendo sido vendidas 43,9 milhões de ações ordinárias por determinados acionistas da Companhia. Os custos de captação incorridos nesta operação montam a R\$36.187.

Desempenho e Resultados de 2013

Receita operacional líquida

Em 2013, a receita alcançou R\$ 1.018,6 milhões, um incremento de 26,2% em relação ao ano de 2012. O bom desempenho é explicado pelos seguintes fatores:

- (i) Início da vigência dos contratos de venda dos seguintes projetos no decorrer de 2013: Bio Coopcana e Bio Alvorada (maio/2013), Campo dos Ventos II (setembro/2013) e Complexo eólico Atlântica (novembro/2013); e
- (ii) Ciclo completo de venda de energia em 2013 dos seguintes projetos: Bio Ipê, Bio Pedra (maio/2012), Bons Ventos (junho/12), Complexo eólico Santa Clara (julho/2012), Usina Ester (outubro/12), Usina Solar Tanquinho (novembro/2012), PCH Salto Góes (dezembro/2012).

Outro efeito positivo decorre do reajuste anual dos contratos com base no IGP-M ou IPCA que ocorreram ao longo de 2013.

É importante lembrar que os ativos Bio Coopcana, Bio Alvorada e Complexo eólico Atlântica auferiram receita a partir do início dos contratos de venda, entretanto, os cronogramas de conclusão de obras sofreram alterações e estes ativos não contribuíram simultaneamente com a geração de energia, consequentemente a Companhia efetuou compras extraordinárias de energia para suprir o lastro de tais PPAs. Além disso, Santa Clara e Campo dos Ventos II têm direito à receita por serem considerados aptos a operar pela Aneel, mas não geram energia pois o término da construção da ICG (Instalação Compartilhada de Geração) ainda não ocorreu.

Custos de geração de energia

No ano de 2013, os custos de compra de energia totalizaram R\$ 225,9 milhões, R\$ 146,0 milhões superior ao registrado no ano de 2012 (R\$ 79,9 milhões). Essa variação deve-se, principalmente, aos seguintes itens extraordinários:

- a. da compra de energia para atender ao lastro de contratos de venda de energia, conforme citado acima, no montante de R\$ 142,3 milhões em 2013; e
- b. da aplicação do GSF - conceito explicado na sessão "Ambientes de Comercialização de Energia" - no valor de R\$ 32,4 milhões no acumulado de 2013 (impacto apenas no 1T13). As condições hidrológicas desfavoráveis no 1S13, juntamente com a sazonalização de energia feita pelos agentes no início de 2013, ocasionaram a aplicação do GSF e, consequentemente, a necessidade de compra de energia por diversos geradores participantes do MRE.

O custo com depreciação e amortização totalizou R\$ 217,5 milhões em 2013, 23,4% superior ao registrado em 2012. Essa variação é explicada pelo aumento na depreciação dos ativos que entraram em operação no ano de 2013 e pelas despesas com depreciação deste ano refletem os 12 meses de reconhecimento contábil dos ativos que entraram em operação e os que foram adquiridos ao longo de 2012.

Despesas Gerais e Administrativas

Os resultados gerados por Bons Ventos e Bio Ester, incluindo as despesas gerais e administrativas, passaram a ser consolidados a partir de junho de 2012 e outubro de 2012, respectivamente. Os períodos subsequentes já refletem integralmente o desempenho desses ativos.

Em 2013, as despesas gerais e administrativas somaram R\$ 230,3 milhões, 4,7% acima do registrado em 2012. Dentre as principais variações estão: (i) o acréscimo de R\$ 17,2 milhões na linha de amortização do direito de exploração, resultante da amortização decorrente da aquisição de Bons Ventos e da Bio Ester ocorridas em 2012, prevista nos respectivos planos de aquisição; e (ii) o acréscimo de 18,3 milhões nas

despesas com pessoal que por sua vez é explicado, principalmente: (a) pelo acordo coletivo com efeito desde agosto/2013; (b) pelos gastos com rescisões e indenizações ocorridas no ano de 2013; e (c) maiores gastos com previdência privada, cuja a implementação ocorreu em julho de 2012. Tais fatores foram parcialmente compensados pelas seguintes despesas extraordinárias ocorridas em 2012: (i) consultorias para aquisições lançadas na rubrica "serviços de terceiros"; (ii) gastos de R\$ 8,2 milhões relativos à preparação da Companhia para a Oferta Primária de Ações; e (iii) reconhecimento de provisão para perda relacionada à Usina Baldin, conforme mencionado anteriormente.

Resultado Financeiro

Receitas financeiras

Em 31 de dezembro de 2013, as disponibilidades e aplicações financeiras da CPFL Renováveis somavam R\$ 889,8 milhões ante R\$ 763,7 milhões em 31 de dezembro de 2012.

As receitas financeiras totalizaram R\$ 55,1 milhões em 2013, 2,4% inferior a 2012 (R\$56,5 milhões) ou R\$ 1,4 milhão em decorrência da redução do CDI médio (8,0% a.a. em 2013 versus 8,4% a.a. em 2012), parcialmente compensada pelo maior saldo médio de caixa entre os períodos (R\$ 756,5 milhões em 2013 contra R\$ 714,7 milhões em 2012).

Despesas financeiras

Em 2013, as despesas financeiras alcançaram R\$ 314,2 milhões, incremento de 23,7% em relação ao ano de 2012 devido, principalmente, aos seguintes fatores:

- (i) juros das dívidas captadas para aquisições realizadas em 2012 (Bons Ventos S.A. e da Usina Ester, totalizando R\$ 830 milhões);
- (ii) despesas financeiras dos projetos concluídos em 2013: Campos dos Ventos II, Bio Alvorada e Bio Coopcana; e
- (iii) a emissão de Notas Promissórias da CPFL Renováveis de R\$ 150 milhões em junho de 2013. O acelerado crescimento da capacidade instalada e do portfólio de ativos da Companhia é naturalmente associado a dívidas de longo prazo que, na medida em que as novas capacidades entram em operação ou que as aquisições passam a ser consolidadas na CPFL Renováveis, incrementam sua despesa financeira, afetando seus resultados líquidos.

O resultado financeiro da CPFL Renováveis correspondeu à despesa financeira líquida de R\$ 259,2 milhões em 2013, aumento de 31,1% em relação ao ano de 2012.

Imposto de Renda e Contribuição Social

A Companhia adota o regime de tributação com base no lucro presumido para apuração do imposto de renda e da contribuição social para suas controladas em operação, com exceção das SPEs: Chimay, Bons Ventos, Formosa e Icarazinho, que adotaram o regime de tributação com base no lucro real em função de ultrapassarem o limite de faturamento exigido por lei para enquadramento no lucro presumido que foi de R\$ 42 milhões para o exercício de 2013. A partir de janeiro de 2014 o limite de faturamento para enquadramento no lucro presumido passará para R\$ 78 milhões, fazendo com que a SPE Chimay volte a ser enquadrada neste regime de tributação.

Lucro (Prejuízo) Líquido

A CPFL Renováveis apresentou um resultado líquido negativo de R\$ 55,0 milhões ante um lucro líquido R\$ 8,3 milhões no ano de 2012. Desconsiderando os itens extraordinários (compra de energia) de R\$ 174,7 milhões, o resultado líquido do exercício seria positivo, alcançando R\$ 119,7 milhões em 2013.

Investimento

A CPFL Renováveis investiu R\$ 803,8 milhões ante R\$ 1,0 bilhão em 2012.

Os ativos que entraram em operação durante o ano de 2013 foram: Bio Alvorada, Bio Coopcana e Campo dos Ventos II.

Endividamento

O endividamento líquido consolidado em 31 de dezembro de 2013 totalizou R\$ 3.874,8 milhões, 9,0% superior ao mesmo período de 2012. Grande parte deste aumento decorre das captações realizadas em 2013 para fazer frente aos investimentos necessários para a construção do Complexo Macacos, Campo dos Ventos II, Complexo eólico de Atlântica, Bio Alvorada e Bio Coopcana. Em decorrência disto, em 2013 a Companhia realizou captações de R\$ 1.408,8 milhões em novas dívidas e liberação de dívidas já existentes para seus projetos em construção, sendo as principais:

- (i) R\$ 175 milhões referentes ao empréstimo ponte do Complexo Macacos junto ao BNDES ao custo de TJLP/TJ6 + 3,02% a.a.;
- (ii) R\$ 264 milhões referentes ao empréstimo ponte do Complexo Atlântica junto ao BNDES ao custo de TJLP/TJ6 + 3,02% a.a.;
- (iii) R\$ 35 milhões referentes ao empréstimo ponte do Projeto Campos dos Ventos II junto ao Banco Itaú BBA ao custo de CDI + 1,05% a.a.;
- (iv) R\$ 150 milhões referentes à nota promissória da CPFL Renováveis, emitida junto ao Itaú BBA, ao custo de 105% CDI;
- (v) R\$ 75,6 milhões referentes aos financiamentos de Salto Góes, Bio Alvorada e Bio Coopcana junto ao BNDES;
- (vi) R\$ 2,5 milhões referente ao financiamento da CPFL Renováveis tendo como Co-executora a CPFL Solar 1 Energia junto ao FINEP, ao custo pré-fixado de 3,50% a.a.;
- (vii) R\$ 237,9 milhões referente ao financiamento de longo prazo do Complexo de Macacos junto ao BNDES ao custo de TJLP + 2,18% a.a.; e
- (viii) R\$ 95,5 milhões referente ao financiamento de longo prazo do Projeto Campo dos Ventos II junto ao BNDES ao custo de TJLP + 2,18% a.a..

Em relação às amortizações, destacamos os principais eventos referentes aos últimos 12 meses de 2013:

- (i) R\$ 90 milhões referentes à liquidação da nota promissória emitida em 2012 para o financiamento dos projetos de Coopcana e Alvorada;
- (ii) R\$ 92 milhões referentes à amortização parcial nota promissória do Complexo Atlântica emitida junto ao Banco do Brasil;
- (iii) R\$ 56 milhões referentes ao resgate anual das ações preferenciais da T-15;
- (iv) R\$ 35 milhões referente à amortização do empréstimo ponte do Projeto Campo dos Ventos II emitido com o banco Itaú BBA;
- (v) R\$ 177 milhões referentes a amortização do empréstimo ponte do Complexo de Macacos emitido junto ao BNDES;
- (vi) R\$ 24,8 milhões referentes ao resgate das ações preferencias de Alto Irani e Plano Alto; e
- (vii) R\$ 211,4 milhões referentes à amortização de alguns empréstimos.

A Companhia encerrou o exercício de 2013 com endividamento total de R\$ 4.764,6 milhões. Sem considerar os empréstimos ponte (que serão quitados com as captações de dívida de longo prazo), as dívidas da Companhia apresentaram prazo médio de 6,7 anos e custo médio nominal de 7,9% a.a. (81,7% do CDI de 31 de dezembro 2013).

O saldo de empréstimos ponte, no valor de R\$ 573,4 milhões em 31 de dezembro de 2013, refere-se a captações realizadas para projetos em construção que ainda não obtiveram os desembolsos de suas dívidas de longo prazo. Dessa forma, tal saldo será quitado quando da realização de tais desembolsos, com sua consequente migração para o longo prazo.

Geração operacional de resultado – EBITDA

O EBITDA ("EBITDA") corresponde ao lucro líquido antes: (i) das despesas de depreciação e amortização; (ii) do imposto de renda e contribuição social (tributos federais sobre a renda); e (iii) do resultado financeiro, conforme Instrução CVM Nº 527, de 04 de outubro de 2012.

O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as práticas contábeis adotadas no Brasil ou IFRS - International Financial Reporting Standard, tampouco deve ser considerado isoladamente ou

como alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez.

A administração da Companhia acredita que o EBITDA fornece uma medida útil de seu desempenho, que é amplamente utilizada por investidores e analistas para avaliar desempenho e comparar empresas. O EBITDA não faz parte das demonstrações financeiras.

Em 2013, o EBITDA atingiu R\$ 563,1 milhões, com margem de 55,3%, e elevação de 11,7% em relação a 2012 (R\$ 504,3 milhões).

A melhora do EBITDA deve-se à maior receita auferida por conta da expansão do portfólio da Companhia nos períodos comparados, parcialmente compensada pelos seguintes itens extraordinários: (i) compra de energia para suprir lastro de contratos; e (ii) despesas de GSF incorridas no 1T13, ambos explicados anteriormente. Desconsiderando tais efeitos extraordinários que totalizaram R\$ 174,7 milhões em 2013, o EBITDA da Companhia apresentaria as seguintes evoluções:

- (i) R\$ 737,8 milhões em 2013, com margem de 72,4% e representando um acréscimo de 46,3% contra o ano de 2012.

Desempenho e Resultados de 2012

Receita operacional líquida

O crescimento de R\$ 634,5 milhões na Receita Operacional Líquida que totalizou R\$ 806,4 milhões em 2012, deve-se principalmente a três fatores:

- (i) Constituição da CPFL Renováveis (ago/11) – resultado parcial da combinação entre ERSA, CPFL Brasil e CPFL Geração e aos impactos da "Aquisição Reversa" (vide notas 1.1 e 1.2 das DF's);

- (ii) Aquisição das empresas:

2011 - Jantus (dez/11) e Santa Luzia (dez/11) – reconhecimento de resultados de 1 mês da Jantus em 2011 e dos 12 meses de 2012 de Jantus e Santa Luzia;

2012 - BVP – parques Taíba Albatroz, Bons Ventos, Enacel e Canoa Quebrada (jun/12) e Lacenas (out/12) – contribuição em 2012, decorrente do resultado de 7 meses de BVP e de 3 meses de Lacenas.

- (iii) Entrada em operação:

2011 - Baía Formosa (set/11) e Buriti (out/11) – receitas obtidas em 2011 referem-se à 4 meses de operação de Baía Formosa e 3 meses de operação de Buriti. Em 2012, as receitas obtidas em ambos os projetos correspondem a 12 meses;

2012 - Ipê (mai/12), Pedra (jun/12), Complexo Santa Clara – parques Santa Clara I ao VI e Eurus VI (jul/12), Solar I (dez/12) e Salto Góes (dez/12) – as receitas decorrem de 8 meses de Ipê, de 7 meses de Pedra, de 6 meses do complexo Santa Clara e de 1 mês da Solar I e Salto Góes alocados em 2012.

Custos de geração de energia elétrica

Em 2012, os custos de geração de energia elétrica totalizaram R\$ 387,8 milhões, o acréscimo de R\$ 342,1 milhões decorre do incremento no portfólio de ativos.

Os principais aumentos ocorreram nas linhas de (i) Depreciação e Amortização (R\$ 157,9 milhões) devido à entrada em operação de projetos e à amortização de intangível proveniente da aquisição de ativos e da associação entre ERSA, CPFL Brasil e CPFL Geração, (ii) Custo de Compra de Energia (R\$ 67,0 milhões) refletindo principalmente a compra de energia para suprir a diferença entre a energia gerada e a energia contratada para venda que por sua vez refletem a sazonalidade das PCH's e das usinas termoeletricas movidas a biomassa, vale mencionar que a contrapartida está refletida na receita de venda de energia, e (iii) Custo de Operação de Usinas (R\$ 117,3 milhões) devido ao início de operação de novos projetos, racional que explica a variação das demais linhas.

Despesas gerais e administrativas

As Despesas evoluíram R\$ 124,6 milhões, totalizando R\$ 203,5 milhões em 2012. A amortização do direito de exploração de R\$ 92,2 milhões, a provisão para perda de Baldin de R\$ 13,8 milhões e as despesas com a preparação para o IPO de R\$ 8,2 milhões são as principais razões para tal incremento.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro de 2012 correspondeu à uma despesa financeira líquida de R\$ 197,6 milhões, comparada à uma receita financeira líquida de R\$ 22,2 milhões no ano anterior. Os principais motivos que explicam tal redução foram: (i) entrada em operação de projetos; (ii) aumento do endividamento oriundo de aquisição; e (iii) novas dívidas contraídas para os projetos em construção.

Imposto de renda e contribuição social

A Companhia está sujeita ao recolhimento do IRPJ e CSLL. A alíquota da contribuição social sobre o lucro é de 9% e a alíquota do imposto de renda é de 15% mais adicional de 10% sobre o lucro que exceder R\$ 60 mil no trimestre, representando uma tributação total de 34%. Para empresas que apresentam faturamento bruto de até R\$ 48 milhões, é facultada a escolha do regime de tributação de IR e CSLL pelo lucro presumido, o que implica aplicação de alíquota de 25% sobre uma base equivalente a 8% da receita bruta para o cálculo do IR devido. Já no caso da CSLL, aplica-se uma alíquota de 9% sobre uma base equivalente a 12% da receita bruta. A maioria dos nossos projetos de investimento atuais e futuros estão enquadrados no regime de lucro presumido.

Lucro líquido

A redução do lucro líquido acumulado de 2012 foi de R\$ 62,6 milhões, atingindo R\$ 8,3 milhões. O aumento de R\$ 419,6 milhões de EBITDA do ano foi principalmente compensado pelas maiores despesas com depreciação e amortização de R\$ 251,8 milhões (R\$ 157,9 milhões no custo e R\$ 93,9 milhões em despesas), resultado financeiro de R\$ 219,8 milhões e Imposto de Renda e Contribuição Social de R\$ 10,7 milhões.

Vale mencionar que excluindo os efeitos não-recorrentes referentes à provisão para perda de Baldin e as despesas com a preparação para o IPO, o lucro líquido alcançaria R\$ 30,3 milhões em 2012.

Geração operacional de resultado – EBITDA

O EBITDA ("EBITDA") corresponde ao lucro líquido antes: (i) das despesas de depreciação e amortização; (ii) do imposto de renda e contribuição social (tributos federais sobre a renda); e (iii) do resultado financeiro, conforme Instrução CVM Nº 527, de 04 de outubro de 2012.

O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as práticas contábeis adotadas no Brasil ou IFRS - International Financial Reporting Standard, tampouco deve ser considerado isoladamente ou como alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez.

A administração da Companhia acredita que o EBITDA fornece uma medida útil de seu desempenho, que é amplamente utilizada por investidores e analistas para avaliar desempenho e comparar empresas. O EBITDA não faz parte das demonstrações financeiras.

O EBITDA de 2012 totalizou R\$ 504,3 milhões, um acréscimo de R\$ 419,6 milhões em relação ao ano anterior. O incremento do portfólio de ativos em operação é a principal explicação para o bom desempenho do indicador.

A margem EBITDA evoluiu de 49% para 63%. O crescimento das receitas em função do maior volume de ativos em operação é significativamente maior que o crescimento das despesas da Companhia, contribuindo para o bom desempenho da margem EBITDA.

Investimentos

A CPFL Renováveis avançou largamente na execução do seu plano de crescimento em 2012, tanto através de crescimento orgânico quanto em aquisições de ativos estratégicos.

No 1º semestre de 2012, entraram em operação comercial as usinas movidas à biomassa Ipê e Pedra, além do início das atividades de construção do complexo Atlântica.

No 2º semestre de 2012, entraram em operação complexo eólico Santa Clara, a Solar I e Salto Góes.

Adicionalmente, encontram-se em construção os seguintes projetos: Bio Coopcana e Bio Alvorada (potência instalada de 50 MW cada uma com previsão para conclusão em abril de 2013, Complexo Eólico Macacos I (potência instalada de 78 MW com previsão para conclusão em setembro de 2013), Complexo Campo dos Ventos II (potência instalada de 30 MW com previsão para conclusão em setembro de 2013), Complexo Eólico Atlântica (potência instalada de 120 MW com previsão para conclusão em julho de 2013, Complexos Eólicos de Campo dos Ventos e São Benedito (potência instalada de 254 MW com previsão para conclusão em 2015/2016).

No tocante às aquisições, concluímos a aquisição da BVP (157 MW de parques eólicos em operação no estado do Ceará), do complexo eólico Atlântica (120 MW em construção no estado do Rio Grande do Sul) e da Lacenas, usina termoeletrica movida a biomassa localizada no estado de São Paulo de 28,5 MW.

Em 2012 a Companhia investiu aproximadamente R\$ 1,9 bilhão em aquisições e em seus projetos em construção e planeja para 2013 investimentos na construção de seus projetos contratados de aproximadamente R\$ 1,1 bilhão.

Endividamento

O endividamento da CPFL Renováveis está 82,6% concentrado no longo prazo e 17,4% no curto prazo. Uma parcela de 63% deste montante está contratada junto ao BNDES.

A maior parte de nossas dívidas foi contraída para a construção de usinas de geração de energia através de contratos de longo prazo. Parte deste endividamento de longo prazo foi feito em função da assunção de dívidas visando a aquisição de ativos, notadamente as aquisições de BVP e Lacenas.

Nossos contratos de financiamento apresentam prazo médio de vencimento de 12 anos e custo médio de 7,6 % a.a..

Desempenho e Resultado 2011 - "pró-forma" Gerencial

Visando contribuir com a análise gerencial demonstrando o resultado do período de 12 meses de 2011 consolidado como se fosse integralmente apropriado à CPFL Renováveis, elaboramos o cálculo "pró-forma" dos ativos em operação que compunham o portfólio da Companhia em 2011.

O 2011 "pró-forma" Gerencial considera 12 meses dos ativos oriundos de ERSA, CPFL Geração e CPFL Brasil e Jantus.

Receita operacional líquida

A Receita operacional líquida de 2012 atingiu R\$ 806,4 milhões, um crescimento de R\$ 363,8 milhões em relação a 2011. O incremento deveu-se principalmente a dois fatores:

(i) Aquisição das empresas:

Santa Luzia (dez/11), consolidação de 12 meses de 2012; BVP – parques Taíba Albatroz, Bons Ventos, Enacel e Canoa Quebrada (jun/12) e Lacenas (out/12) – consolidação de 7 meses de resultados do ano; e Lacenas, consolidação dos resultados dos últimos 3 meses do ano 2012.

(ii) Entrada em operação:

2011 - Baía Formosa (set/11) e Buriti (out/11) – a contribuição nos resultados de 2011 foi de 4 meses e 3 meses, respectivamente;

2012 - Ipê (mai/12), Pedra (jun/12), Complexo Santa Clara – parques Santa Clara I ao VI e Eurus VI (jul/12), Solar I (dez/12) e Salto Góes (dez/12) – portanto, foram consolidados resultados correspondentes a: 8 meses de Ipê; 7 meses de Pedra; 6 meses do Complexo Santa Clara; e 1 mês da Solar I e Salto Góes.

Custos de geração de energia elétrica

Em 2012 os custos de geração de energia elétrica totalizaram R\$ 387,8 milhões, uma evolução de R\$ 226,7 milhões, sendo o principal impacto decorrente do maior portfólio de ativos.

Os principais aumentos ocorreram nas rubricas de: (i) Depreciação e Amortização de R\$ 82,7 milhões devido a entrada em operação de projetos e amortização de intangível proveniente da aquisição de ativos e da associação entre ERSAs, CPFL Brasil e CPFL Geração; (ii) Custo de Compra de Energia de R\$ 55,6 milhões decorrente da compra de energia para suprir a diferença entre a energia gerada e a energia contratada para venda resultante da sazonalidade das PCH's e das usinas termoeletricas movidas à biomassa, vale mencionar que a contrapartida está refletida na receita de venda de energia; e (iii) Custo de Operação de Usinas de R\$ 88,4 milhões explicado pelo início de operação de novos projetos, tal racional que explica também as demais rubricas de custos de geração de energia elétrica.

Despesas gerais e administrativas

No ano de 2012 as Despesas gerais e administrativas atingiram R\$ 203,5 milhões, um crescimento de R\$ 46,1 milhões na comparação com 2011. A amortização do direito de exploração de R\$ 37,7 milhões e os efeitos não-recorrentes de provisão para perda de Baldin de R\$ 13,8 milhões e despesas com a preparação para o IPO de R\$ 8,2 milhões são as principais razões para tal incremento.

Resultado Financeiro

Em 2012, o resultado financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 197,6 milhões, comparada à uma despesa de R\$ 93,6 milhões no ano anterior. Os principais itens que explicam a variação são: (i) entrada em operação de projetos; (ii) aumento do endividamento em função de aquisições; e (iii) contratação de dívidas relacionadas aos projetos em construção.

Lucro líquido

A redução do lucro líquido acumulado de 2012 foi de R\$ 11,3 milhões, atingindo R\$ 8,3 milhões. O aumento de R\$ 213,4 milhões de EBITDA do ano foi principalmente compensado pelas maiores despesas com depreciação e amortização de R\$ 122,4 milhões (R\$ 82,7 milhões no custo e R\$ 39,7 milhões em despesas), e resultado financeiro de R\$ 104,0 milhões.

Vale mencionar que excluindo os efeitos não-recorrentes referentes à provisão para perda de Baldin e as despesas com preparação para o IPO, o lucro líquido alcançaria R\$ 30,3 milhões em 2012.

Geração operacional de resultado – EBITDA

O EBITDA ("EBITDA") corresponde ao lucro líquido antes: (i) das despesas de depreciação e amortização; (ii) do imposto de renda e contribuição social (tributos federais sobre a renda); e (iii) do resultado financeiro, conforme Instrução CVM Nº 527, de 04 de outubro de 2012.

O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as práticas contábeis adotadas no Brasil ou IFRS - International Financial Reporting Standard, tampouco deve ser considerado isoladamente ou como alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez.

A administração da Companhia acredita que o EBITDA fornece uma medida útil de seu desempenho, que é amplamente utilizada por investidores e analistas para avaliar desempenho e comparar empresas. O EBITDA não faz parte das demonstrações financeiras.

O EBITDA de 2012 totalizou R\$ 504,3 milhões, um acréscimo de R\$ 213,4 milhões em relação ao ano anterior. O incremento do portfólio de ativos em operação é a principal explicação para o bom desempenho do indicador.

Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia apresentou nas demonstrações financeiras consolidadas o capital circulante líquido negativo no montante de R\$42.338, decorrente principalmente do endividamento de curto prazo (empréstimos ponte) obtido para financiar as obras de construções das suas usinas eólicas, no montante de R\$573.352. Durante o ano de 2012 e de 2013, a Companhia financiou a construção de suas controladas, Atlântica I, Atlântica II, Atlântica IV e Atlântica V, Macacos, Pedra Preta, Juremas, Costa Branca e Campos dos Ventos II, através da captação de recursos de curto prazo. Em

novembro de 2013, as controladas Macacos, Pedra Preta, Juremas, Costa Branca e Campos dos Ventos II celebraram financiamento de longo prazo com o BNDES, no montante de R\$391.245, com prazo de amortização de 16 anos, a partir de julho de 2014 e juros baseados na TJLP, acrescida de 1,9% ao ano. O montante captado até 31 de dezembro de 2013 foi de R\$333.745, o saldo remanescente será liberado posteriormente. Para as demais controladas, a Companhia solicitou financiamento de longo prazo ao BNDES, que será utilizado para quitação dos empréstimos ponte obtidos e aguarda os trâmites de aprovação.

Em 31 de dezembro de 2012, a Companhia apresentou capital circulante líquido consolidado negativo no montante de R\$49.096.

Em 31 de dezembro de 2011, a Companhia apresentou capital circulante líquido consolidado positivo no montante de R\$286.990.

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

Em 31 de dezembro de 2013 a Companhia encerrou o período com uma estrutura de capital representada por 62,3% de recursos de terceiros (passivo) e 37,7% de recursos dos acionistas (patrimônio líquido), devido ao aumento do endividamento para os investimentos do ano de 2013.

Em 31 de dezembro de 2012 a Companhia encerrou o exercício com uma estrutura de capital representada por 62,5% de recursos de terceiros (passivo) e 37,5% de recursos dos acionistas (patrimônio líquido), devido ao aumento do endividamento para as aquisições no ano de 2012.

Em 31 de dezembro de 2011, a Companhia encerrou o exercício com uma estrutura de capital representada por 49,2% de recursos de terceiros (passivo) e 50,8% de recursos de acionistas (patrimônio líquido), decorrente dos aportes de capital realizados pelo Grupo CPFL na reestruturação societária ocorrida durante o exercício.

A Diretoria entende que a Companhia mantém uma adequada estrutura de capital, mensurada principalmente pela dívida líquida sobre o passivo total, e considerando-se que a construção dos nossos projetos é financiada com empréstimos de longo prazo.

Devemos passar por um processo de desalavancagem através da geração de caixa operacional à medida que nossa capacidade instalada aumentar.

i) hipóteses de resgate

Não há hipóteses de resgate de ações de emissão da Companhia além das legalmente previstas.

ii) fórmula de cálculo do valor de resgate

Não aplicável em razão da Companhia não possuir ações resgatáveis.

c) Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos.

Em 31 de dezembro de 2013, o capital de giro líquido da Companhia apresentou um déficit (excedente de passivo circulante em relação ao ativo circulante) de R\$42,3 milhões. Em 31 de dezembro de 2012, o capital de giro líquido da Companhia apresentou um déficit (excedente de passivo circulante em relação ao ativo circulante) de R\$49,0 milhões. Em 31 de dezembro de 2011, o capital de giro líquido da

Companhia apresentou um superávit (excedente de ativos circulante em relação ao passivo circulante) de R\$287,0 milhões.

Considerando a posição atual de caixa da Companhia, a geração de caixa proveniente de seus projetos e a possibilidade de obtenção de recursos no mercado financeiro, a Diretoria acredita ter liquidez e recursos suficientes para honrar seus compromissos financeiros de curto, médio e longo prazo.

Até a data deste Formulário de Referência, temos mantido a assiduidade dos pagamentos de todos os nossos compromissos, conforme esperado, e não temos apresentado qualquer sinal de falta de liquidez. Caso entendamos necessário contrair empréstimos para financiar nossos investimentos e aquisições, acreditamos ter capacidade de contratá-los e honrá-los sem comprometer o desenvolvimento dos nossos negócios.

d) Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não circulantes utilizadas.

Nossa principal fonte de financiamento para capital de giro e investimento em ativos não circulantes é via captação de empréstimos.

Para a implantação de seus projetos, a Companhia utiliza fontes de financiamento de longo prazo disponibilizadas por bancos de desenvolvimento, como o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, o Banco do Nordeste, dentre outros. Esses financiamentos são estruturados preferencialmente na modalidade *Project Finance*. Para maiores informações acerca dos nossos contratos financeiros e do nosso endividamento, vide seção 10.1(f) do Formulário de Referência.

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

A Diretoria entende que para os anos de 2014 e 2015 continuaremos aproveitando as oportunidades de financiamento oferecidas pelo mercado via emissão de debêntures e empréstimo para capital de giro tanto interno quanto externo, e as oferecidas pelo governo via linhas de financiamento concedidas pelo BNDES.

f) Níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda: (i) contratos de empréstimo e financiamento relevantes; (ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras; (iii) grau de subordinação entre as dívidas; (iv) eventuais restrições impostas à Companhia, 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.

Nossa Diretoria acredita que nossa geração de caixa operacional garante nossa capacidade de pagamento da nossa dívida. Havendo eventuais necessidades de caixa no curto prazo, acreditamos poder ter acesso a linhas de crédito nos principais bancos comerciais de primeira linha atuantes no País.

Durante períodos apresentados, a Companhia não celebrou contratos que possam ser considerados como instrumentos financeiros derivativos ou que possuam derivativos embutidos. A Companhia não tem contratos com estas características, ou similares, que possam ser considerados como instrumentos financeiros derivativos.

Devido à reestruturação societária da Companhia descrita no item 10.3.b abaixo, os números aqui representados não podem ser comparados com os dos anos anteriores.

Endividamento

Contratos Financeiros

Em 31 de dezembro de 2013 possuíamos contratos de empréstimos e financiamentos que somavam R\$3.631,9 milhões. Em 31 de dezembro de 2012 e 2011, possuíamos contratos de empréstimos e financiamentos que somavam R\$3.199,0 milhões e R\$1.475,1 milhões, respectivamente.

A seguir apresentamos informações e condições dos contratos de empréstimo bancário celebrados com nossos principais credores, que estavam vigentes em 31 de dezembro de 2013.

A tabela abaixo apresenta a composição de nosso endividamento nas datas indicadas:

	Consolidado		
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2011
Mensuradas ao custo			
Moeda nacional			
BNDES - Repotenciação			
Banco do Brasil e Itaú	1.235	4.818	8.526
BNDES/BNB/FINEP/NIB - Investimento			
FINEM I	352.829	384.629	416.677
FINEM II	31.997	35.395	38.818
FINEM III	605.263	616.806	431.493
FINEM V	113.106	124.508	136.002
FINEM VI	76.673	71.742	-
FINEM VII	194.041	213.404	-
FINEM VIII	50.811	39.024	-
FINEM IX	46.994	54.413	-
FINEM X	1.108	1.428	-
FINEM XI	138.101	149.557	-
FINEM XII	333.745	-	-
FINAME I	190.396	217.318	179.188
FINAME II	31.168	36.662	37.356
FINAME III	129.659	59.025	-
FINEP I	2.507	-	-
Ponte BNDES I	-	-	-
Ponte BNDES II	84.507	-	-
Ponte BNDES III	194.242	-	-
Ponte BNDES IV	-	-	-
Instituições Financeiras:			
BNB	133.194	144.252	152.136
BNB	175.695	181.924	-
NIB	79.109	82.489	-
Banco Safra	27.713	52.546	74.947
HSBC	343.190	397.523	-
Banco do Brasil - Nota promissória	-	331.538	-
Banco do Brasil - Nota promissória	-	-	-
Banco do Brasil - Nota promissória	144.428	-	-
Banco Itaú - Capital de giro	-	-	-
Banco Itaú - Nota Promissória	150.174	-	-
	3.631.885	3.199.001	1.475.143
Curto Prazo	848.661	713.916	118.835
Longo Prazo	2.783.224	2.485.085	1.356.308

Mensuradas ao custo	Remuneração anual	Condições de Amortização	Principais garantias
Moeda nacional			
BNDES - Repotenciação			
Banco do Brasil e Itaú	TJLP + 3,1% a 4,3%	72 a 75 parcelas mensais a partir de setembro de 2007 e julho de 2008	Aval e Fiança da CPFL Energia e nota promissória
BNDES/BNB/FINEP/NIB - Investimento			
FINEM I	TJLP + 1,95%	168 parcelas mensais a partir de outubro de 2009 e julho de 2011	PCH Holding devedora solidária, carta fiança
FINEM II	TJLP + 1,90%	144 parcelas mensais a partir de junho de 2011	Fiança da CPFL Energia, bens vinculados em alienação fiduciária e cessão fiduciária dos direitos creditórios
FINEM III	TJLP + 1,72%	192 parcelas mensais a partir de maio de 2013	Fiança da CPFL Energia, penhor de quotas, bens vinculados em alienação fiduciária e cessão fiduciária de direitos creditórios
FINEM V	TJLP + 2,8% e 3,4%	143 meses a partir de dezembro de 2011	PCH Holding 2 e CPFL Renováveis devedora solidária.
FINEM VI	TJLP + 2,05%	173 a 192 parcelas mensais a partir de outubro de 2013 e abril de 2015	Penhor de ações da CPFL Renováveis, cessão de recebíveis
FINEM VII	TJLP + 1,92 %	156 parcelas mensais a partir de outubro de 2010 a setembro de 2023	Penhor de ações, cessão fiduciária, alienação fiduciária das máquinas e equipamentos.
FINEM VIII	TJLP + 2,02%	192 parcelas a partir de janeiro de 2014	Penhor de Ações e Conta Reserva da SPE e Cessão de Recebíveis
FINEM IX	TJLP + 2,15%	120 parcelas a partir de maio de 2010	Penhor de Ações da Controlada, alienação fiduciária de máquinas e equipamentos, hipoteca de imóveis e carta de fiança
FINEM X	TJLP	84 parcelas a partir de outubro de 2010	Penhor de Ações.Cessão fiduciária .Alienação fiduciária das máquinas e equipamentos.
FINEM XI	TJLP + 1,87% a 1,9%	De 108 a 168 parcelas mensais a partir de janeiro de 2012 e janeiro de 2013.	Fiança da CPFL Energia, penhor de quotas, bens vinculados em alienação fiduciária e cessão fiduciária de direitos creditórios
FINEM XII	TJLP + 2,18%	192 parcelas mensais a partir de julho de 2014	Fiança da CPFL Energia, bens vinculados em alienação fiduciária e cessão fiduciária conjunta de direitos creditórios e penhor de ações
FINAME I	Pré-fixado 5,5%	102 a 108 parcelas mensais a partir de janeiro de 2012 a agosto de 2020	Fiança da CPFL Energia, bens vinculados em alienação fiduciária e cessão fiduciária conjunta de direitos creditórios
FINAME II	Pré-fixado 4,5%	102 parcelas mensais a partir de junho de 2011	Fiança da CPFL Energia, bens vinculados em alienação fiduciária e cessão fiduciária dos direitos creditórios.
FINAME III	Pré-fixado 2,5%	108 parcelas a partir de janeiro de 2014 e fevereiro de 2015	Penhor de Ações da CPFL Renováveis e penhor de Ações e Conta Reserva da SPE
FINEP I	Pré-fixado 3,5%	61 parcelas mensais a partir de outubro de 2014	Fiança Bancária
Ponte BNDES II	TJ6 + 3,02 %	parcela única em Fevereiro de 2014	Penhor de Ações da SPE
Ponte BNDES III	TJLP + 3,02 %	parcela única em Fevereiro de 2014	Penhor de Ações da SPE
Instituições Financeiras:			
BNB	Pré fixado de 9,5% a 10% a.a. e bonus de adimplência de 15%	168 parcelas mensais a partir de janeiro de 2009 a 2028	Alienação Fiduciária, ação da controlada e garantia da SIIF Energy.
BNB	Pré fixado 10% a.a. e bonus de adimplência de 15% e 25%	222 parcelas mensais a partir de maio de 2010 a outubro de 2029	Fiança da CPFL Energia
NIB	IGPM + 8,63% a.a.	Juros e Principal amortizados trimestralmente início em junho 2011 até setembro 2023	Não existem garantias
Banco Safra	CDI+ 0,4%	Parcelas anuais até dezembro de 2014	Não existem garantias
HSBC	CDI + 0,5%	8 parcelas anuais a partir de junho de 2013	Alienação de ações
Banco do Brasil - Nota promissória	108,5% do CDI	Parcela única em Janeiro de 2013	Alienação de ações
Banco do Brasil - Nota promissória	108,5% do CDI	Parcela única em Maio de 2013	Alienação de ações
Banco do Brasil - Nota promissória	108,5% do CDI	Parcela única em Janeiro de 2014	Alienação de ações
Banco Itaú - Capital de giro	CDI + 1,05%	parcela única em Novembro de 2013	Não existem garantias
Banco Itaú - Nota Promissória	CDI + 105%	parcela semestral até jun/14	Não existem garantias

O cronograma de previsão de pagamento dos empréstimos e financiamentos não circulante está apresentado a seguir:

Vencimento	Consolidado
2015	257.171
2016	265.264 226.178
2017	268.570
2018	282.022
2019	294.222
2020 a	2024 988.380
2025 a	2029 417.176
2030	10.419
Total – não circulante	<u>2.783.224</u>

A seguir apresentamos as principais movimentações no exercício findo em 31 de dezembro de 2013:

Moeda nacional

Investimento:

Ponte BNDES I e IV - Em 2012, o BNDES aprovou financiamento no montante de R\$175.476, destinado às controladas indiretas Macacos, Costa Branca, Juremas e Pedra Preta, e que foi captado no exercício de 2013. Em função da liberação do empréstimo de longo prazo (FINEM XII), o financiamento foi liquidado no exercício findo em 31 de dezembro de 2013.

Ponte BNDES II e III - No exercício findo em 31 de dezembro de 2013, as controladas pertencentes ao complexo eólico Atlântica captaram com o BNDES empréstimos ponte no montante de R\$263.714, com o objetivo de suprir as necessidades do projeto até a obtenção de financiamentos de longo prazo. Não há cláusulas restritivas para esta operação, apenas penhor de ações das controladas e fiança corporativa da CPFL Renováveis.

FINEM III - No exercício findo em 31 de dezembro de 2013, a Controladora captou todo o saldo remanescente com o BNDES, no montante de R\$1.240.

FINEM VI - No exercício findo em 31 de dezembro de 2013, a controlada Salto Góes captou o montante de R\$1.690 com o BNDES. O saldo remanescente a ser liberado é o montante de R\$13.572.

FINEM VIII - Em 2013, as controladas Coopcana e Alvorada captaram o montante de R\$9.000 com o BNDES, desembolsando totalmente o saldo remanescente.

FINEM XII - Em novembro de 2013, o BNDES celebrou o financiamento de longo prazo no montante de R\$391.245 com as controladas indiretas Campo dos Ventos II, Macacos, Costa Branca, Juremas e Pedra Preta. No exercício findo em 31 de dezembro de 2013, as controladas indiretas captaram o montante de R\$333.745. O saldo remanescente a ser liberado é o montante de R\$57.500.

FINAME III - No exercício findo em 31 de dezembro de 2013, as controladas Coopcana, Alvorada e Ester captaram R\$68.753 com o BNDES. O saldo remanescente a ser liberado é o montante de R\$46.938.

FINEP I - Em setembro de 2013 a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) celebrou o financiamento no montante de R\$2.502 com a CPFL Renováveis tendo como co-executora a SPE CPFL Solar 1 Energia. O empréstimo tem como objetivo financiar a implantação de tecnologias de geração de energia solar fotovoltaica para o projeto Solar 1. No exercício findo em 31 de dezembro de 2013, foi liberado todo o montante. Não há cláusulas restritivas para esta operação, apenas a contratação de uma fiança bancária.

Instituições financeiras:

Banco do Brasil (Nota promissória e capital de giro) - Em 2012, as controladas Atlântica I, Atlântica II, Atlântica IV, Atlântica V, Alvorada e Coopcana assinaram contratos de financiamento na modalidade de notas promissórias no montante de R\$320.000 para a utilização na construção de quatro empreendimentos eólicos e dois de biomassa. Em janeiro de 2013, foram pagos R\$332.107 (R\$320.000 de principal e R\$12.107 de juros), e, na mesma data, foram emitidas novas notas promissórias no total de R\$230.000, ao mesmo custo de 108,5 % do CDI, com vencimento em maio 2013. Em maio de 2013, foi liquidado parcialmente o montante de R\$94.399 referente a essas novas notas promissórias, utilizando-se o empréstimo ponte do BNDES e em julho de 2013 o saldo remanescente foi liquidado com recursos advindos de uma nova emissão nas mesmas condições, no montante de R\$138.000. Não há cláusulas restritivas para esta operação.

Banco Itaú (Capital de Giro) - Em maio de 2013 a controlada Campos dos Ventos II captou, com Banco Itaú o montante de R\$35.000 para construção do referido projeto. Não há cláusulas restritivas para esta operação. Em novembro de 2013 o financiamento foi liquidado em seu respectivo vencimento.

Banco Itaú (Notas Promissórias) - Durante o exercício de 2013, a controladora, captou com o Banco Itaú, na modalidade de Nota Promissória, o montante de R\$150.000, com o objetivo de reforço de capital de giro. Não há cláusulas restritivas para esta operação.

Condições Restritivas

Os contratos de empréstimos e financiamentos estão sujeitos a certas condições restritivas e contemplam cláusulas, entre outras, que requerem que a Companhia e/ou suas controladas mantenham determinados índices financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos. Os empréstimos vigentes em 2013 têm as seguintes cláusulas restritivas relacionadas a indicadores financeiros:

FINEM I e FINEM VI

- Manutenção de Índice de Cobertura da Dívida em 1,2 vezes, durante o período de amortização.
- Manutenção de Índice de Capitalização Própria igual ou superior a 25%, durante o período de amortização.

FINEM II e FINAME II

- Restrição à distribuição de dividendos caso não sejam atingidos Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,0 e Índice de Endividamento Geral menor ou igual a 0,8.

FINEM III

- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da CPFL Energia S/A, durante a vigência do contrato.
- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 4,0 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da CPFL Energia S/A, durante o período de amortização.

FINEM V

- Manutenção de Índice de Cobertura da Dívida em 1,2 vezes, durante o período de amortização.

- Manutenção de Índice de Capitalização Própria igual ou superior a 30%, durante o período de amortização.

Em 31 de dezembro de 2012 a Santa Luzia Energética S.A. 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.

Em 20 de fevereiro de 2013, a Companhia 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 findo em 31 de dezembro de 2013 e para todos os trimestres até 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".

Em 26 de setembro de 2013, a Companhia obteve do Banco do Brasil nova dispensa para apuração do ICSD referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013 e para todos os trimestres até 30 de setembro de 2014. O descumprimento do referido "covenant" também não provocou o vencimento antecipado das demais dívidas que possuem condições específicas de "cross-default".

Em 31 de dezembro de 2013 a companhia atendeu aos "covenants" do FINEM V.

FINEM VII e X

- Manutenção anual de Índice de Cobertura da Dívida em 1,2 vezes, durante o período de amortização.
- Manutenção de saldos mínimos em conta reserva.
- Distribuição de dividendos limitada ao Índice Exigível Total dividido pelo Patrimônio Líquido ex-Dividendos menor que 2,33.

FINEM VIII e FINAME III

- Manutenção de Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,2 durante a vigência do contrato.
- Manutenção de Índice de Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 7,5 em 2013, 6,0 em 2014, 5,6 em 2015, 4,6 em 2016 e 3,75 em 2017 em diante e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis, durante a vigência do contrato.
- Manutenção de Índice de Patrimônio Líquido/ (Patrimônio Líquido + Dívidas Líquidas) maior ou igual a 0,41 nos anos de 2013 a 2016 e 0,45 em 2017 e em diante, apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis, durante a vigência do contrato.

FINEM IX.

- Manutenção de Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,3 durante a vigência do contrato.

FINEM XI e FINAME I

- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 4,0 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da CPFL Energia S.A., durante o período de amortização.

FINEM XII

- Manutenção anual do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida das SPEs maior ou igual a 1,3, após o início de amortização e durante a vigência do contrato.
- Manutenção anual do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida Consolidado maior ou igual a 1,3 apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da Eólica Holding, após o início de amortização e durante a vigência do contrato.

PONTE I, II, III e IV

- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,41 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis, durante a vigência do contrato.
- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 7,5 em 2013 e 6,0 em 2014 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis, durante a vigência do contrato.

HSBC

- A partir de 2013 há a obrigação de manter a relação entre Dívida Líquida e EBITDA com Caixa Acumulado inferior a 5,00 em 2013 e a 3,50 nos demais anos até a quitação.

NIB

- Manutenção semestral de Índice de Cobertura da Dívida em 1,2 vezes, durante o período de amortização.
- Manutenção da razão entre Dívida Total e Patrimônio Líquido igual ou superior a 30%, durante o período de amortização.
- Manutenção de Índice de Cobertura da Duração do Financiamento maior ou igual a 1,7 durante o período de amortização.
- A Administração da Companhia e de suas controladas monitoram esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas.
- No entendimento da Administração da Companhia e de suas controladas, todas as condições restritivas e cláusulas cujos indicadores sejam mensurados na data base estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2013.

Debêntures

	<u>Encargo</u>	<u>Principa</u>	<u>Circulan</u>	<u>Principal</u>	<u>Total</u>	<u>Total</u>	<u>Total</u>
Debêntures conversíveis FDNE SUDENE (i)	814	34.872	35.686	474.171	509.857	516.30	516.8
Debêntures CPFL Renováveis	5.065		5.065	427.402	432.467	430.68	-
Debêntures PCH Holding 2 (iii)	-	-	-	190.370	190.370	172.96	-
	5.879	34.872	40.751	1.091.943	1.132.694	1.119.957	516.810

Vencimento

Consolidado

2015	98.896
2016	86.573
2017	86.573
2018	108.073
2019	124.050

2020 a 2024
2025 a 2029
Total – não circulante

466.574
121.204
1.091.943

i) Debêntures conversíveis das SPEs Fólica Paracuru, Fólica Icaraizinho, SIIF Cinco e Fólica Formosa:

As SPEs Paracuru, Icaraizinho, SIIF Cinco e Praia Formosa emitiram debêntures conversíveis com vencimento em 2028. Sobre as debêntures incidem juros remuneratórios equivalentes à TJLP, acrescida de uma sobretaxa efetiva de 1,00% ao ano, pagos semestralmente. Antes da liberação dos recursos, as SPEs incorreram em despesas de estruturação financeira de R\$17.320, que foram consideradas como custos de captação e contabilizadas como redutoras no grupo de debêntures, sendo amortizadas pelo prazo do contrato.

As debêntures serão pagas em 39 parcelas semestrais e consecutivas, cujo início ocorreu em 2009 e o término será em 2029.

As principais garantias das debêntures são:

- Alienação fiduciária de máquinas e equipamentos no valor de R\$129.510 à SUDENE.
- Cessão e vinculação de receitas dos contratos de compra e de venda de energia assinados pela Eletrobrás com as controladas.
- A Garantia dada pela SIIF Energies do Brasil Ltda., responsável solidária pelo pagamento do empréstimo.
- As ações das controladas de propriedade da SIIF Energies do Brasil Ltda.
- Manutenção de aplicação financeira em fundo de liquidez no valor de R\$21.746.

Processo de conversão

Em cada vencimento semestral, os debenturistas podem converter 50% das debêntures devidas naquela data em ações ordinárias das controladas, mantendo o controle das controladas pelo setor privado, com base no menor valor entre: (a) cotação média das ações dos últimos 30 dias negociadas em bolsa de valores nacionais; ou (b) valor patrimonial ajustado com base no balanço do último exercício social. Adicionalmente, as controladas da Siif Energies deverão obter, no prazo de 90 dias, a partir da data de comunicação da intenção de conversão feita pela SUDENE, o registro de companhia aberta na CVM.

O direito dos debenturistas de converter as debêntures em ações estará sujeito às seguintes condições: anúncio da intenção de converter para a Emissora, com pelo menos 120 dias de antecedência da data do pagamento do cronograma de amortização, que será objeto de conversão e se as controladas não efetuarem o pagamento antecipado pelo menos 5 dias úteis antes do vencimento da parcela.

As controladas da Siif Energies são obrigadas a cumprir determinadas cláusulas contratuais que incluem, entre outras, as seguintes:

- Não conceder preferência a outros créditos, não fazer amortização de ações, não emitir novas debêntures nem assumir novas dívidas sem prévia autorização da SUDENE e do BNB, excetuando-se os empréstimos para atender aos negócios de gestão ordinária das controladas, ou com finalidade de reposição ou substituição de material.

Erro! Nome de propriedade do documento desconhecido.

- Poderão remunerar os seus acionistas, semestralmente, desde que não estejam inadimplentes com as suas obrigações oriundas dos contratos de empréstimos.
- Obrigam-se a submeter previamente à SUDENE quaisquer propostas de mudanças no seu quadro societário, que ficam subordinadas à prévia aprovação da SUDENE, com a anuência do BNB.

A Companhia atendeu os *covenants* em 31 de dezembro de 2013 e de 2012.

Conforme análise da Administração, as cláusulas do contrato desta operação, na sua essência, representam cláusulas de proteção à SUDENE, e, conseqüentemente, não deveriam ser separadas do contrato principal.

ii) Debêntures da PCH Holding 2:

Em janeiro de 2012, a PCH Holding 2 S.A. emitiu debêntures não conversíveis em ações, no montante de R\$158,2 milhões com vencimento em 2023, para financiar a aquisição da PCH Santa Luzia. Sobre as debêntures incidem juros remuneratórios correspondentes à variação acumulada de 100% do DI – Depósito Interbancário, acrescidos de uma sobretaxa de 1,60% ao ano, que serão pagos mensalmente a partir de junho de 2015. A amortização do principal será paga em 9 parcelas anuais e consecutivas, cujo início ocorrerá em junho de 2015 e o término em junho de 2023. Antes da liberação dos recursos, a companhia incorreu em despesas de estruturação financeira de R\$2,2 milhões, que foram consideradas como custos de captação contabilizadas como redutora no grupo de debêntures, amortizadas pelo prazo do contrato.

Abaixo seguem as principais características das debêntures:

Garantidora: as Debêntures são garantidas pela CPFL Energias Renováveis S.A. ("Garantidora"), responsável solidária pelo pagamento do empréstimo.

Prazo: as Debêntures têm prazo de vigência de onze anos e seis meses contados da Data de Emissão, vencendo-se, portanto, em 20 de junho de 2023 ("Data de Vencimento"), ressalvadas as hipóteses de vencimento antecipado.

Amortização: há um período de carência de 42 meses contados da Data de Emissão.

Remuneração: o Valor Nominal Unitário das Debêntures não será atualizado. A remuneração das Debêntures contemplará juros remuneratórios, correspondentes à variação acumulada de 100% das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, *over extra grupo*, expressa na forma percentual ao ano, com base em um ano de 252 dias úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela CETIP, no informativo diário disponível em sua página na internet (<http://www.cetip.com.br>) ("Taxa DI"), acrescida de uma sobretaxa de 1,60% ao ano, com base em um ano de 252 dias úteis. Os juros remuneratórios serão calculados de forma exponencial e cumulativa, *pro rata temporis* por dias úteis decorridos, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário de cada Debênture, desde a Data de Emissão, ou da data de pagamento da remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a respectiva data de vencimento.

Resgate Antecipado: a partir do 42º mês contado da Data de Emissão, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado total das Debêntures, com o consequente cancelamento das Debêntures resgatadas antecipadamente ("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 dez dias úteis da data prevista para o Resgate Antecipado ("Comunicação de Resgate Antecipado"), a qual deverá descrever os termos e condições do Resgate Antecipado, incluindo: (a) a data para o resgate integral das Debêntures e o efetivo pagamento aos debenturistas; (b) menção ao preço de resgate, conforme abaixo definido; e (c) as demais informações consideradas relevantes pela Emissora para conhecimento dos Debenturistas; e (ii) o Resgate Antecipado será feito pelo Valor Nominal Unitário das Debêntures acrescido da remuneração devida, calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão até a data do efetivo resgate, acrescido de um prêmio fixo sobre o valor resgatado de acordo com os seguintes percentuais ("Prêmio de Resgate"):

Mês Decorrido	Percentual do Prêmio
42	1,05%
48	1,0%
54	0,95%
60	0,90%
66	0,85%
72	0,80%
78	0,75%
84	0,70%
90	0,65%
96	0,60%
102	0,55%
108	0,50%
114	0,40%
120	0,30%
126	0,20%
132	0,10%
138	0,05%
144	0,00%

Vencimento Antecipado: as Debêntures e todas as obrigações constantes da Escritura de Emissão deverão ser consideradas antecipadamente vencidas, tornando-se imediatamente exigível da Emissora e/ou da Garantidora 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) se a Emissora e/ou a Garantidora e/ou quaisquer sociedades direta ou indiretamente ligadas, coligadas, controladoras ou controladas pela Emissora e/ou a Garantidora, inclusive no exterior, inadimplirem suas obrigações e/ou não liquidarem, no respectivo vencimento, débito de sua responsabilidade decorrente de outros contratos, empréstimos ou descontos celebrados com os Debenturistas e/ou quaisquer sociedades, direta ou indiretamente, ligadas, coligadas, controladoras ou controladas, pelos Debenturistas, inclusive no exterior, e/ou se ocorrer rescisão dos respectivos documentos, por culpa da Emissora e/ou Garantidora e/ou quaisquer sociedades direta ou indiretamente ligadas, coligadas, controladoras ou controladas pela Emissora e/ou Garantidora, inclusive no exterior, exceto se tal rescisão for por comum acordo entre as partes; (b) se a Emissora e/ou a Garantidora e/ou quaisquer sociedades direta ou indiretamente ligadas, coligadas, controladoras ou controladas pela Emissora e/ou a Garantidora, inclusive no exterior, inadimplirem suas obrigações e/ou não liquidarem, no respectivo vencimento, débito de sua responsabilidade em valor individual ou agregado, superior a R\$50.000.000,00 decorrente de outros contratos, empréstimos ou descontos celebrados com terceiros, inclusive no exterior, e/ou se ocorrer rescisão dos respectivos documentos, por culpa da Emissora e/ou da

Garantidora e/ou quaisquer sociedades direta ou indiretamente ligadas, coligadas, controladoras ou controladas pela Emissora e/ou Garantidora, inclusive no exterior; (c) alteração do atual controle da Emissora ou da Garantidora, sem prévia aprovação dos titulares das Debêntures; (d) liquidação e/ou dissolução da Emissora e/ou da Garantidora e/ou a cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou da Garantidora, sem que haja a prévia anuência dos Debenturistas; (e) realização de redução de capital social da Emissora e/ou Garantidora, 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; (f) 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 e/ou Garantidora; (g) protesto legítimo de títulos contra a Emissora e/ou contra a 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 referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora e/ou pela Garantidora que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi cancelado; ou (iii) foi concedida liminar de sustação de protesto; (h) 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; (i) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e/ou da Garantidora e não devidamente elidido pela Emissora e/ou pela Garantidora, conforme o caso, no prazo de 30 dias corridos; (j) não pagamento pela Emissora e/ou pela Garantidora das obrigações pecuniárias devidas aos titulares das Debêntures nas datas previstas na Escritura de Emissão; (k) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora e/ou pela Garantidora caso a Emissora e/ou a Garantidora estejam inadimplentes com as suas obrigações pecuniárias descritas na Escritura de Emissão; (l) 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; (m) não observância pela Emissora e/ou pela Garantidora dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão calculados e verificados pelo Agente Fiduciário, com base nas informações financeiras dos doze últimos meses, em até 15 dias após a divulgação das respectivas demonstrações financeiras da Emissora e da Controlada, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures ("Índices Financeiros"):

- (i) Índice da Dívida Líquida/EBITDA inferior ou igual a 7,5 em 2013, 6,0 em 2014, 5,6 em 2015, 4,6 em 2016 e 3,75 em 2017 em diante;
- (ii) Índice de Cobertura do Serviço da Dívida ("ICSD") da controlada Santa Luzia maior um igual a 1,2 a partir de setembro de 2014. Entende-se que o ICSD corresponde ao EBITDA menos impostos, menos variação do capital de giro, mais caixa, dividido pela despesa financeira bruta, mais amortização de principal do período.

(n) transformação da Emissora e/ou da Garantidora em sociedade limitada; ou (o) perda ou cassação, por qualquer motivo, das concessões, permissões ou autorizações da Emissora e/ou da Garantidora e/ou de uma ou mais de suas subsidiárias.

Garantia Fideijussória: como garantia do fiel e pontual pagamento de todas as obrigações principais e acessórias das Debêntures, a Garantidora prestou fiança em favor dos Debenturistas ("Fiança"), estes representados pelo Agente Fiduciário, obrigando-se solidariamente como fiadora e principal pagadora de

todos os valores devidos nos termos da Escritura de Emissão, por meio de um Instrumento Particular de Fiança celebrado em 20 de dezembro de 2011.

iii) Debêntures da Companhia

Em maio de 2012, a Companhia emitiu debêntures não conversíveis em ações, no montante de R\$430 milhões com vencimento em 2022, para aquisição de ativos e investimento em projetos em andamento. Sobre as debêntures incidem juros remuneratórios correspondentes à variação acumulada de 100% do DI – Depósito Interbancário, acrescidos de uma sobretaxa de 1,70% ao ano, que serão pagos semestralmente a partir de novembro de 2012. A amortização do principal será paga em 9 parcelas anuais e consecutivas, cujo início ocorrerá em maio de 2015 e o término em maio de 2023.

Abaixo seguem as principais características das debêntures:

Garantia Real: As Debêntures serão garantidas por (i) cessão fiduciária da totalidade (100%) dos dividendos que venham a ser declarados pela PCH Holding S.A. ("PCH Holding"), empresa controladora das empresas SPE Aiuruoca Energia S.A., SPE Arvoredo Energia S.A., SPE Barra da Paciência Energia S.A., SPE Corrente Grande Energia S.A., SPE Cocais Grande Energia S.A., SPE Paiol Energia S.A., SPE São Gonçalo Energia S.A., SPE Várzea Alegre Energia S.A., SPE Varginha Energia S.A. e SPE Ninho de Águia Energia S.A. (em conjunto "Subsidiárias da PCH Holding"); (ii) cessão fiduciária da totalidade (100%) dos dividendos que venham a ser declarados pela BVP S.A. ("BVP"), empresa controladora da Bons Ventos Geradora de Energia S.A., titular do complexo eólico Bons Ventos (EOL Taíba Albatroz, EOL Canoa Quebrada, EOL Bons Ventos e EOL Enacel) ("Subsidiária da BVP"); e (iii) cessão fiduciária de conta(s)-corrente(s) vinculadas pelas quais deverão circular a totalidade dos dividendos pagos pela PCH Holding S.A. e pela BVP S.A., nos termos definidos na escritura de emissão, conforme o "Contrato de Cessão Fiduciária de Direitos Creditórios" a ser celebrado entre a Companhia e o Agente Fiduciário ("Contrato de Cessão Fiduciária") ("Garantia Real").

Prazo: as Debêntures terão prazo de vigência de 10 (dez) anos contados da data de emissão, qual seja 21 de maio de 2012 ("Data de Emissão"), vencendo-se, portanto, em 21 de maio de 2023 ("Data de Vencimento"), ressalvadas as hipóteses de vencimento antecipado.

Amortização: há um período de carência de 36 meses contados da Data de Emissão.

Remuneração: a remuneração das Debêntures contemplará juros remuneratórios, a partir da Data de Emissão, correspondentes à variação acumulada de 100% (cem por cento) das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, "*over extra group*", expressa na forma percentual ao ano, com base em um ano de 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculadas e divulgadas pela CETIP ("Taxa DI"), acrescida de uma sobretaxa ("*spread*") de 1,70% (um inteiro e setenta centésimos por cento) ao ano, com base em um ano de 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis.

Resgate Antecipado: A partir da Data de Emissão e mediante comunicação prévia por escrito aos titulares das Debêntures de 15 (quinze) dias úteis da data do evento, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado total das Debêntures, com o conseqüente cancelamento de tais Debêntures.

Vencimento Antecipado: as Debêntures e todas as obrigações constantes da Escritura de Emissão deverão ser consideradas antecipadamente vencidas, tornando-se imediatamente exigível da Emissora e/ou da Garantidora 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) vencimento antecipado ou inadimplemento pela Emissora 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), apenas para a hipótese de inadimplemento; (b) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora, exceto se previa e expressamente autorizado pelos Debenturistas reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas convocada com esse fim, nos termos do artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações; (c) realização de redução de capital social da Emissora, 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; (d) proposta pela Emissora, 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 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; (e) protesto legítimo de títulos contra a Emissora e/ou suas subsidiárias, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora e/ou 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; (f) falta de cumprimento pela Emissora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na Escritura de Emissão não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento, pela Emissora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário; (g) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e/ou suas subsidiárias e não devidamente elidido pela Emissora e/ou suas subsidiárias no prazo de 15 (quinze) dias corridos; (h) não pagamento pela Emissora das obrigações pecuniárias devidas aos titulares das Debêntures nas datas previstas na Escritura de Emissão, não sanado no prazo de 1 (um) dia útil contados da data devida; (i) 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; (j) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Emissora em valor agregado igual ou superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 10 (dez) dias corridos da data estipulada para pagamento; (k) não observância pela Emissora dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão calculados pela Emissora e verificados pelo Agente Fiduciário, com base nas informações financeiras consolidadas da Emissora referentes a um período de 12 (doze) últimos meses, ao final de cada ano, em até 15 (quinze) dias após a divulgação à CVM das respectivas demonstrações financeiras da Emissora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures ("Índices Financeiros"): (l) transformação da Emissora em sociedade limitada; (m) perda, não renovação ou cassação, por qualquer motivo, das concessões, permissões e/ou autorizações de uma ou mais subsidiárias da Emissora que represente mais de 10% (dez por cento) da receita líquida anual consolidada da Emissora; (n) caso a Garantia Real prevista na cláusula 4.16 da Escritura de Emissão venha a se tornar ineficaz ou inexecutável, e tal ineficácia ou inexecutabilidade não seja revertida no

prazo de 10 (dez) dias úteis da sua ocorrência ou a Garantia Real não seja reforçada, observado que tal reforço deverá ser previamente aprovado pelos Debenturistas reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas; (o) contratação de novas dívidas pelas Subsidiárias da PCH Holding em montante que ultrapasse individualmente R\$40.000.000,00 (quarenta milhões de reais); (p) não manutenção de controle acionário das Subsidiárias da PCH Holding pela Emissora; e (q) não manutenção do controle acionário da Emissora pela CPFL Energia S.A., sendo que a CPFL Energia S.A. deverá deter pelo menos 50% + 1 ação de controle da Emissora.

g) limites de utilização dos financiamentos já contratados.

Com relação ao contrato de financiamento celebrado com o BNDES em 2013 no montante de R\$15,3 milhões, destinados à controlada direta Salto Góes, utilizamos até o momento R\$1,7 milhões. O saldo remanescente a ser liberado é o montante de R\$13,6 milhões.

Com relação ao contrato de financiamento celebrado com o BNDES em 2013 no montante de R\$115,7 milhões, destinados às controladas diretas CPFL Bio Alvorada, CPFL Bio Coopcana e Bio Ester, utilizamos até o momento R\$68,8 milhões. O saldo remanescente a ser libertado é de R\$46,9 milhões.

Com relação ao contrato de financiamento celebrado com o BNDES em 2013 no montante de R\$391,2 milhões, destinados às controladas indiretas Campo dos Ventos II, Macacos, Costa Branca, Juremas e Pedra Preta, utilizamos até o momento R\$333,7 milhões. O saldo remanescente a ser liberado é de R\$57,5 milhões.

h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras.

As tabelas abaixo apresentam os valores relativos à demonstração dos resultados consolidados para os exercícios e períodos indicados.

(Em milhares de reais - R\$, exceto lucro por ação)

	Controladora		Consolidado	
	2012	2011 Reapresentado	2012	2011 Reapresentado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	28.887	7.843	806.420	171.854
CUSTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	<u>(22.719)</u>	<u>(5.463)</u>	<u>(387.815)</u>	<u>(45.692)</u>
LUCRO BRUTO	<u>6.168</u>	<u>2.380</u>	<u>418.605</u>	<u>126.162</u>
(DESPESAS) RECEITAS OPERACIONAIS				
Gerais e administrativas	(71.047)	(64.897)	(84.467)	(54.384)
Remuneração dos administradores	(5.992)	(6.045)	(5.992)	(6.045)
Depreciação e amortização	(2.001)	(2.726)	(2.001)	(308)
Resultado de equivalência patrimonial	131.257	123.854	-	-
Amortização do direito de exploração	-	-	(111.006)	(18.773)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	<u>1</u>	<u>45</u>	<u>-</u>	<u>614</u>
Total	<u>52.218</u>	<u>50.231</u>	<u>(203.466)</u>	<u>(78.896)</u>
LUCRO OPERACIONAL ANTES DOS EFEITOS FINANCEIROS	<u>58.386</u>	<u>52.611</u>	<u>215.139</u>	<u>47.266</u>
Receitas financeiras	13.207	24.205	56.461	57.036
Despesas financeiras	(63.302)	(8.150)	(254.084)	(34.798)
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	<u>8.291</u>	<u>68.666</u>	<u>17.516</u>	<u>69.504</u>
Imposto de renda e contribuição social - correntes	-	(548)	(36.226)	(5.700)
Imposto de renda e contribuição social - diferidos	-	-	26.971	7.133
LUCRO LÍQUIDO	<u>8.291</u>	<u>68.118</u>	<u>8.261</u>	<u>70.937</u>
Atribuível aos acionistas da controladora	8.291	68.118	8.291	70.937
Atribuível a participações não controladoras	-	-	(30)	-
Lucro por ação				
Básico de acordo com os valores determinados pela legislação societária (R\$ por ação)	0,02	0,30	0,02	0,30
Diluído de acordo com CPC/IFRS (R\$ por ação)	(0,05)	0,30	(0,05)	0,30

A receita operacional líquida no exercício social findo em 31 de dezembro de 2012 foi R\$806,4 milhões, representando um crescimento de 369% em relação ao exercício anterior. Esse crescimento decorre, principalmente, dos seguintes fatores:

Aquisição da Jantus, em dezembro de 2011, de forma que houve somente reconhecimento de 1 mês de receita dessa controlada em 2011, enquanto que em 2012 foram reconhecidos 12 meses;

Aquisição da Santa Luzia em dezembro de 2011, de forma que não foi reconhecida receita desta controlada em 2011, enquanto em 2012 foi reconhecida receita nos 12 meses;

Aquisição da Bons Ventos em junho de 2012, de forma que foi reconhecida receita somente de 7 meses em 2012;

Entrada em operação do Complexo Santa Clara em julho de 2012, Bio Pedra em maio de 2012 e Bio Ipê em maio de 2012.

O custo de geração de energia elétrica no exercício social findo em 31 de dezembro de 2012 foi de R\$371,4 milhões, representando um crescimento de 713% em relação ao exercício anterior. Esse crescimento decorre da apropriação dos custos das controladas adquiridas e que iniciaram suas operações, conforme descrito anteriormente.

O lucro bruto no exercício social findo em 31 de dezembro de 2012 foi de R\$435,0 milhões, contra um lucro bruto de R\$126,2 milhões apresentado no exercício social anterior, representando um crescimento de 245%.

As (despesas) receitas operacionais no exercício social findo em 31 de dezembro de 2012 foram R\$219,9 milhões de despesas, representando um crescimento de 179% em relação ao exercício anterior. Esse incremento decorre, principalmente, da amortização dos direitos de exploração das controladas adquiridas ao longo de 2012 e 2011, sendo elas: Jantus a partir de dezembro de 2011, Santa Luzia a partir de janeiro de 2012, Bons Ventos a partir de junho de 2012 e Lacenas a partir de outubro de 2012.

O lucro operacional antes dos efeitos financeiros no exercício social findo em 31 de dezembro de 2012 foi R\$215,1 milhões e de R\$47,3 milhões em 31 de dezembro de 2011, representando um crescimento de 355%.

As receitas financeiras mantiveram-se substancialmente estáveis, sendo R\$56,5 milhões e R\$57,0 milhões em 2012 e 2011, respectivamente, representadas, substancialmente, por rendimento de aplicações financeiras.

As despesas financeiras no exercício social findo em 31 de dezembro de 2012 totalizaram R\$254,1 milhões, representando um incremento de 630% em relação a 2011. Esse incremento decorre principalmente pelos seguintes motivos:

Assunção das dívidas das seguintes controladas adquiridas: Jantus a partir de dezembro de 2011, Santa Luzia a partir de janeiro de 2012, Bons Ventos a partir de junho de 2012 e Lacenas a partir de outubro de 2012:

- Obtenção de financiamentos para a aquisição da Bons Ventos;
- Emissão de debêntures para a aquisição da Santa Luzia;
- Liberações de financiamentos para a conclusão da construção do Complexo Santa Clara, Bio Pedra, Bio Ipê, dentre outras.

O lucro antes do imposto de renda e da contribuição social no exercício social findo em 31 de dezembro de 2012 foi R\$17,5 milhões e de R\$69,5 milhões em 31 de dezembro de 2011.

O imposto de renda e a contribuição social no exercício social findo em 31 de dezembro de 2012 totalizaram R\$9,2 milhões negativos, já no exercício social findo em 31 de dezembro de 2011 foi R\$1,4 milhões positivos.

O lucro líquido do exercício no exercício social findo em 31 de dezembro de 2012 foi R\$8,3 milhões e de R\$70,9 milhões em 31 de dezembro de 2011.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO PARA OS EXERCÍCIOS FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E DE 2012

(Em milhares de reais - R\$, exceto o (prejuízo) lucro por ação)

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	54.384	28.887	1.018.611	806.420
CUSTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	(61.228)	(22.719)	(573.548)	(371.414)
(PREJUÍZO) LUCRO BRUTO	(6.844)	6.168	445.063	435.006
(DESPESAS) RECEITAS OPERACIONAIS				
Gerais e administrativas	(72.548)	(71.047)	(91.656)	(100.868)
Remuneração dos administradores	(7.755)	(5.992)	(7.755)	(5.992)
Depreciação e amortização	(2.626)	(2.001)	(2.626)	(2.001)
Resultado de equivalência patrimonial	134.449	131.257	-	-
Amortização do direito de exploração	-	-	(128.277)	(111.006)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(3)	1	1	-
Total	51.517	52.218	(230.313)	(219.867)
LUCRO OPERACIONAL ANTES DOS EFEITOS FINANCEIROS	44.673	58.386	214.750	215.139
Receitas financeiras	17.224	13.207	55.083	56.461
Despesas financeiras	(116.844)	(63.302)	(314.243)	(254.084)
(PREJUÍZO) LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(54.947)	8.291	(44.410)	17.516
Imposto de renda e contribuição social - correntes	-	-	(47.278)	(36.226)
Imposto de renda e contribuição social - diferidos	-	-	36.671	26.971
(PREJUÍZO) LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	(54.947)	8.291	(55.017)	8.261
Atribuível aos acionistas da controladora	(54.947)	8.291	(54.947)	8.291
Atribuível a participações não controladoras	-	-	(70)	(30)
(PREJUÍZO) LUCRO POR AÇÃO				
Básico (R\$ por ação)	(0,13)	0,02	(0,13)	0,02
Diluído (R\$ por ação)	(0,23)	(0,05)	(0,23)	(0,05)

A receita operacional líquida no exercício social do exercício findo em 31 de dezembro de 2013 foi R\$1.018,6 milhões, representando um crescimento de 26% em relação ao exercício social anterior. Esse crescimento decorre, principalmente, dos seguintes fatores:

- Aquisição da Bons Ventos em junho de 2012 e de Lacenas em outubro de 2012, de forma que foi reconhecida receita de 12 meses para essas controladas em 2013;
- Entrada em operação de Bio Ipê e Bio Pedra em maio de 2012, Complexo Santa Clara em julho de 2012, Solar em novembro de 2012 e Salto Góes em dezembro de 2012, de forma que foi reconhecida receita de 12 meses para essas controladas em 2013; e
- Entrada em operação de Bio Coopcana e Bio Alvorada em maio de 2013, Campo dos Ventos II em setembro de 2013, e Complexo Atlânticas em novembro de 2013.

O custo de geração de energia elétrica no exercício social findo em 31 de dezembro de 2013 foi R\$573,5 milhões, representando um crescimento de 54% em relação ao exercício social anterior. Esse crescimento decorre da apropriação dos custos das controladas adquiridas e que iniciaram suas operações, conforme descrito anteriormente, da compra de energia no PLD – Preço de Liquidação das Diferenças devido a Companhia e determinadas controladas participam do MRE – Mecanismo de Realocação de Energia e da compra de energia para atendimento aos contratos das controladas que estavam com suas obras em atraso durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2013.

O lucro bruto no exercício social findo em 31 de dezembro de 2013 foi R\$445,1 milhões, contra um lucro bruto de R\$435,0 milhões apresentado no exercício social anterior, representando um crescimento de 2%.

As (despesas) receitas operacionais no exercício social findo em 31 de dezembro de 2013 foram R\$230,4 milhões de despesas, representando um crescimento de 5% em relação ao exercício social anterior. Esse incremento decorre, principalmente, da amortização dos direitos de exploração das controladas adquiridas ao longo de 2012, sendo elas: Bons Ventos a partir de junho de 2012 e Lacenas a partir de outubro de 2012 e das controladas que entraram em operação, sendo elas: Complexo Santa Clara a partir de julho de 2012 e Salto Goes a partir de dezembro de 2012.

O lucro operacional antes dos efeitos financeiros no exercício social findo em 31 de dezembro de 2013 foi R\$214,7 milhões, e ficou em linha com do exercício social anterior de R\$215,1 milhões.

As receitas financeiras reduziram em 2%, sendo R\$55,1 milhões e R\$56,5 milhões no exercício social findo em 31 de dezembro de 2013 e 2012, respectivamente, representadas, substancialmente, por rendimento de aplicações financeiras.

As despesas financeiras no exercício social findo em 31 de dezembro de 2013 totalizaram R\$314,2 milhões, representando um incremento de 24% em relação a 2012. Esse incremento decorre principalmente dos seguintes motivos:

- Assunção das dívidas das seguintes controladas adquiridas: Bons Ventos a partir de junho de 2012 e Lacenas a partir de outubro de 2012;
- Obtenção de financiamentos para a aquisição da Bons Ventos;
- Liberações de financiamentos para a conclusão da construção do Complexo Santa Clara, Bio Pedra, SaltoGóes, Bio Ipê, Bio Coopcana, Bio Alvorada, Complexo Atlânticas dentre outras;
- Reconhecimento de despesas financeiras no resultado do exercício das controladas que entraram em operação em 2013, sendo elas: Bio Coopcana, Bio Alvorada, Campo dos Ventos II e Salto Goes.

O lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e da contribuição social no exercício social findo em 31 de dezembro de 2013 e 2012 foi de R\$(44,4) milhões e de R\$17,5 milhões, respectivamente.

O imposto de renda e a contribuição social no exercício social findo em 31 de dezembro de 2013 totalizaram

R\$10,6 milhões negativos, no exercício social findo em 31 de dezembro de 2012 foi de R\$9,2 milhões negativos.

O lucro (prejuízo) líquido do exercício findo em 31 de dezembro de 2013 foi R\$(55,0) milhões, já no exercício social findo em 31 de dezembro de 2012 foi de R\$8,3 milhões.

<u>ATIVO</u>	<u>Controladora</u>		<u>Consolidado</u>	
	<u>31/12/12</u>	<u>31/12/11</u> Reapresentado	<u>31/12/12</u>	<u>31/12/11</u> Reapresentado
CIRCULANTE				
Caixa e equivalentes de caixa	75.122	211.732	640.085	651.573
Títulos e valores mobiliários	-	-	2.161	1.853
Contas a receber de clientes	5.248	292	170.898	74.432
Despesa antecipada de projetos	-	1.050	-	1.050
Adiantamentos a fornecedores	5.644	7.536	11.070	20.570
Impostos a recuperar	6.783	9.932	53.317	47.375
Outros créditos	<u>1.165</u>	<u>306</u>	<u>10.675</u>	<u>12.682</u>
Total do circulante	<u>93.962</u>	<u>230.848</u>	<u>888.206</u>	<u>809.535</u>
NÃO CIRCULANTE				
Depósitos judiciais	65	-	201	24
Aplicações financeiras vinculadas	-	-	121.431	72.056
Outros créditos	1.764	2.271	87.311	90.031
Impostos diferidos	-	-	11.491	7.332
Impostos a recuperar	3.128	-	38.033	47.419
Partes relacionadas	10.604	1.075	3.401	-
Investimentos	4.636.058	3.697.228	-	-
Imobilizado	12.450	6.358	4.634.346	3.118.457
Intangível	<u>9.017</u>	<u>3.965</u>	<u>3.022.243</u>	<u>2.331.486</u>
Total do não circulante	<u>4.673.086</u>	<u>3.710.897</u>	<u>7.918.457</u>	<u>5.666.805</u>
TOTAL DO ATIVO	<u>4.767.048</u>	<u>3.941.745</u>	<u>8.806.663</u>	<u>6.476.340</u>

<u>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</u>	<u>Controladora</u>		<u>Consolidado</u>	
	<u>31/12/12</u>	<u>31/12/11</u> Reapresentado	<u>31/12/12</u>	<u>31/12/11</u> Reapresentado
CIRCULANTE				
Fornecedores	9.333	1.761	76.137	57.495
Empréstimos e financiamentos	77.235	31.726	713.916	118.835
Debêntures	3.761	-	39.017	30.569
Partes relacionadas	12.810	-	-	-
Dividendos a pagar	-	-	4.000	4.417
Contas a pagar de aquisições	11.369	21.694	11.369	174.136
Obrigações trabalhistas	4.730	11.005	4.772	11.005
Obrigações tributárias	1.959	943	44.322	22.468
Adiantamentos de clientes	-	-	14.584	68.053
Provisão para custos socioambientais	-	-	9.278	3.844
Outros passivos	<u>5.608</u>	<u>4.967</u>	<u>19.907</u>	<u>31.723</u>
Total do circulante	<u>126.805</u>	<u>72.096</u>	<u>937.302</u>	<u>522.545</u>
NÃO CIRCULANTE				
Fornecedores	-	-	4.467	-
Empréstimos e financiamentos	911.265	582.103	2.485.085	1.356.308
Debêntures	426.921	-	1.080.940	486.241
Provisão para custos socioambientais e desmobilização de ativos	-	-	46.217	79.281
Provisão para riscos trabalhistas, tributários e cíveis	852	-	24.861	14.974
Impostos diferidos	-	-	926.099	728.780
Provisão para perda de investimentos	9.896	-	-	-

Outros passivos	<u>575</u>	<u>606</u>	<u>575</u>	<u>1.271</u>
Total do não circulante	<u>1.349.509</u>	<u>582.709</u>	<u>4.568.244</u>	<u>2.666.855</u>
PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
Capital integralizado	2.675.731	2.675.731	2.675.731	2.675.731
Reservas de capital	528.988	533.756	528.988	533.756
Reservas de lucros	32.663	21.565	32.663	21.565
Ajuste de avaliação patrimonial	<u>53.352</u>	<u>55.888</u>	<u>53.352</u>	<u>55.888</u>
Patrimônio líquido atribuível aos controladores	3.290.734	3.286.940	3.290.734	3.286.940
Participação de não controladores	-	-	<u>10.383</u>	-
Total do patrimônio líquido	<u>3.290.734</u>	<u>3.286.940</u>	<u>3.301.117</u>	<u>3.286.940</u>
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	<u>4.767.048</u>	<u>3.941.745</u>	<u>8.806.663</u>	<u>6.476.340</u>

Ativo Circulante

O ativo circulante aumentou 10%, passando de R\$809,7 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$888,3 milhões em 31 de dezembro de 2012. As principais variações foram:

- a) o caixa e equivalentes de caixa permaneceu substancialmente estável durante o exercício, mantendo-se em R\$651,6 milhões em 31 de dezembro de 2011 e em R\$640,1 milhões em 31 de dezembro de 2012;
- b) aumento de 130% de contas a receber de clientes, de R\$74,4 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$170,9 milhões em 31 de dezembro de 2012, principalmente, em decorrência da maior quantidade de usinas em operação e do regime favorável de ventos para as eólicas inseridas no âmbito do PROINFA.

Ativo Não Circulante

O ativo não circulante registrou um aumento de 40%, passando de R\$5.666,5 em 31 de dezembro de 2011 para R\$7.918,3 em 31 de dezembro de 2012. As principais variações foram:

- a) aumento de 68% em aplicações financeiras vinculadas, de R\$72,1 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$121,4 milhões em 31 de dezembro de 2012, em decorrência, principalmente, do reconhecimento das aplicações financeiras vinculadas da adquirida Bons Ventos em 2012;
- b) Aumento de 49% em imobilizado, de R\$3.118,5 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$4.634,3 milhões em 31 de dezembro de 2012, em decorrência dos seguintes fatores: (i) aquisição das controladas Bons Ventos, Atlântica e Lacenas em 2012 e (ii) construção de diversos ativos de geração ao longo do exercício de 2012, como por exemplo: Complexo Santa Clara, Salto Góes, Coopcana, Alvorada, Bio Ipê e Bio Pedra;
- c) Aumento de 30% em intangível, de R\$2.331,5 em 31 de dezembro de 2011 para R\$3.022,2 em 31 de dezembro de 2012, em decorrência da aquisição das controladas Bons Ventos, Lacenas e Atlântica, o que gerou um incremento relevante no direito de exploração.

Passivo Circulante

O saldo do nosso passivo circulante aumentou em 79%, passando de R\$522,5 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$937,3 milhões em 31 de dezembro de 2012. As principais variações foram:

- a) aumento de 501% em empréstimos e financiamentos, de R\$118,8 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$713,9 milhões em 31 de dezembro de 2012, em decorrência principalmente de obtenção de empréstimos de curto prazo junto a bancos financiadores durante o período de negociação de financiamentos de longo prazo para a construção de ativos de geração e devido ao não cumprimento das cláusulas restritivas do financiamento da controlada Santa Luzia, o que ocasionou na reclassificação dessa dívida para o curto prazo;

- b) aumento de 27% em remuneração de debêntures, de R\$30,6 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$39,0 milhões em 31 de dezembro de 2012, em decorrência principalmente da contratação da debêntures para aquisição da PCH Santa Luzia;
- c) aumento de 32% em pagamento a fornecedores, de R\$57,5 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$76,1 milhões em 31 de dezembro de 2012, em decorrência principalmente de contratação de empreiteiros para a construção de ativos de geração, como por exemplo: Complexo Santa Clara, Atlântica, Bio Pedra e Bio Ipê;
- d) redução de 93% em contas a pagar de projetos, de R\$174,1 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$11,4 milhões em 31 de dezembro de 2012, em decorrência principalmente do pagamento pela aquisição da PCH Santa Luzia;
- e) aumento de 97% em obrigações tributárias, de R\$22,5 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$44,3 milhões em 31 de dezembro de 2012, em decorrência principalmente de aumento do faturamento devido à aquisição de usinas operacionais e entrada em operação de controladas, conforme mencionado acima;
- f) redução de 79% em adiantamento a clientes, de R\$68,1 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$14,6 milhões em 31 de dezembro de 2012, em decorrência principalmente dos abatimento dos valores adiantados pela Eletrobras na Jantus devido a maior geração desse parque no segundo semestre de 2012;
- g) Aumento de 145% em provisão para custos socioambientais, de R\$3,8 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$9,3 milhões em 31 de dezembro de 2012, em decorrência principalmente da remensuração dos passivos e da realização de ajuste a valor presente do saldo.

Passivo Não Circulante

O saldo do nosso passivo não circulante aumentou em 71%, passando de R\$2.666,9 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$4.568,3 milhões em 31 de dezembro de 2012. As principais variações foram:

- a) aumento de 83% em empréstimos e financiamentos, de R\$1.356,3 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$2.485,1 milhões em 31 de dezembro de 2012, em decorrência principalmente da assunção das dívidas das controladas adquiridas: Bons Ventos e Lacenas e obtenção de financiamentos para o pagamento da aquisição da controlada Bons Ventos e para a construção de ativos de geração, conforme mencionado acima;
- b) aumento de 122% no saldo de debêntures, de R\$486,2 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$1.080,9 milhões em 31 de dezembro de 2012, em decorrência principalmente da contratação da debêntures para aquisição da PCH Santa Luzia e da Bons Ventos;
- c) redução de 42% em custos socioambientais e desmobilização, de R\$79,3 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$46,2 milhões em 31 de dezembro de 2012, em decorrência principalmente da remensuração das provisões efetuadas;
- d) aumento de 66% em riscos trabalhistas, tributários e cíveis, de R\$15,0 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$24,9 milhões em 31 de dezembro de 2012, decorrente do reconhecimento do passivo contingente na aquisição da Bons Ventos;
- e) aumento de 27% em impostos diferidos, de R\$728,8 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$926,1 milhões em 31 de dezembro de 2012 em decorrência, principalmente, do reconhecimento de impostos diferidos sobre os direitos de exploração das adquiridas Bons Ventos, Lacenas e Atlânticas.

Patrimônio Líquido

O patrimônio líquido teve uma variação de R\$14,2 milhões, passando de R\$3.287,0 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$3.301,2 em 31 de dezembro de 2012, em decorrência da apropriação do resultado de 2012.

ATIVO	Controladora		Consolidado	
	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
CIRCULANTE				
Caixa e equivalentes de caixa	250.402	75.122	731.055	640.085
Aplicações financeiras	-	-	23.854	-
Títulos e valores mobiliários	-	-	952	2.161
Contas a receber de clientes	6.470	5.248	209.109	170.898
Adiantamentos a fornecedores	5.820	5.644	12.502	11.070
Impostos a recuperar	3.801	6.783	48.177	53.317
Outros créditos	<u>3.094</u>	<u>1.165</u>	<u>14.821</u>	<u>10.675</u>
Total do ativo circulante	<u>269.587</u>	<u>93.962</u>	<u>1.040.470</u>	<u>888.206</u>
NÃO CIRCULANTE				
Depósitos judiciais	177	65	1.751	201
Aplicações financeiras vinculadas	-	-	133.891	121.431
Outros créditos	87	1.764	87.873	87.311
Impostos diferidos	-	-	20.004	11.491
Impostos a recuperar	-	3.128	26.346	38.033
Partes relacionadas	126.492	10.604	6.862	3.401
Investimentos	4.807.932	4.636.058	-	-
Imobilizado	12.861	12.450	5.300.413	4.634.346
Intangível	<u>7.475</u>	<u>9.017</u>	<u>2.877.626</u>	<u>3.022.243</u>
Total do ativo não circulante	<u>4.955.024</u>	<u>4.673.086</u>	<u>8.454.766</u>	<u>7.918.457</u>
TOTAL DO ATIVO	<u>5.224.611</u>	<u>4.767.048</u>	<u>9.495.236</u>	<u>8.806.663</u>

<u>PASSIVO E PATRIMÔNIO</u> <u>LÍQUIDO</u>	<u>Controladora</u>		<u>Consolidado</u>	
	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
CIRCULANTE				
Fornecedores	7.572	9.333	94.063	76.137
Empréstimos e financiamentos	231.657	77.235	848.661	713.916
Debêntures	5.065	3.761	40.751	39.017
Partes relacionadas	50.481	12.810	-	-
Dividendos a pagar	-	-	4.000	4.000
Contas a pagar de aquisições	10.477	11.369	10.477	11.369
Obrigações trabalhistas	5.626	4.730	5.669	4.772
Obrigações tributárias	2.153	1.959	46.082	44.322
Adiantamentos de clientes	-	-	11.775	14.584
Provisão para custos socioambientais	-	-	3.016	9.278
Outros passivos	<u>7.164</u>	<u>5.608</u>	<u>18.314</u>	<u>19.907</u>
Total do passivo circulante	<u>320.195</u>	<u>126.805</u>	<u>1.082.808</u>	<u>937.302</u>
NÃO CIRCULANTE				
Fornecedores	-	-	-	4.467
Empréstimos e financiamentos	856.019	911.265	2.783.224	2.485.085
Debêntures	427.403	426.921	1.091.943	1.080.940
Provisão para custos socioambientais e desmobilização de ativos	-	-	34.471	46.217
Provisão para riscos trabalhistas, tributários e cíveis	2.547	852	26.690	24.861
Impostos diferidos	-	-	897.285	926.099
Provisão para perda de investimentos	53.511	9.896	-	-
Outros passivos	<u>575</u>	<u>575</u>	<u>575</u>	<u>575</u>
Total do passivo não circulante	<u>1.340.055</u>	<u>1.349.509</u>	<u>4.834.188</u>	<u>4.568.244</u>
PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
Capital integralizado	2.907.487	2.675.731	2.907.487	2.675.731
Reserva de capital	604.589	528.988	604.589	528.988
Reservas de lucros	1.171	32.663	1.171	32.663
Ajuste de avaliação patrimonial	<u>51.114</u>	<u>53.352</u>	<u>51.114</u>	<u>53.352</u>
Patrimônio líquido atribuível aos controladores	3.564.361	3.290.734	3.564.361	3.290.734
Participação de não controladores	-	-	<u>13.879</u>	<u>10.383</u>
Total do patrimônio líquido	<u>3.564.361</u>	<u>3.290.734</u>	<u>3.578.240</u>	<u>3.301.117</u>

TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	<u>5.224.611</u>	<u>4.767.048</u>	<u>9.495.236</u>	<u>8.806.663</u>
--	-------------------------	-------------------------	-------------------------	-------------------------

Ativo Circulante

O ativo circulante aumentou 11%, passando de R\$888,3 milhões em 31 de dezembro de 2012 para R\$1.040,5 milhões em 31 de dezembro de 2013. As principais variações foram:

- a) o caixa e equivalentes de caixa aumentou 14%, de R\$640,1 milhões em 31 de dezembro de 2012 para R\$731,0 milhões em 31 de dezembro de 2013, decorrente da captação de recursos obtida com a oferta pública de ações, no montante bruto de R\$364,7 milhões, ocorrida em agosto de 2013;
- b) aumento de 22% de contas a receber de clientes, de R\$170,9 milhões em 31 de dezembro de 2012 para R\$209,1 milhões em 31 de dezembro de 2013, principalmente, em decorrência da entrada em operação da PCH Salto Góes, do Complexo Atlânticas, das Bios Coopcana e Alvorada, de Campo dos Ventos II e da Solar.

Ativo Não Circulante

O ativo não circulante registrou um aumento de 89%, passando de R\$7.918,3 em 31 de dezembro de 2012 para R\$8.454,7 em 31 de dezembro de 2013. As principais variações foram:

- a) aumento de 10% em aplicações financeiras vinculadas, de R\$121,4 milhões em 31 de dezembro de 2012 para R\$133,9 milhões em 31 de dezembro de 2013, em decorrência, principalmente, da integralização de garantias pré-existentes;
- b) aumento de 14% em imobilizado, de R\$4.634,3 milhões em 31 de dezembro de 2012 para R\$5.300,4 milhões em 31 de dezembro de 2013, em decorrência da construção de diversos ativos de geração ao longo do exercício de 2013, como por exemplo: Bios Coopcana e Alvorada, Campo dos Ventos II, Complexo Eólico Atlântica, Complexo e Eólico Macacos;
- c) redução de 5% em intangível, de R\$3.022,2 em 31 de dezembro de 2012 para R\$2.877,6 em 31 de dezembro de 2013, em decorrência da amortização do direito de exploração das controladas operacionais adquiridas ao longo de 2012 e de 2011: Bons Ventos, Jantus, Lacenas e Santa Luzia e que entraram em operação em 2012: Complexo Santas Claras.

Passivo Circulante

O saldo do nosso passivo circulante aumentou em 11%, passando de R\$937,3 milhões em 31 de dezembro de 2012 para R\$1.082,8 milhões em 31 de dezembro de 2013. As principais variações foram:

- a) aumento de 19% em empréstimos e financiamentos, de R\$713,9 milhões em 31 de dezembro de 2012 para R\$848,7 milhões em 31 de dezembro de 2013, em decorrência principalmente da obtenção de empréstimos ponte em dezembro de 2013, no montante de R\$263,7 milhões, junto ao BNDES para financiamento da construção do Complexo Atlânticas;
- b) aumento de 5% em debêntures, de R\$39,0 milhões em 31 de dezembro de 2012 para R\$40,8 milhões em 31 de dezembro de 2013, em decorrência principalmente da incidência de juros remuneratórios com vencimento de curto prazo das debêntures já emitidas;

- c) aumento de 24% em fornecedores, de R\$76,1 milhões em 31 de dezembro de 2012 para R\$94,0 milhões em 31 de dezembro de 2013, em decorrência da compra extraordinária de energia para suprir o lastro dos contratos de venda, pela alteração nos cronogramas de obras;
- d) aumento de 4% em obrigações tributárias, de R\$44,3 milhões em 31 de dezembro de 2012 para R\$46,1 milhões em 31 de dezembro de 2013, em decorrência, principalmente, pelo aumento da receita de venda de energia do exercício de 2013;
- e) redução de 19% em adiantamento a clientes, de R\$14,6 milhões em 31 de dezembro de 2012 para R\$11,8 milhões em 31 de dezembro de 2013, em decorrência principalmente da entrega de energia vendida antecipadamente à CCEE e outros clientes; e
- f) redução de 68% em provisão para custos socioambientais, de R\$9,3 milhões em 31 de dezembro de 2012 para R\$3,0 milhões em 31 de dezembro de 2013, em decorrência principalmente da revisão da provisão, efetuada no exercício de 2013 e da realização dos saldos.

Passivo Não Circulante

O saldo do nosso passivo não circulante aumentou em 6%, passando de R\$4.568,3 milhões em 31 de dezembro de 2012 para R\$4.834,2 milhões em 31 de dezembro de 2013. As principais variações foram:

- a) aumento de 12% em empréstimos e financiamentos, de R\$2.485,1 milhões em 31 de dezembro de 2012 para R\$2.783,2 milhões em 31 de dezembro de 2013, em decorrência principalmente da reclassificação da dívida da controlada Santa Luzia e da obtenção de financiamento de longo prazo do BNDES para as controladas Macacos, Pedra Preta, Juremas, Costa Branca e Campos dos Ventos II, no montante de R\$391,2 milhões;
- b) aumento de 1% no saldo de debêntures, de R\$1.080,9 milhões em 31 de dezembro de 2012 para R\$1.091,9 milhões em 31 de dezembro de 2013, em decorrência principalmente da incidência de juros remuneratórios sobre as debêntures já emitidas;
- c) redução de 25% em provisão para custos socioambientais, de R\$46,2 milhões em 31 de dezembro de 2012 para R\$34,5 milhões em 31 de dezembro de 2013, em decorrência principalmente da revisão da provisão, efetuada no exercício de 2013; e
- d) redução de 3% em impostos diferidos, de R\$926,1 milhões em 31 de dezembro de 2012 para R\$897,3 milhões em 31 de dezembro de 2013 em decorrência da amortização do imposto diferido sobre o direito de exploração das controladas operacionais adquiridas ao longo de 2012 e de 2011: Bons Ventos, Jantus, Lacenas e Santa Luzia e das que entraram em operação em 2012: Complexo Santas Claras.

Patrimônio Líquido

O patrimônio líquido teve um aumento de R\$277 milhões, passando de R\$3.301,2 milhões em 31 de dezembro de 2012 para R\$3.578,2 em 31 de dezembro de 2013, em decorrência da oferta pública de ações, realizada em julho de 2013, que gerou um aumento de capital em R\$231,7 milhões e de reserva de capital em R\$96,7 milhões e da apropriação do resultado do exercício de 2013.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2011**DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E DE 2011**

	Consolidado	
	31/12/12	31/12/11
	(em milhões de reais)	
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E DE 2012		
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	233,6	(1,4)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(1.906,9)	(950,4)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	1.661,8	1.603,4
AUMENTO (REDUÇÃO) LÍQUIDA DO SALDO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(11,5)	651,6
Início do exercício	651,6	-
No fim do exercício	640,1	651,6
AUMENTO(REDUÇÃO) LÍQUIDA DO SALDO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(11,5)	651,6

A geração de caixa operacional nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2012 e de 2011 foi de R\$234,1 milhões e de R\$(1,4) milhões, respectivamente. O incremento de caixa entre os exercícios refere-se, substancialmente, a maior quantidade de controladas em operação durante o exercício de 2012.

Atividades de Investimento

A aplicação de caixa das atividades de investimento nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2012 e de 2011 foi de R\$1.906,9 milhões e de R\$950,4 milhões, respectivamente. O aumento de aplicação de caixa entre os exercícios refere-se, substancialmente, a (i) aquisição de imobilizado para a construção de ativos de geração, como por exemplo: Complexo Santa Clara, Salto Góes, Complexo Atlântica, Coopcana, Alvorada entre outros e (ii) aquisição de controladas menos saldo líquido de caixa adquirido, como por exemplo: Jantus, Bons Ventos, Santa Luzia, Atlântica e Lacenas.

Atividades de Financiamento

A geração de caixa das atividades de financiamento nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2012 e de 2011 foi de R\$1.661,3 milhões e de R\$1603,4 milhões, respectivamente. O aumento de geração de caixa entre os exercícios refere-se, substancialmente, a (i) aumento de capital realizado na Companhia em 2011 durante a reestruturação societária entre Grupo CPFL e ERSA e (ii) obtenção de empréstimos e financiamentos e emissão de debêntures para financiar a construção de ativos de geração, conforme mencionado acima e para financiar a aquisição das controladas Bons Ventos e Santa Luzia.

Consolidado

Mensuradas ao custo	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2011
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E DE 2012			
Banco do Brasil e Itaú	1.235	4.818	8.526
Consolidado			
BNDES/BNB/FINEP/NIB - Investimento	352.829	384.629	416.677
FINEM I	31.997	35.395	38.818
FINEM II	605.263	616.806	431.493
FINEM III	113.106	124.508	136.002
FINEM IV	76.673	71.742	-
FINEM V	194.041	213.207,2	-
FINEM VI	50.811	39.024	-
FINEM VII	46.994	54.413	-
FINEM VIII	1.108	(839,3)	(1.906,9)
FINEM IX	138.101	149.557	-
FINEM X	333.745	-	-
FINEM XI	190.396	217.688,1	179.188
FINEM XII	31.168	36.662	37.356
FINEM XIII	129.659	59.025	-
FINEM XIV	2.507	-	-
FINEM XV	84.507	731,1	-
FINEM XVI	194.242	91,0	-
FINEM XVII	-	-	-
FINEM XVIII	-	-	-
FINEM XIX	-	-	-
FINEM XX	-	-	-
FINEM XXI	-	-	-
FINEM XXII	-	-	-
FINEM XXIII	-	-	-
FINEM XXIV	-	-	-
FINEM XXV	-	-	-
FINEM XXVI	-	-	-
FINEM XXVII	-	-	-
FINEM XXVIII	-	-	-
FINEM XXIX	-	-	-
FINEM XXX	-	-	-
FINEM XXXI	-	-	-
FINEM XXXII	-	-	-
FINEM XXXIII	-	-	-
FINEM XXXIV	-	-	-
FINEM XXXV	-	-	-
FINEM XXXVI	-	-	-
FINEM XXXVII	-	-	-
FINEM XXXVIII	-	-	-
FINEM XXXIX	-	-	-
FINEM XL	-	-	-
FINEM XLI	-	-	-
FINEM XLII	-	-	-
FINEM XLIII	-	-	-
FINEM XLIV	-	-	-
FINEM XLV	-	-	-
FINEM XLVI	-	-	-
FINEM XLVII	-	-	-
FINEM XLVIII	-	-	-
FINEM XLIX	-	-	-
FINEM L	-	-	-
FINEM LI	-	-	-
FINEM LII	-	-	-
FINEM LIII	-	-	-
FINEM LIV	-	-	-
FINEM LV	-	-	-
FINEM LVI	-	-	-
FINEM LVII	-	-	-
FINEM LVIII	-	-	-
FINEM LIX	-	-	-
FINEM LX	-	-	-
FINEM LXI	-	-	-
FINEM LXII	-	-	-
FINEM LXIII	-	-	-
FINEM LXIV	-	-	-
FINEM LXV	-	-	-
FINEM LXVI	-	-	-
FINEM LXVII	-	-	-
FINEM LXVIII	-	-	-
FINEM LXIX	-	-	-
FINEM LXX	-	-	-
FINEM LXXI	-	-	-
FINEM LXXII	-	-	-
FINEM LXXIII	-	-	-
FINEM LXXIV	-	-	-
FINEM LXXV	-	-	-
FINEM LXXVI	-	-	-
FINEM LXXVII	-	-	-
FINEM LXXVIII	-	-	-
FINEM LXXIX	-	-	-
FINEM LXXX	-	-	-
FINEM LXXXI	-	-	-
FINEM LXXXII	-	-	-
FINEM LXXXIII	-	-	-
FINEM LXXXIV	-	-	-
FINEM LXXXV	-	-	-
FINEM LXXXVI	-	-	-
FINEM LXXXVII	-	-	-
FINEM LXXXVIII	-	-	-
FINEM LXXXIX	-	-	-
FINEM LXXXX	-	-	-
FINEM LXXXXI	-	-	-
FINEM LXXXXII	-	-	-
FINEM LXXXXIII	-	-	-
FINEM LXXXXIV	-	-	-
FINEM LXXXXV	-	-	-
FINEM LXXXXVI	-	-	-
FINEM LXXXXVII	-	-	-
FINEM LXXXXVIII	-	-	-
FINEM LXXXXIX	-	-	-
FINEM LXXXXX	-	-	-
FINEM LXXXXXI	-	-	-
FINEM LXXXXXII	-	-	-
FINEM LXXXXXIII	-	-	-
FINEM LXXXXXIV	-	-	-
FINEM LXXXXXV	-	-	-
FINEM LXXXXXVI	-	-	-
FINEM LXXXXXVII	-	-	-
FINEM LXXXXXVIII	-	-	-
FINEM LXXXXXIX	-	-	-
FINEM LXXXXXX	-	-	-
FINEM LXXXXXXI	-	-	-
FINEM LXXXXXXII	-	-	-
FINEM LXXXXXXIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXIV	-	-	-
FINEM LXXXXXXV	-	-	-
FINEM LXXXXXXVI	-	-	-
FINEM LXXXXXXVII	-	-	-
FINEM LXXXXXXVIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXIX	-	-	-
FINEM LXXXXXXX	-	-	-
FINEM LXXXXXXXI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIX	-	-	-
FINEM LXXXXXXXI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIX	-	-	-
FINEM LXXXXXXXI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIX	-	-	-
FINEM LXXXXXXXI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIX	-	-	-
FINEM LXXXXXXXI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIX	-	-	-
FINEM LXXXXXXXI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIX	-	-	-
FINEM LXXXXXXXI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIX	-	-	-
FINEM LXXXXXXXI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIX	-	-	-
FINEM LXXXXXXXI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIX	-	-	-
FINEM LXXXXXXXI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIX	-	-	-
FINEM LXXXXXXXI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIX	-	-	-
FINEM LXXXXXXXI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIX	-	-	-
FINEM LXXXXXXXI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIX	-	-	-
FINEM LXXXXXXXI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIX	-	-	-
FINEM LXXXXXXXI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIX	-	-	-
FINEM LXXXXXXXI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIX	-	-	-
FINEM LXXXXXXXI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIX	-	-	-
FINEM LXXXXXXXI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIX	-	-	-
FINEM LXXXXXXXI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIX	-	-	-
FINEM LXXXXXXXI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIX	-	-	-
FINEM LXXXXXXXI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIX	-	-	-
FINEM LXXXXXXXI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXV	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVI	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXVIII	-	-	-
FINEM LXXXXXXXIX	-	-	-
FINEM LXXXXXXXI	-	-	-

Complexo Atlânticas quitadas no exercício de 2012, enquanto em 2013 não houveram pagamentos de aquisições.

Atividades de Financiamento

A geração de caixa das atividades de financiamento nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e de 2012 foi de R\$683,1 milhões e de R\$1.661,8 milhões, respectivamente. A diminuição de geração de caixa entre os exercícios refere-se, substancialmente, ao pagamentos de financiamentos e redução na obtenção dos mesmos ocorrido durante o exercício de 2013.

Obrigações contratuais

A tabela sumariza as obrigações existentes em 31 de dezembro de 2013.

Vencimento por período

	Menos de 1 ano	1 - 3 anos	3 - 5 anos	Mais de 5 anos	Total
	(em milhares de reais)				
Empréstimos e Debêntures	848.661	791.005	773.920	1.218.299	3.631.885
Arrendamento	40.751	272.042	325.438	494.463	1.132.694
Contratos de construção de usinas.....	12.161	39.410	45.111	223.554	320.236
Contratos de operação e manutenção de usinas	728.395	32.611	202.421	-	963.427
	27.503	57.041	37.276	-	121.820
Total*	1.657.471	1.192.109	1.384.166	1.936.316	6.170.062

(1) Esse total é baseado nas informações existentes na data de 31 de dezembro de 2013 e não contemplam a expectativa de juros futuros.

Em adição as informações apresentadas na tabela acima:

(a) A Companhia firmou compromisso com o sócio minoritário referente a pagamento complementar na compra das SPEs Cajueiro Energia S.A. e Baixa Verde Energia S.A, condicionado à viabilização dos parques eólicos para participação em leilões de energia para construção de empreendimentos. Caso a transação seja completada, a Companhia deverá desembolsar até 2015 o montante de R\$4.442 atualizado monetariamente pelo IGP-M. Esse valor está registrado como passivo na rubrica de contas a pagar de aquisições em 31 de dezembro de 2013 e não contemplam a expectativa de juros futuros.

(b) A Companhia firmou compromisso com a CPFL Comercialização Brasil referente a compra de energia em 2014 no montante de 25.328 MWh equivalente a R\$2.617. Esse valor não está registrado como passivo em 31 de dezembro de 2013 e não contempla a expectativa de juros futuros.

10.2 Resultado operacional financeiro

a) Resultados das operações da Companhia, em especial:

i) descrição de quaisquer componentes importantes da receita

Ao final de 2013, o parque gerador da CPFL Renováveis atingiu 1.283,2 MW de capacidade instalada em operação nas quatro fontes de energia renovável em que a Companhia atua. Em relação ao ano de 2012, o crescimento foi de 11,3%. Ainda estão em construção 19 parques eólicos, com 503 MW de capacidade instalada, sendo o cronograma de entrada em operação da seguinte forma: 198 MW em 2014, 254 MW em 2016 e 51 MW em 2018.

A Companhia apresenta suas demonstrações financeiras considerando somente um segmento operacional, o de geração e comercialização de energia elétrica por meio de contratos de longo prazo, que representa a receita operacional líquida total da Companhia (sendo, portanto, seu componente exclusivo e mais importante de receita) e foi de R\$171,9 milhões no exercício social findo em 31 de dezembro de 2011, de R\$806,4 milhões no exercício social findo em 31 de dezembro de 2012 e de R\$1.018,6 milhões no exercício social findo em 31 de dezembro de 2013, uma vez que a natureza dos serviços, categoria de clientes e dos serviços, métodos de distribuição e comercialização e outros aspectos como o ambiente regulatório são os mesmos para os diversos tipos de usinas (hidrelétrica, eólica, biomassa e solar).

ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais.

Os nossos resultados operacionais foram fortemente afetados no exercício findo em 31 de dezembro de 2011 pela associação dos ativos da ERSa e da CPFL Energias conforme descrito no item 10.3.b abaixo. O nosso resultado operacional consolidado no exercício findo em 31 de dezembro de 2011 foi de R\$47,3 milhões.

No ano de 2012 o crescimento de R\$ 634,5 milhões na Receita Operacional Líquida que totalizou R\$ 806,4 milhões, deve-se principalmente a três fatores:

- Constituição da CPFL Renováveis (ago/11);
- Aquisição das empresas: Jantus (dez/11) e Santa Luzia (dez/11) – reconhecimento de resultados de 1 mês da Jantus em 2011 e dos 12 meses de 2012 de Jantus e Santa Luzia, BVP – parques Taíba Albatroz, Bons Ventos, Enacel e Canoa Quebrada (jun/12) e Lacenas (out/12) – contribuição em 2012, decorrente do resultado de 7 meses de BVP e de 3 meses de Lacenas.
- Entrada em operação dos seguintes projetos: Baía Formosa (set/11) e Buriti (out/11) – receitas obtidas em 2011 referem-se à 4 meses de operação de Baía Formosa e 3 meses de operação de Buriti. Em 2012, as receitas obtidas em ambos os projetos correspondem a 12 meses; Ipê (mai/12), Pedra (jun/12), Complexo Santa Clara – parques Santa Clara I ao VI e Eurús VI (jul/12), Solar I (dez/12) e Salto Góes (dez/12) – as receitas decorrem de 8 meses de Ipê, de 7 meses de Pedra, de 6 meses do complexo Santa Clara e de 1 mês da Solar I e Salto Góes alocados em 2012.

Os custos de geração de energia elétrica totalizaram R\$ 387,8 milhões em 2012, o acréscimo de R\$ 342,1 milhões decorre do incremento no portfólio de ativos.

As Despesas evoluíram R\$ 124,6 milhões, totalizando R\$ 203,5 milhões em 2012. A amortização do direito de exploração de R\$ 92,2 milhões, a provisão para perda de Baldin de R\$ 13,8 milhões e as despesas com a preparação para o IPO de R\$ 8,2 milhões são as principais razões para tal incremento.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2012, nosso resultado operacional foi de R\$215,1 milhões, conforme mencionado no item 10.1.

Em 2013, a receita alcançou R\$ 1.018,6 milhões, um incremento de 26,2% em relação ao ano de 2012. O crescimento é explicado pelo início da vigência dos contratos de venda para os seguintes projetos:

- Bio Coopcana e Bio Alvorada (maio/2013), Campo dos Ventos II (setembro/2013) e Complexo eólico Atlântica (novembro/2013).

Adicionalmente ocorreu o ciclo completo de venda de energia em 2013 dos seguintes projetos: Bio Ipê, Bio Pedra (maio/2012), Bons Ventos (junho/12), Complexo eólico Santa Clara (julho/2012), Usina Ester (outubro/12), Usina Solar Tanquinho (novembro/2012), PCH Salto Góes (dezembro/2012).

Os custos de compra de energia totalizaram R\$ 225,9 milhões em 2013, R\$ 146,0 milhões superior ao registrado no ano de 2012 (R\$ 79,9 milhões). Essa variação deve-se, principalmente, aos seguintes itens extraordinários:

- a. da compra de energia para atender ao lastro de contratos de venda de energia, conforme citado acima, no montante de R\$ 142,3 milhões em 2013; e
- b. da aplicação do GSF - no valor de R\$ 32,4 milhões no acumulado de 2013 (impacto apenas no 1T13). As condições hidrológicas desfavoráveis no 1S13, juntamente com a sazonalização de energia feita pelos agentes no início de 2013, ocasionaram a aplicação do GSF e, conseqüentemente, a necessidade de compra de energia por diversos geradores participantes do MRE.

O custo com depreciação e amortização totalizou R\$ 217,5 milhões em 2013, 23,4% superior ao registrado em 2012. Essa variação é explicada pelo aumento na depreciação dos ativos que entraram em operação no ano de 2013 e pelas despesas com depreciação deste ano refletem os 12 meses de reconhecimento contábil dos ativos que entraram em operação e os que foram adquiridos ao longo de 2012.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2013, nosso resultado operacional foi de R\$214,8 milhões, conforme mencionado no item 10.1.

b) Variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços

A Diretoria esclarece que não houve no exercício findo em 31 de dezembro de 2011, no exercício findo em 31 de dezembro de 2012 ou no exercício findo em 31 de dezembro de 2013 variações em nossas receitas decorrentes de modificações de preços ou taxas de câmbio.

Vale mencionar que os contratos de venda de energia são reajustados anualmente pelos IPCA e IGPM.

Vale ressaltar que todas as receitas da Companhia são denominadas em moeda local.

Com relação ao portfólio da Companhia, houve a adição das receitas advindas dos ativos de energias renováveis da CPFL Energia que foram agregados ao nosso portfólio em agosto de 2011, e dos ativos da Jantus e da BVP agregados ao nosso portfólio em dezembro de 2011 e junho de 2012, respectivamente, de entrada em operação do Complexo Santa Clara em julho de 2012, Bio Pedra e Bio Ipê em maio de 2012, da PCH Salto Góes em dezembro de 2012, Bios Coopcana e Alvorada em maio de 2013, Campo dos Ventos II em setembro de 2013 e do Complexo Atlânticas em novembro de 2013.

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 da Companhia

Nosso desempenho financeiro pode ser afetado pela inflação, uma vez que possuímos uma parcela relevante dos nossos custos e despesas operacionais incorrida em reais e tais custos e despesas são reajustados pela composição de diversos índices de inflação, tais como Índice Geral de Preços do Mercado ("IGP-M") e Índice Nacional de Preços ao Consumidor ("INPC"). Especificamente, os custos com a folha salarial e com a terceirização de serviços, que são os mais relevantes para nossas atividades, são influenciados, respectivamente, pela variação do INPC e pela variação do IGP-M e sofreram, no exercício findo em 31 de dezembro de 2011, no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2013 aumentos advindos de tal correção.

Nosso resultado operacional e financeiro no exercício findo em 31 de dezembro de 2011, no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2013 não sofreu impactos relevantes de variação cambial.

A receita bruta também é afetada pela inflação, pois nossos contratos de compra e venda de energia são indexados a taxas de correção de inflação. De modo geral, somos capazes de repassar aos nossos clientes o aumento dos nossos custos com inflação, tal como ocorreu ao longo dos exercícios findo em 31 de dezembro de 2011, 31 de dezembro de 2012 e no exercício findo em 31 de dezembro de 2013 em relação a todos os nossos contratos de venda de energia a longo prazo.

Os indicadores que impactam o nosso endividamento são TJLP (BNDES-FINAME), CDI, IGPM e TR (empréstimos bancários e debêntures). Atualmente não temos endividamento bancário indexado em moeda estrangeira.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2013	2012	2011
Crescimento do PIB (em reais)	2,3%	1,0%	2,7%
Inflação (IGP-M) ⁽¹⁾	5,5%	7,8%	5,1%
Inflação (IPCA) ⁽²⁾	5,9%	5,8%	6,5%
Taxa de câmbio média – US\$1,00 ⁽³⁾	R\$2,174	R\$1,958	R\$1,671
Taxa de câmbio no fim do período – US\$1,00	R\$2,343	R\$2,044	R\$1,876
<u>Depreciação (valorização) do real x dólar norte-americano</u>	14,6%	9,0%	12,6%

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.

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

a) Introdução ou alienação de segmento operacional.

A Companhia foi constituída para gerar energia elétrica a partir de fontes renováveis, atuando no desenvolvimento, construção e operação de um portfólio de usinas de pequeno e médio porte de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), Usinas Eólicas e Usinas Movidas a Biomassa.

Atualmente, nosso portfólio de projetos totaliza 1.283,2, MW de capacidade instalada em operação e 503,5 MW de capacidade em construção, sendo composto de 35 (trinta e cinco) PCHs em operação (326,6 MW), 16 (dezesseis) Parques Eólicos em operação (585,5 MW) e 19 (dezenove) Parques Eólicos em construção (503,5 MW), 8 (oito) Usinas Termelétricas a Biomassa em operação (370,0 MW), e um projeto de energia solar em operação (1,1 MW).

Os números acima consideram que, em 2012 a Companhia celebrou três contratos de aquisição de (i) quatro parques eólicos em construção e com sua energia já comercializada, localizados no município de Palmares do Sul, Estado do Rio Grande do Sul, que em conjunto possuem potência instalada de 120 MW – Complexo Atlântica (conforme comunicado ao mercado de 13 de janeiro de 2012); (ii) quatro parques eólicos em operação (Taíba Albatroz, Canoa Quebrada, Bons Ventos e Enacel) no Estado do Ceará, com capacidade instalada total de 157,5 MW; e (iii) aquisição dos ativos de co-geração de energia elétrica e vapor d'água da SPE Lacenas Participações Ltda., controlada da Usina Ester, localizada no município de Cosmópolis, Estado de São Paulo e com 40MW de potencia instalada. Adicionalmente, consideram que, em 2013 a Companhia celebrou contrato de aquisição de 100% ações da sociedade Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A., que detém autorizações outorgadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") para explorar os parques eólicos: (i) Canoa Quebrada, com capacidade instalada de 10,5 MW; e (ii) Lagoa do Mato, com capacidade instalada de 3,2 MW ("Parques Eólicos"). Os Parques Eólicos localizam-se no município de Aracati, no Estado do Ceará e se encontram em operação comercial plena, sendo que a totalidade da energia gerada pelos Parques Eólicos está contratada com a Eletrobrás, através do PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. Essa transação foi concluída em 27 de fevereiro de 2014.

Ademais, os números acima também consideram a conclusão dos 7 (sete) parques eólicos do Complexo Santa Clara, no total de 188 MW e 1 (um) parque eólico de Campo dos Ventos II, no total de 30 MW. Tais parques estão aptos para gerar energia, porém aguarda-se o término da construção da ICG (Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada) para o início efetivo das operações. Apesar disto, a ANEEL criou um procedimento para que as Companhias comprovem a conclusão das obras e passem a ter direito, a partir de 01 de julho de 2012, à receita correspondente ao faturamento contratado no Leilão de Energia de Reserva (LER) 2009 para o Complexo Santa Clara e a partir de 27 de setembro de 2013, à à receita correspondente ao faturamento contratado no Leilão de Energia de Reserva (LER) 2010 para Campo dos Ventos II.

Não houve alienação de qualquer ativo relevante da Companhia até a data de 31 de dezembro de 2013.

b) Constituição, aquisição ou alienação de participação societária.

Em 19 de abril de 2011, a Companhia e seus acionistas celebraram um acordo de associação com a CPFL Energia por meio do qual foram estabelecidos os termos e condições visando a associação de ativos e projetos de energia renovável detidos pela Companhia e pelas controladoras CPFL Energia, a saber: CPFL Geração e CPFL Brasil (a "Associação"). Esta associação inclui parques eólicos, usinas termelétricas à biomassa e pequenas centrais hidroelétricas localizadas no Brasil. Em 24 de agosto de 2011 a Associação foi concluída entre a CPFL e os atuais acionistas da ERSA, mediante a aprovação e implementação da incorporação da Smita, razão pela qual os Empreendimentos da CPFL e os Empreendimentos da ERSA passaram a ser operados pela ERSA. Nesta data, a CPFL Geração e CPFL Brasil, passaram à condição de acionistas da ERSA, mediante a emissão de 913.475.233 (novecentas e treze milhões, quatrocentas e setenta e cinco mil, duzentas e trintas e três ações novas ações ordinárias da ERSA. Por fim, a ERSA teve sua denominação social alterada para CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis" ou "Companhia").

Em julho de 2011, a Companhia assinou, por meio de uma de suas sociedades controladas, contrato de parceria com a Usina Alvorada Açúcar e Álcool Ltda, com o objetivo de desenvolver, construir e operar uma usina termoelétrica movida a biomassa (bagaço de cana), situada no município de Araporã – MG, visando a produção de energia elétrica e vapor d'água para auto-consumo da usina e a venda da energia excedente pela sociedade controlada. A potência instalada da usina será de 50MW, dos quais 18MW médios serão exportados como excedente.

Em 02 de agosto de 2011, a Companhia assinou, por meio de uma de suas sociedades controladas, contrato de parceria com a Cooperativa Agrícola Regional de Produtores de Cana Ltda. O objetivo é desenvolver, construir e operar uma usina termoelétrica ("UTE Coopcana") movida a biomassa (bagaço de cana), situada no município de São Carlos do Ivaí (PR), visando a produção de energia elétrica e vapord'água para o auto-consumo da usina e a venda da energia excedente pela sociedade controlada. A potência instalada da UTE Coopcana será de 50 MW, dos quais 18 MW médios serão exportados como excedente.

Em 17 de agosto de 2011 adquirimos a pequena central hidrelétrica Santa Luzia (SC – 28,5 MW), conforme comunicado divulgado ao mercado. Em 29 de dezembro de 2011 foi concretizada a transferência de 100% das ações, pertencentes à PST Energias Renováveis e Participações, com a aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica ("Aneel") e do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social ("BNDES"). A PCH situada entre os municípios catarinenses de São Domingos e Iguazu tem energia assegurada de 18,4 MW médios e toda a energia gerada por ela foi vendida por contratos de longo prazo. A unidade entrou em operação em julho de 2011 e passa a integrar o portfólio da nossa Companhia.

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. O valor pago pela Santa Luzia Energética foi de R\$151.534. A transferência do controle da Santa Luzia para a Companhia foi aprovada pela ANEEL, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e Banco do Brasil S.A. Adicionalmente a Companhia complementou, como ajuste de preço da aquisição, o montante de R\$908.

Em 21 de dezembro de 2011, concluímos a aquisição de 100% das quotas representativas do capital social da Jantus SL. Através desta aquisição adquirimos, indiretamente, a totalidade do capital da SIIF Énergies do Brasil Ltda. e da SIIF Desenvolvimento de Projeto de Energia Eólica Ltda., com um total de 4 parques eólicos em operação no Estado do Ceará, totalizando capacidade instalada de 210 MW, além de um portfólio de 412 MW em projetos certificados e elegíveis para participação nos próximos leilões de energia e 320 MW em projetos não-certificados.

O preço total de aquisição das cotas, após os ajustes previstos no Contrato de Compra e Venda foi de R\$1.517.209, correspondente à: (a) o valor de R\$841.768, desembolsado da seguinte forma: (i) R\$468.916 pagos à vista pela compradora aos vendedores; mais (ii) o equivalente em euros à R\$354.420 contribuídos pela compradora ao capital da Jantus para quitação de determinadas obrigações perante terceiros; e (iii) R\$18.432 referente a complemento de ajuste de preço; e (b) a assunção de dívida líquida no valor de R\$675.441.

Em 12 de janeiro de 2012, a Companhia adquiriu da Cobra Instalaciones y Servicios S.A. a totalidade das ações de emissão das seguintes SPEs: (i) Atlântica I Parque Eólico S.A., (ii) Atlântica II Parque Eólico S.A., (iii) Atlântica IV Parque Eólico S.A. e (iv) Atlântica V Parque Eólico S.A. As quatro empresas que, em conjunto, possuem uma potência instalada de 120 MW, tiveram toda sua energia certificada e comercializada no leilão de fontes alternativas – LFA, realizado em 26 de agosto de 2010. A transferência do controle do Complexo eólico Atlântica para a Companhia foi aprovada pela ANEEL, conforme fato relevante divulgado em 26 de março de 2012.

O valor de R\$24.528 foi pago aos vendedores em março de 2012, sendo: (i) valor principal de R\$24.000; e (ii) complemento de preço no valor de R\$528.

Em 9 de março de 2012, a Companhia assinou contrato de aquisição de 100% dos ativos de cogeração de energia elétrica e vapor d'água da SPE Lacenas Participações Ltda., controlada pela Usina Açucareira Ester. Cerca de 7 MW médios de energia de cogeração da Usina Ester já foram comercializados no leilão de fontes alternativas (LFA) de 2007, com prazo de 15 anos e com preço médio de venda de R\$177 por MWh (na data-base de janeiro de 2012). O restante, 3,2 MW médios de energia, será comercializado no mercado livre.

A transferência de controle da SPE Lacenas para a Companhia foi aprovada pela ANEEL em 02 de outubro de 2012, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES em 14 de agosto de 2012.

Em 18 de outubro de 2012, a Companhia concluiu a aquisição da Usina Ester (SPE Lacenas). O valor pago pela SPE Lacenas foi de R\$111.500, sendo R\$55.244 pagos em caixa aos vendedores, e com assunção de dívida líquida no valor de R\$56.256.

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

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

Conforme Comunicado ao Mercado, publicado em 19 de junho de 2012, a Companhia adquiriu 100% das ações da sociedade BVP S.A, controladora da sociedade Bons Ventos Geradora de Energia S.A., sendo o preço total da aquisição no valor de R\$1.095.291, que compreende: (i) o valor de R\$445.124 pago aos vendedores; (ii) assunção de dívida líquida no valor R\$439.191; e (iii) R\$127.548 destinado à liquidação de debêntures emitidas pela Bons Ventos Geradora de Energia S.A. Adicionalmente a Companhia complementou, como ajuste de preço da aquisição, o montante de R\$83.428.

Conforme Comunicado ao Mercado, publicado em 18 de junho de 2013, a Companhia assinou contrato de aquisição de 100% dos ativos dos parques eólicos (i) Canoa Quebrada, com capacidade instalada de 10,5 MW; e (ii) Lagoa do Mato, com capacidade instalada de 3,2 MW localizados no litoral do Estado do Ceará. Ambos encontram-se em operação comercial, sendo que a totalidade da energia gerada pelos Parques

Eólicos está contratada com a Eletrobrás, através do PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. O preço total da aquisição é de R\$103.367, que compreende: (i) o valor de R\$70.296 a ser pago ao vendedor; e (ii) a assunção de dívida da Rosa dos Ventos no valor de R\$33.071; os quais poderão ser ajustados até a finalização do balanço de fechamento, conforme previsto no contrato de compra e venda de ações. A aquisição do controle e o pagamento do preço foram concluídos em 27 de fevereiro de 2014.

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

a) Mudanças significativas nas práticas contábeis.

A reestruturação descrita no item 10.3.b (concluída em 24 de agosto de 2011) acima resultou em uma aquisição reversa de acordo com o CPC 15 (R1) – Combinação de Negócios e IFRS 3 (R) – “Business Combination”, uma vez que a CPFL Energia, por meio de suas controladas diretas CPFL Geração, CPFL Brasil e da SMITA, passou a deter o controle da ERSA. Para efeitos de registro contábil, de acordo com as normas contábeis que consideram a essência econômica da transação, embora a ERSA tenha emitido ações e, na “forma”, tenha adquirido a SMITA, a CPFL Energia passou a deter indiretamente 54,5% das ações ordinárias com poder de voto na ERSA, passando a controlar de fato esta Companhia.

b) Efeitos significativos das alterações em práticas contábeis.

Como resultado da mudança descrita no item anterior, e seguindo os preceitos do CPC 15 (R1) e IFRS 3 (R), os ativos e passivos líquidos (acervo líquido) da ERSA foram avaliados ao seu valor justo (“fair value”) e alocados conforme laudo de avaliação preparado por especialistas, o qual gerou o registro na ERSA de: (a) um ativo intangível – direito de concessão no montante de R\$1.113,5 milhões; (b) estorno do saldo do intangível (“goodwill”) no montante de R\$200,0 milhões; (c) o registro de imposto de renda e contribuição social diferidos, no passivo não circulante, no montante de R\$378,6 milhões; e (d) outros passivos circulantes no montante de R\$1,1 milhão. Isso perfaz o valor de R\$533,7 milhões, registrado como “reserva de capital – ágio na subscrição de ações” no patrimônio líquido da Companhia, em agosto de 2011, conforme explicado mais acima nesta nota.

Os impostos diferidos (passivo) foram constituídos sobre a diferença entre a mais-valia dos ativos identificáveis e adquiridos e os respectivos valores contábeis desses ativos, uma vez que as bases fiscais destes não foram afetadas pela combinação de negócio e, conseqüentemente, geraram diferenças temporárias. Esses impostos diferidos foram constituídos utilizando-se a alíquota de 34% sobre a mais-valia desses ativos, independentemente do regime de tributação utilizado pelas empresas controladas. O valor do imposto de renda diferido será realizado contabilmente a medida que o ativo intangível seja amortizado ou no caso do investimento ser vendido pela controladora. Adicionalmente, a maioria das controladas são tributadas pelo regime de lucro presumido, no qual a amortização não é dedutível. Desta forma, na controladora sua realização fiscal ocorre pela venda do ativo imobilizado na controlada ou por venda do investimento pela controladora, o que levaria a uma tributação de 34% na controladora, na apuração de ganho de capital.

Uma vez concluído o processo de reestruturação societária descrito acima, a ERSA (entidade legal sobrevivente) passou a se denominar CPFL Energias Renováveis S.A.

Apresentação das demonstrações financeiras após associação ERSA/CPFL

a) As demonstrações financeiras consolidadas de 2011 e 2012 foram preparadas e estão sendo apresentadas sob o nome da adquirente legal (CPFL Renováveis), mas seguindo a essência econômica da

transação, como uma continuação das demonstrações financeiras da adquirente econômica (SMITA) de acordo com o CPC 15 (R1) e IFRS 3 (R), parágrafo B21.

1) Sendo assim, as demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis refletem:

Ativos e passivos da adquirente econômica (SMITA) pelos seus valores de livros contábeis (valor contábil) pré-combinação.

Ativos e passivos da adquirida econômica (ERSA), mensurados pelo valor justo na data da transação, de acordo com o CPC 15 (R1) e IFRS 3 (R), refletindo a realização dos valores justos dos ativos e passivos da ERSA a partir da data da transação, 24 de agosto de 2011.

A estrutura de capital apresentada nas demonstrações financeiras da CPFL Renováveis reflete o capital social de ERSA antes da reestruturação societária, acrescido dos efeitos de aumento de capital em virtude da emissão de ações e incorporação da SMITA, conforme detalhado anteriormente.

2) Seguindo a essência econômica da transação, as demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis para o período comparativo devem ser as demonstrações financeiras consolidadas da adquirente econômica da transação, ou seja, SMITA. Como a SMITA foi constituída em 3 de janeiro de 2011 e não realizou transações econômicas no primeiro semestre de 2011 e, conseqüentemente, não possui informações para fins de comparação. Somente a partir do 3º trimestre de 2012, as demonstrações financeiras passaram a ser comparativas.

b) Na preparação e apresentação das demonstrações financeiras individuais (controladora) da CPFL Renováveis de 2012, foi considerado o que prescreve o CPC 43 (R1) – Adoção Inicial dos Pronunciamentos Técnicos CPC 15 a 41, parágrafo 8, que prevê que a entidade deve transpor, para suas demonstrações financeiras individuais, todos os ajustes para obter o mesmo patrimônio líquido em ambos os balanços patrimoniais, consolidados e individuais. Foi também considerada a interpretação técnica ICPC 09 – Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial, parágrafo 68, a qual menciona que as demonstrações financeiras individuais da controladora devem refletir a situação da controladora individual, mas sem perder de vista que elas estão vinculadas ao conceito de entidade econômica como um todo; nesse sentido estão envolvidos os patrimônios da controladora e controlada. Sendo assim:

c) Ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

O relatório da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes sobre as demonstrações financeiras do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012 e 2011 inclui parágrafo de ênfase sobre o fato de que, conforme descrito na nota explicativa nº 2, as demonstrações financeiras individuais foram elaboradas de acordo com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil. No caso da Companhia essas práticas diferem das IFRSs, aplicáveis às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas pelo método de equivalência patrimonial, enquanto para fins de IFRSs seria custo ou valor justo.

O relatório da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes sobre as demonstrações financeiras do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2013 e 2012 inclui parágrafo de ênfase sobre o fato de que, conforme descrito na nota explicativa nº 2.1, as demonstrações financeiras individuais foram elaboradas de acordo com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil. No caso da Companhia essas práticas diferem

das IFRSs, aplicáveis às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas pelo método de equivalência patrimonial, enquanto para fins de IFRSs seria custo ou valor justo. Adicionalmente, também consta a ênfase sobre a reapresentação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2012, conforme mencionado na nota explicativa nº 2.6, a Companhia está reapresentando as demonstrações financeiras consolidadas, relativas ao exercício findo de 31 de dezembro de 2012 para contemplar algumas reclassificações. Essas reclassificações não afetam o resultado do exercício e o saldo do patrimônio líquido.

10.5 Políticas contábeis críticas

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.

Combinação de negócios

Nas demonstrações financeiras consolidadas, as aquisições de negócios são contabilizadas pelo método de aquisição ou de aquisição reversa. A contrapartida transferida em uma combinação de negócios é mensurada pelo valor justo. Os custos relacionados à aquisição são reconhecidos no resultado, quando incorridos.

Os ativos adquiridos e os passivos assumidos identificáveis são reconhecidos pelo valor justo na data da aquisição. As participações dos acionistas não controladores, que correspondam a participações atuais e conferem aos seus titulares o direito a uma parcela proporcional dos ativos líquidos da Companhia no caso de liquidação, são mensuradas com base na parcela proporcional das participações não controladoras nos valores reconhecidos dos ativos líquidos identificáveis da adquirida.

A transação com o Grupo CPFL, ocorrida no exercício findo em 31 de dezembro de 2011, foi caracterizada como aquisição reversa de acordo com o CPC 15 (R1) – Combinação de negócios.

As transações relacionadas às aquisições da Jantus e Santa Luzia, ocorridas no exercício findo em 31 de dezembro de 2011, e as transações relacionadas às aquisições do Complexo Atlântica, BVP e Lacenas, ocorridas no exercício findo em 31 de dezembro de 2012, foram avaliadas de acordo com o CPC 15 (R1) – Combinação de negócios.

Instrumentos financeiros

Ativos financeiros

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

a) Instrumentos financeiros registrados pelo valor justo por meio de resultado: são ativos mantidos para negociação ou designados como tal no momento do reconhecimento inicial. A Companhia e suas controladas gerenciam esses ativos e tomam decisões de compra e venda com base em seus valores justos de acordo com a gestão de riscos documentada e sua estratégia de investimentos. Esses ativos financeiros são registrados pelo respectivo valor justo, cujas mudanças são reconhecidas no resultado do exercício.

Os principais ativos financeiros que a Companhia e suas controladas possuem e mantêm classificados nesta categoria são: títulos e valores mobiliários.

b) Empréstimos e recebíveis: são ativos com pagamentos fixos ou determináveis que não são cotados em um mercado ativo. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo e, após o reconhecimento inicial, avaliados pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, deduzidos de perdas por redução ao valor recuperável.

A Companhia e suas controladas têm como principais ativos financeiros classificados nessa categoria: (i) caixa e equivalentes de caixa; (ii) contas a receber de clientes; (iii) partes relacionadas; e (iv) aplicações financeiras vinculadas.

Passivos financeiros:

São reconhecidos inicialmente na data em que são originados ou na data de negociação em que a Companhia ou suas controladas se tornam parte das disposições contratuais do instrumento.

Passivos financeiros são reconhecidos inicialmente pelo valor justo, acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis, e, posteriormente, registrados pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos.

Os principais passivos financeiros classificados nessa categoria são: (i) fornecedores; (ii) empréstimos e financiamentos; (iii) encargos de dívidas; e (iv) outras contas a pagar.

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

Imobilizado

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

No caso de substituição de componentes do ativo imobilizado, o novo componente é registrado pelo custo de aquisição (reposição) caso seja provável que traga benefícios econômicos para a Companhia e

suas controladas e se o custo puder ser mensurado de forma confiável, sendo baixado o valor do componente repostado. Os custos de manutenção são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

A depreciação é calculada pelo método linear, a taxas anuais variáveis de 2% a 20%, levando em consideração a vida útil estimada dos bens. Os ativos estão sendo depreciados por essas taxas, desde que a vida útil estimada dos bens não ultrapasse o prazo da concessão/autorização, quando, então, são depreciados por este prazo.

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

Intangível

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

Nas demonstrações financeiras individuais, o direito de exploração de autorização, e respectivos impostos, são incluídos no valor contábil dos investimentos e são apresentados como intangível e impostos diferidos nas demonstrações financeiras consolidadas.

O ativo intangível que corresponde ao direito de exploração de autorização decorrente de combinação de negócios é amortizado com base no prazo remanescente de autorização.

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

Redução ao valor recuperável ("impairment")

Ativos financeiros

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

A Companhia e suas controladas avaliam a evidência de perda de valor para recebíveis e títulos de 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 desses títulos com características de risco similares.

Ao avaliar a perda de valor recuperável de forma coletiva, a Companhia utiliza tendências históricas da probabilidade de inadimplência, do prazo de recuperação e dos valores de perda incorridos, ajustados para refletir o julgamento da Administração quanto às premissas sobre 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:

a) Custo amortizado: pela diferença entre o valor contábil e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontados à taxa de juros efetiva original do ativo. As perdas são reconhecidas no resultado e refletidas em uma conta de provisão. 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 no resultado.

b) 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.

Ativos não financeiros

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

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

O ágio integrante do valor contábil de um investimento em uma coligada, por não ser reconhecido individualmente, é testado em conjunto com o valor total do investimento, como se fosse um ativo único.

O ativo imobilizado é submetido ao teste de "impairment" sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indiquem que o valor contábil possa não ser recuperável.

Provisões

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

Reconhecimento de receita

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

Imposto de renda e contribuição social

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

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

Conforme facultado pela legislação tributária, determinadas empresas consolidadas optaram pelo regime de tributação com base no lucro presumido. A base de cálculo do imposto de renda e da contribuição social é calculada à razão de 32% sobre as receitas brutas provenientes da prestação de serviços e de 100% das receitas financeiras, sobre as quais se aplicam as alíquotas regulares de 15%, acrescida do adicional de 10%, para o imposto de renda e de 9% para a contribuição social. Por esse motivo, essas empresas consolidadas não registraram imposto de renda e contribuição social diferidos sobre prejuízos e diferenças temporárias e não estão inseridas no contexto da não cumulatividade na apuração do Programa de Integração Social - PIS e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS.

Demonstrações financeiras referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia e suas controladas foram preparadas com base nas práticas contábeis descritas acima relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013.

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

a. grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las:

Nossa Diretoria acredita que os procedimentos internos e sistemas de elaboração de demonstrações financeiras são suficientes para assegurar a eficiência, precisão e confiabilidade, não tendo sido detectadas imperfeições relevantes nos controles internos da Companhia. No exercício social findo em 31 de dezembro de 2013, no exercício social findo em 31 de dezembro de 2012 e no exercício social findo em 31 de dezembro de 2011, nossa Diretoria considera que eventuais falhas de controles internos nos processos operacionais da Companhia são irrelevantes e não geram riscos consideráveis. Todos os controles-chaves são mapeados para mitigar riscos e validados periodicamente.

b. deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório do auditor independente:

No exame das nossas demonstrações financeiras e das nossas controladas, os nossos auditores independentes conduziram o exame de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria e com o objetivo de expressar uma opinião sobre nossas demonstrações financeiras.

Em conexão com o exame das demonstrações financeiras, foram selecionados procedimentos de auditoria com o objetivo de obter evidências a respeito dos valores e divulgações apresentados nas nossas demonstrações financeiras. Dentre esses procedimentos, foram obtidos entendimentos sobre nós e nosso ambiente, o que incluiu a análise de nossos controles internos, para a identificação e avaliação dos riscos de distorção relevantes nas demonstrações financeiras, com o objetivo de planejar os procedimentos de auditoria que sejam apropriados, mas não para fins de que nossos auditores independentes expressassem opinião sobre a eficácia de nossos controles internos, opinião essa que não foi emitida, de fato.

Neste contexto, as deficiências identificadas pelos auditores foram analisadas por nossa administração, que adotou plano de ação para corrigi-las. De qualquer modo, na avaliação de nossa administração, nenhum dos pontos identificados pelos auditores independentes se configura como uma deficiência significativa do sistema contábil e de controles internos.

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

a. como os recursos resultante da oferta foram utilizados:

Os recursos líquidos provenientes da Oferta, após a dedução das comissões e das despesas estimadas, foram destinados a construção de nossos projetos em desenvolvimento, participações em leilões e aquisição de Rosa dos Ventos (aquisição concluída em 27 de fevereiro de 2014).

b. se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição:

Não houve desvios relevantes na aplicação efetiva dos recursos e as propostas divulgadas nos prospectos da oferta.

c. caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios:

Não aplicável.

10.8 Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras

a. os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet itens):

Não possuíamos quaisquer ativos, passivos ou operações não registrados ou não divulgados nas demonstrações financeiras.

b. outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras:

Não possuíamos quaisquer ativos, passivos ou operações não registrados ou não divulgados nas demonstrações financeiras.

10.9 Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

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 da Companhia:

Não possuíamos quaisquer ativos, passivos ou operações não registrados ou não divulgados nas demonstrações financeiras.

b. natureza e o propósito da operação:

Não possuíamos quaisquer ativos, passivos ou operações não registrados ou não divulgados nas demonstrações financeiras.

c. natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor da Companhia em decorrência da operação:

Não possuíamos quaisquer ativos, passivos ou operações não registrados ou não divulgados nas demonstrações financeiras.

10.10 Plano de negócios

a. investimentos, incluindo:

i. descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos;

O Plano de Crescimento da CPFL Renováveis mantém o foco de crescimento nas quatro frentes nas quais a Companhia opera atualmente. Atualmente, possuímos projetos com energia contratada que somam 1.735 MW de capacidade instalada, sendo que desse total 1.283 MW já estão em operação. O restante será proveniente do Complexo Macacos I (78 MW), Complexo São Benedito (172 MW), Complexo Campo dos Ventos (82 MW) e Complexo Atlântica (120MW), que já estão com obras em andamento ou em início de construção. Todos estes projetos com energia contratada estarão operando ao final do ano de 2016.

ii. fontes de financiamento dos investimentos; e

Pretendemos que os investimentos necessários ao desenvolvimento dos nossos projetos sejam realizados na proporção média aproximada de 70% em dívida e 30% em aportes de capital. A parcela de dívida desses investimentos será contratada no nível das nossas controladas na modalidade de *project finance* e poderá ser obtida junto ao BNDES, SUDAM, SUDENE, BID, Caixa Econômica Federal e demais bancos de fomento, instituições multilaterais e outras instituições financeiras.

iii. desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos.

Não há desinvestimentos relevantes em andamento ou previstos.

b. desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente nossa capacidade produtiva

Em 2012 adicionamos ao nosso portfólio em operação cinco projetos, com capacidade instalada total de 304 MW, sendo: (i) Biomassas: Bio Ipê com 25MW e Bio Pedra com 70MW; (b) Complexo eólico Santa Clara com 188MW; (c) PCH Salto Góes com 20MW; e (d) Usina Solar Tanquinho com 1,1MWp. Também em 2012 realizamos a incorporação de 2 ativos adquiridos durante o ano de 2012, representando um aumento de 198 MW de capacidade instalada em operação (Complexo eólico Bons Ventos com 158MW e Usina Ester com 40MW).

Em 2013 celebramos contrato de aquisição de 100% ações da sociedade Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A., que detém autorizações outorgadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica para explorar os parques eólicos: (i) Canoa Quebrada, com capacidade instalada de 10,5 MW; e (ii) Lagoa do Mato, com capacidade instalada de 3,2 MW ("Parques Eólicos"). Os Parques Eólicos localizam-se no município de Aracati, no Estado do Ceará e se encontram em operação comercial plena, sendo que a totalidade da energia gerada pelos Parques Eólicos está contratada com a Eletrobrás, através do PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. Essa transação foi concluída em 27 de fevereiro de 2014.

c. novos produtos e serviços, indicando: (i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas; (ii) montantes totais gastos em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços; (iii) projetos em desenvolvimento já divulgados; e (iv) montantes totais gastos no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável, pois não houve a inclusão de novos produtos e serviços em nossas linhas de negócios.

10.11 Outros fatores com influência relevante

As informações financeiras e discussões abaixo devem ser lidas e analisadas em conjunto com as nossas demonstrações financeiras individuais e consolidadas auditadas, bem como as informações contidas nos outros itens desta seção 10 do Formulário de Referência.

Conforme mencionado no item 6.5 deste Formulário de Referência, no segundo semestre de 2011 passamos por uma reorganização societária de modo a efetivar a associação entre a ERSA e os ativos de geração de energia renovável do Grupo CPFL, quando a Smita, então *holding* do Grupo CPFL e nossa predecessora, foi incorporada pela ERSA (a "Associação"). Adicionalmente, em dezembro de 2011 adquirimos a Jantus e em junho de 2012 adquirimos a Bons Ventos (ambas denominadas, em conjunto, as "Aquisições").

Tendo em vista a implementação da Associação e das Aquisições, nossas demonstrações financeiras históricas relativas aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2011 e 2012, bem como as relativas aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2010 e 2011, não são comparáveis.

Dessa forma, com o exclusivo objetivo de proporcionar uma melhor compreensão dos nossos resultados levando em conta a Associação e as Aquisições, apresentamos a seguir a análise e discussão das seguintes informações financeiras:

1a. A informação financeira consolidada pró-forma não auditada da CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis" ou "Companhia") e controladas compreende a demonstração do resultado pró-forma referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011 e foi compilada, elaborada e formatada unicamente para ilustrar como o resultado da Companhia poderia ter sido afetado caso: (a) a associação entre ERSA – Energias Renováveis S.A. ("ERSA") e CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia"), através das controladas CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração") e CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil"), utilizando a empresa veículo SMITA Empreendimentos e Participações S.A. ("SMITA"), concluída em agosto de 2011; (b) a aquisição de Jantus S.L. ("JANTUS") ocorrida em dezembro de 2011; e (c) a aquisição de BVP S.A. ("BVP") ocorrida em junho de 2012, tivessem ocorrido em 1º de janeiro de 2011. Em virtude de sua natureza, a compilação da informação financeira consolidada pró-forma não auditada apresenta uma situação hipotética e, conseqüentemente, não representa efetivamente o resultado consolidado das operações da Companhia caso a associação e as aquisições realizadas pela Companhia tivessem, de fato, ocorrido em 1º de janeiro de 2011.

1b. A informação financeira consolidada pró-forma não auditada da Companhia compreende a demonstração do resultado pró-forma referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012 e foi compilada, elaborada e formatada unicamente para ilustrar como o resultado da Companhia poderia ter sido afetado caso a aquisição de BVP ocorrida em junho de 2012 tivesse ocorrido em 1º de janeiro de 2012. Em virtude de sua natureza, a compilação da informação financeira consolidada pró-forma não auditada apresenta uma situação hipotética e, conseqüentemente, não representa efetivamente o resultado consolidado das operações da Companhia caso a aquisição realizada pela Companhia tivesse, de fato, ocorrido em 1º de janeiro de 2012.

2. Demonstrações de resultados históricos combinados "*carve-out*" auditados do exercício social encerrado em

31 de dezembro de 2010 da nossa predecessora Smita em comparação às nossas informações financeiras consolidadas *pro forma* não auditadas do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2011 refletindo a Associação. Os resultados combinados "carve-out" históricos auditados do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2010 da nossa predecessora Smita compreendem apenas as operações da Smita antes da Associação. Já as informações financeiras *pro forma* não auditadas em 31 de dezembro de 2011 utilizadas para fins desta comparação compreendem as nossas operações refletindo a Associação, como se ela tivesse ocorrido em 1º de janeiro de 2011. Os resultados dos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2010 e 31 de dezembro de 2011 não contemplam as Aquisições.

A nossa predecessora Smita é resultado de um processo de reestruturação contendo 4 (quatro) Usinas Termelétricas a Biomassa da CPFL Brasil S.A. e 13 (treze) empresas responsáveis por Parques Eólicos em construção, 4 (quatro) empresas compostas por 21 (vinte e uma) PCHs e 1 (uma) Usina Termelétrica a Biomassa, todas provenientes da CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração").

Na elaboração das demonstrações de resultados históricos combinados "carve-out" auditados do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2010 da nossa predecessora Smita, foi realizada a segregação dos ativos, passivos e operações das PCHs que figuravam como parte das operações da CPFL Geração. Essas demonstrações de resultados históricos combinados "carve-out" auditados foram elaboradas com o objetivo de apresentar as informações como se as diversas empresas que possuem controle ou administração comum fossem apenas uma única entidade, conservando-se, todavia, as operações históricas efetivamente ocorridas. Essas demonstrações financeiras foram elaboradas com o propósito específico de fazer parte do processo de oferta pública inicial de ações de emissão da Companhia.

Existem limites à comparabilidade entre os dois períodos mencionados no item 2 acima, tendo em vista que os resultados *pro forma* de 2011 refletindo a Associação incluem os resultados da ERSA para esse exercício social.

Para mais informações sobre nossas informações financeiras consolidadas *pro forma* não auditadas, ver item 3.9 deste Formulário de Referência. As informações financeiras *pro forma* não auditadas foram baseadas nas estimativas e premissas definidas pela nossa Administração e detalhadas na Nota Explicativa 3 às informações financeiras consolidadas *pro forma* não auditadas e estão de acordo com a OCPC 06 aprovada pela Deliberação CVM nº 709/13.

As informações financeiras *pro forma* não auditadas foram compiladas e formatadas exclusivamente para fins informativos e não devem ser interpretadas como demonstrações de resultado efetivo da Companhia ou utilizadas como indicativo de futuros resultados financeiros consolidados da Companhia ou como base para cálculo dos dividendos ou para outros fins. As informações financeiras *pro forma* não auditadas também não devem ser consideradas representativas da situação financeira ou dos resultados operacionais da Companhia caso as transações tivessem ocorrido em 1º de janeiro de 2011 ou 1º de janeiro de 2012, conforme descrito acima.

Comparação do nosso resultado consolidado *pro forma* não auditado relativo ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011 e do nosso resultado consolidado *pro forma* não auditado relativo ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012.

A tabela abaixo apresenta os valores relativos às nossas informações financeiras consolidadas *pro forma* não auditadas relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011 e às nossas informações financeiras consolidadas *pro forma* não auditadas relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012.

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS PRÓ-FORMA NÃO AUDITADAS REFERENTES AOS RESULTADOS CONSOLIDADOS DE DOZE MESES PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011

2012	AV% 2011		AV% 2012		AH%
(em milhões de reais – R\$, exceto porcentagens)					
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	863,9	100%	555,2	100%	56%
CUSTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	(413,1)	(48%)	(223,8)	(40%)	85%
LUCRO BRUTO	450,8	52%	331,4	60%	36%
.....					
(DESPESAS) RECEITAS OPERACIONAIS	(91,5)	(11%)	(88,3)	(16%)	4%
Despesas gerais e administrativas					
Depreciação e amortização do direito de exploração					
Total	(126,9)	(15%)	(106,0)	(19%)	20%
LUCRO OPERACIONAL ANTES DOS EFEITOS FINANCEIROS	(218,4)	(25%)	(194,3)	(35%)	12%
Receitas	232,4	27%	137,1	25%	70%
Despesas	58,5	7%	96,8	17%	(40%)
financeiras.....	(300,7)	(35%)	(302,6)	(55%)	(1%)
.....					
PREJUÍZO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(9,8)	(1%)	(68,8)	(12%)	(86%)
.....					
Imposto de renda e contribuição social – correntes	(36,2)	(4%)	(22,7)	(4%)	59%
Imposto de renda e contribuição social – diferidos	29,2	3%	28,3	5%	3%
PREJUÍZO DO EXERCÍCIO	(16,8)	(2%)	(63,2)	(11%)	(73%)

Todas as referências abaixo a informações financeiras relativas aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011 se referem às informações financeiras consolidadas pro forma não auditadas acima descritas.

Receita operacional líquida. Nossa receita operacional líquida aumentou em R\$308,7 milhões, ou 56%, passando de R\$555,2 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2011 para R\$863,9 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2012, devido em parte à correção monetária dos preços de venda de energia de contratos de longo prazo e em parte em razão do regime de ventos mais favorável no exercício de 2012, que acarretou na maior contribuição para a receita, no exercício em 2012, dos nossos Parques Eólicos adquiridos da Jantus e da Bons Ventos. Adicionalmente, nossas receitas cresceram devido à entrada em operação comercial das seguintes usinas: PCH Barra da Paciência em março de 2011; PCH Várzea Alegre em abril de 2011; Usina Termelétrica a Biomassa Bio Formosa em setembro de 2011; Usina Termelétrica a Biomassa Bio Buriti em outubro de 2011, Usina Termelétrica a Biomassa Bio Ipê em maio de 2012, Usina Termelétrica a Biomassa Bio Pedra em maio de 2012 e Complexo Eólico Santa Clara em julho de 2012. Por fim, vale destacar a receita proveniente da PCH Santa Luzia adquirida em dezembro de 2011.

Custo de geração de energia elétrica. Nosso custo de geração de energia elétrica aumentou em R\$189,3 milhões, ou 85%, passando de R\$223,8 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2011 para R\$413,1 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2012. As principais razões para esta variação são a entrada em operação comercial das PCHs e das Usinas Termelétrica a Biomassa acima referidas e o aumento na geração de energia pelos Parques Eólicos que adquirimos (Jantus e Bons Ventos), conforme acima exposto para a receita operacional líquida. O custo de geração de energia elétrica é representado substancialmente pela depreciação dos ativos de geração, sendo responsável por 46,8% e 59,6% do saldo em 31 de dezembro de 2012 e 2011, respectivamente.

Lucro bruto. Nosso lucro bruto aumentou em R\$119,4 milhões, ou 36%, passando de R\$331,4 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2011 para R\$450,8 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2012, devido predominantemente ao incremento de receita gerado pela entrada em operação das PCHs, das usinas movidas à biomassa e do aumento na geração de energia nas eólicas adquiridas (Jantus e Bons Ventos), conforme descrito acima.

Despesas gerais e administrativas. Nossas despesas gerais e administrativas aumentaram em R\$3,2 milhões, ou 4%, passando de R\$88,3 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2011 para R\$91,5 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2012.

Despesas com depreciação e amortização. Nossas despesas com depreciação e amortização do direito de exploração aumentaram em R\$20,9 milhões, ou 20%, passando de R\$106,0 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2011 para R\$126,9 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2012, principalmente decorrente da amortização do direito de exploração das adquiridas Santa Luzia e Lacenas.

Resultado financeiro. Nosso resultado financeiro apresentou um aumento na despesa financeira líquida de R\$36,4 milhões, passando de uma despesa financeira líquida de R\$205,8 milhões para R\$242,2 milhões de despesa financeira líquida no exercício findo em 31 de dezembro de 2011 e no exercício findo em 31 de dezembro de 2012, respectivamente. Este aumento decorre, principalmente, devido as novas captações ocorridas para aquisição da controlada Santa Luzia e para término da construção das usinas mencionadas acima.

Imposto de renda e contribuição social. Nosso imposto de renda e contribuição social passaram de uma receita de R\$5,6 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2011 para uma despesa de R\$7,0 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2012, devido a maior tributação corrente decorrente das controladas que entraram em operação comercial, conforme mencionado acima.

Prejuízo do período. Nosso prejuízo do período reduziu em R\$46,3 milhões, ou 73%, passando de um prejuízo de R\$63,2 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2011 para um prejuízo de R\$16,8 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2012, devido aos fatores mencionados acima.

Comparação dos resultados combinados "carve-out" auditados do exercício social findo em 31 de dezembro de 2010 de nossa predecessora Smita e das nossas informações financeiras consolidadas *pro forma* dando efeito apenas à Associação (antes das aquisições da Jantus e da BVP) para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2011.

A tabela abaixo apresenta os valores relativos às informações financeiras históricas combinadas "carve-out" auditadas de nossa predecessora Smita relativas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2010 e às nossas informações financeiras consolidadas *pro forma* não auditadas refletindo apenas a Associação (antes das aquisições da Jantus e da Bons Ventos) relativas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2011.

(em milhões R\$ - exceto porcentagens)	Exercício social findo em 31 de dezembro de		
	Combinado "carve-out"	apenas à Associação	
	2010	2011	2010/2011

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	118,3	100,0%	295,8	100,0%	150,0%
CUSTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	(27,6)	(23,3)%	(91,4)	(30,9)%	231,2%
LUCRO BRUTO	90,7	76,7%	204,4	69,1%	125,4%
(DESPESAS) RECEITAS OPERACIONAIS					
Despesas gerais e administrativas	(5,8)	(4,9)%	(57,3)	(19,4)%	887,9%
Depreciação e amortização do direito de exploração	-	-	(30,9)	(10,5)%	-
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	-	-	1,4	0,5%	-
Total	(5,8)	(4,9)%	(86,8)	(29,4)%	1.396,6%
LUCRO OPERACIONAL ANTES DOS EFEITOS FINANCEIROS.....					
FINANCEIROS.....	84,9	71,8%	117,6	39,7%	38,5%
Resultado	12,0	10,1%	(1,9)	(0,6)%	(115,8)%
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL					
CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	96,9	81,9%	115,7	39,1%	19,4%
Imposto de renda e contribuição	(8,3)	(7,0)%	(7,8)	(2,6)%	(6,0)%
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	88,6	74,9%	107,9	36,5%	21,8%

Todas as referências abaixo às informações financeiras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2010 se referem às informações financeiras combinadas "carve-out" de nossa predecessora Smita para tal período. Todas as referências abaixo às informações financeiras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2011 se referem às informações financeiras consolidadas pro forma não auditadas refletindo somente a Associação (sem considerar as Aquisições da Jantus e da Bons Ventos), acima descritas.

Como descrito na Nota Explicativa 1 às informações financeiras consolidadas pro forma não auditadas, para o cálculo das nossas informações financeiras consolidadas pro forma não auditadas dando efeito somente à Associação da foram eliminados das nossas demonstrações financeiras históricas os resultados das operações consolidadas da Jantus referentes ao mês de dezembro de 2011 (receitas líquidas de R\$22,3 milhões e lucro líquido de R\$24,3 milhões), que já estavam registrados nestas demonstrações financeiras históricas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2011.

Receita operacional líquida. Nossa receita operacional líquida aumentou em R\$177,5 milhões, passando de R\$118,3 milhões no exercício social findo em 31 de dezembro de 2010 para R\$295,8 milhões no exercício social findo em 31 de dezembro de 2011. Este aumento da receita decorreu principalmente do maior portfólio de usinas em operação após a Associação, quando as PCHs provenientes da ERSa foram agregadas às PCHs e à Usina Termelétrica movida a Biomassa em operação da Smita, além da entrada em operação da Usina Termelétrica a Biomassa Bio Formosa (40 MW de capacidade instalada) em setembro de 2011 e da Usina Termelétrica a Biomassa Bio Buriti (50 MW de capacidade instalada) em outubro de 2011.

Custo de geração de energia elétrica. Nosso custo de geração de energia elétrica aumentou em R\$63,8 milhões, passando de R\$27,6 milhões no exercício social findo em 31 de dezembro de 2010 para R\$91,4 milhões no exercício social findo em 31 de dezembro de 2011. A explicação para esta variação é semelhante àquela apresentada para a variação da receita, considerando adicionalmente que houve um maior gasto com compra de energia em decorrência da entrada em operação comercial das Usinas Termelétricas a Biomassa, devido à sazonalidade a que estão sujeitas essas usinas. Para maiores informações sobre a sazonalidade, ver "Sazonalidade" neste item 10.11 deste Formulário de Referência. Nesta rubrica encontra-se a despesa de depreciação do ativo imobilizado nos montantes de R\$39,1

milhões e R\$10,0 milhões nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2011 e 2010, respectivamente. O aumento da depreciação se deu principalmente pela entrada em operação dos novos ativos durante o exercício de 2011.

Lucro bruto. Nosso lucro bruto aumentou em R\$113,7 milhões, passando de R\$90,7 milhões no exercício social findo em 31 de dezembro de 2010 para R\$204,4 milhões no exercício social findo em 31 de dezembro de 2011. Fundamentalmente, este aumento do lucro decorreu do resultado proveniente do maior portfólio de ativos em operação em 2011 quando comparado com o período de 2010, que considerou somente os ativos da Smita que foram contribuídos na Associação. Porém, o impacto relativo ao incremento de custo de geração foi maior que o da receita, devido principalmente ao maior volume de compra de energia em 2011, conforme explicado acima, e do incremento no custo de depreciação em R\$29,1 milhões a elas relacionados.

Despesas gerais e administrativas. Nossas despesas gerais e administrativas aumentaram em R\$51,5 milhões, passando de R\$5,8 milhões no exercício social findo em 31 de dezembro de 2010 para R\$57,3 milhões no exercício social findo em 31 de dezembro de 2011. A explicação para esta variação decorre principalmente do fato de a plataforma operacional e administrativa responsável pela gestão da nova empresa formada após a Associação estar consolidada na antiga ERSA, portanto com despesas incorridas em 2011 até a Associação, acrescidas das despesas incorridas pela Companhia após a Associação, enquanto que a predecessora Smita apresentava em 2010 apenas despesas gerais e administrativas não relevantes em relação à operação de seus ativos, dado que as despesas relevantes eram suportadas por sua controladora CPFL Energia S.A. com base em um rateio corporativo de despesas.

Depreciação e amortização do direito de exploração. Nossas despesas com depreciação e amortização do direito de exploração em 2011 foram de R\$30,9 milhões, devido ao efeito da amortização do intangível relacionado aos direitos de exploração dos empreendimentos da antiga ERSA registrados em decorrência da Associação.

Resultado financeiro. Nosso resultado financeiro reduziu em R\$13,9 milhões, passando de um saldo positivo de R\$12,0 milhões no exercício social findo em 31 de dezembro de 2010 para o resultado negativo de R\$1,9 milhões no exercício social findo em 31 de dezembro de 2011. Esta variação justificase principalmente pelo incremento do endividamento financeiro contratado para as PCHs em operação provenientes da ERSA, substancialmente financiadas junto ao BNDES.

Imposto de renda e contribuição social. Nosso imposto de renda e contribuição social reduziu-se em R\$0,5 milhão, passando de uma despesa de R\$8,3 milhões no exercício social findo em 31 de dezembro de 2010 para uma despesa de R\$7,8 milhões no exercício social findo em 31 de dezembro de 2011, devido ao aumento de R\$12,5 milhões de imposto de renda e contribuição social correntes sobre a receita decorrente do portfólio de usinas em operação após a Associação e crédito de R\$13,0 milhões devido ao efeito tributário refletido no exercício findo em

31 de dezembro de 2011 do imposto diferido sobre a amortização da mais valia gerada pela Associação. A taxa efetiva de imposto de renda e contribuição social no exercício findo em 31 de dezembro de 2010 foi de 8,6%, enquanto que a taxa efetiva de imposto de renda e contribuição social no exercício findo em 31 de dezembro de 2011 foi de 7,0%.

Lucro líquido do exercício. Nosso lucro líquido do exercício aumentou em R\$19,3 milhões, ou 21,8%, passando de R\$88,6 milhões no exercício social findo em 31 de dezembro de 2010 para R\$107,9 milhões

no exercício social findo em 31 de dezembro de 2011 devido principalmente à Associação, além de outros fatores mencionados acima.

Sazonalidade

Conforme mencionado no item 7.3(d) deste Formulário de Referência, a receita operacional e os custos de geração de nossas PCHs, dos nossos Parques Eólicos e das nossas Usinas Termelétricas a Biomassa sofrem relevante impacto da sazonalidade ao longo de todo o exercício social.

As receitas e resultados de nossos Parques Eólicos poderão ser influenciados de forma mais significativa pelo regime de ventos, que no Nordeste do país, região onde se encontram situados nossos Parques Eólicos em operação, possuem maior intensidade entre os meses de julho e dezembro. O resultado contábil tem relação com a energia efetivamente gerada, enquanto a geração de caixa efetiva tem relação com a energia contratada para venda, o que assegura uma previsibilidade de fluxo de caixa para fazer frente às despesas do ativo ou projeto. O fluxo de caixa poderá, entretanto, ser afetado na medida em que os contratos celebrados no âmbito do Proinfa requerem um ajuste dos pagamentos a serem realizados no exercício seguinte, em caso de aumento ou redução da energia gerada em relação a determinados parâmetros.

No caso das Usinas Termelétricas a Biomassa, as receitas e resultados sofrem impacto da sazonalidade das safras de produção de cana-de-açúcar. O faturamento contábil, assim como nos Parques Eólicos, tem relação com a energia efetivamente gerada (mais alta na safra e mais baixa ou zero na entressafra), enquanto a geração de caixa efetiva tem relação com a energia contratada para venda, o que assegura uma previsibilidade de fluxo de caixa para fazer frente às despesas do ativo ou projeto. No Centro-Sul a safra normalmente ocorre entre abril e novembro, já no Norte-Nordeste ocorre entre agosto e março.

Com o aprimoramento do conceito dos projetos de engenharia e dependendo do estudo de viabilidade técnica e econômica, consegue-se reduzir a interferência da safra e entressafra na geração de energia pelas Usinas Termelétricas a Biomassa através da reserva de um percentual da biomassa gerada na safra para ser usada na entressafra. Com este novo conceito de engenharia, há um melhor aproveitamento do ativo de geração e o aumento da competitividade deste tipo de empreendimento.

No caso das PCHs, a energia gerada sofre influência do regime hidrológico dos rios das regiões onde estão implantadas. Dessa forma, as nossas PCHs seguem: (i) 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 e (ii) 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.

De acordo com o critério contábil de reconhecimento da receita, de forma geral, a venda de energia das PCHs não depende da energia efetivamente gerada, e sim da garantia física de cada usina, cuja quantidade é fixa e determinada pelo Poder Concedente, constando no respectivo contrato de concessão ou autorização. As diferenças entre a energia gerada e a garantia física são cobertas pelo Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE"). O principal propósito do MRE é mitigar os riscos hidrológicos, assegurando que todas as usinas participantes recebam pelo seu nível de garantia física, independentemente da quantidade de energia elétrica por elas efetivamente gerada. Ou seja, o MRE faz o compartilhamento da energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas garantias físicas individuais, para

aqueles que geraram abaixo delas. A geração efetiva é determinada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS"), tendo em vista a demanda de energia e as condições hidrológicas. A quantidade de energia gerada, acima ou abaixo da garantia física, 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 é mensalmente contabilizada para cada gerador.

O mecanismo de compensação de receitas e despesas no âmbito do MRE acima descrito não se aplica aos Parques Eólicos e às Usinas Termelétricas a Biomassa.

As nossas informações financeiras trimestrais, incluindo as discutidas abaixo, são afetadas pela sazonalidade de nossos negócios e, portanto, não devem servir como parâmetro de resultado futuro para o exercício social em que se encontram ou para qualquer trimestre futuro.

11 Projeções**11.1 As projeções devem identificar:****a) objeto da projeção;**

A Companhia está divulgando para o mercado projeções dos Investimentos (Capex) para os próximos cinco anos.

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

Compreende os anos de 2014 a 2018. Não existe prazo de validade definido, porém a Companhia atualizará 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 em 31 de dezembro de 2013.

Os investimentos citados baseiam-se, principalmente, nos cronogramas de desembolso dos projetos conforme o cronograma físico de execução das obras e consideram os projetos: Complexo Atlântica, Complexo Macacos, Complexo São Bendito e Complexo Campo dos Ventos.

As premissas que ultrapassam ao controle da empresa e poderiam impactar o cumprimento dos cronogramas dos empreendimentos em construção estão relacionadas aos projetos básicos (licenças para a execução do projeto) e executivos (detalhamento do projeto básico para a construção).

d) Valores dos indicadores que são objeto de previsão.

Capex	2014e	2015e	2016e	2017e	2018e
	531	616	118	21	21
Total	531	616	118	21	21

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;**

Não aplicável, uma vez que estamos divulgamos no item 11.1, a projeção de Capex para os próximos cinco anos.

- 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;**

Não aplicável, uma vez que estamos divulgamos no item 11.1, a projeção de Capex para os próximos cinco anos.

- 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.**

Não aplicável, uma vez que estamos divulgamos no item 11.1, a projeção de Capex para os próximos cinco anos.

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

Conselho de Administração. O Conselho de Administração é o nosso órgão de deliberação colegiada, responsável pelo estabelecimento das nossas políticas e diretrizes gerais de negócio, incluindo a nossa estratégia de longo prazo, o controle e a fiscalização de nosso desempenho. É responsável também, dentre outras atribuições, pela supervisão da gestão dos nossos diretores.

Nos termos do nosso Estatuto Social, nosso Conselho de Administração é atualmente composto de 9 (nove) membros efetivos e 9 (nove) suplentes, sendo que 20% dos efetivos são obrigatoriamente Conselheiros Independentes, ou seja, caracterizados por: (1) não ter qualquer vínculo com a Companhia, exceto participação de capital; (2) não ser Acionista Controlador, cônjuge ou parente até segundo grau daquele, ou não ser ou não ter sido, nos últimos três anos, vinculado a sociedade ou entidade relacionada ao Acionista Controlador (pessoas vinculadas a instituições públicas de ensino e/ou pesquisa estão excluídas desta restrição); (3) não ter sido, nos últimos três anos, empregado ou diretor da Companhia, do Acionista Controlador ou de sociedade controlada pela Companhia; (4) não ser fornecedor ou comprador, direto ou indireto, de serviços e/ou produtos da Companhia, em magnitude que implique perda de independência; (5) não ser funcionário ou administrador de sociedade ou entidade que esteja oferecendo ou demandando serviços e/ou produtos à Companhia, em magnitude que implique perda de independência; (6) não ser cônjuge ou parente até segundo grau de algum administrador da Companhia; e (7) não receber outra remuneração da Companhia além daquela relativa ao cargo de Conselheiro (proventos em dinheiro oriundos de participação no capital estão excluídos desta restrição). É também considerado Conselheiro Independente aquele eleito mediante faculdade prevista pelos §§ 4º e 5º do artigo 141 da Lei das Sociedades por Ações. A eleição dos membros Conselheiros Independentes será realizada tão logo as ações de nossa emissão sejam admitidas à negociação no Novo Mercado da BM&FBOVESPA.

O nosso Conselho de Administração tem as seguintes competências fixadas pelo nosso Estatuto Social, sem prejuízo das demais que lhe são atribuídas por lei: (1) eleger os membros da Diretoria, fixando sua remuneração mensal individual, respeitado o montante global estabelecido pela Assembleia Geral; (2) fixar a orientação geral dos negócios da Companhia aprovando previamente políticas empresariais, projetos, orçamentos anuais e plano quinquenal de negócios, bem como suas revisões anuais; (3) fiscalizar a gestão dos Diretores, examinando, a qualquer tempo, papéis da Companhia, solicitando, através do Presidente, informações sobre contratos celebrados, ou em vias de celebração, e quaisquer outros atos; (4) aprovar planos de participação de lucros, bem como o estabelecimento de critérios para remuneração e políticas de benefícios da Diretoria e dos empregados da Companhia; (5) convocar a Assembleia Geral, quando julgar conveniente, ou nos casos em que a convocação é determinada pela lei ou por este Estatuto Social; (6) manifestar-se sobre o Relatório da Administração, as contas da Diretoria e as demonstrações financeiras, definir a política de dividendos e propor à Assembleia Geral a destinação do lucro líquido de cada exercício; (7) deliberar sobre aumento de capital e preço de emissão de ações da Companhia e bônus de subscrição, de conformidade com o disposto neste Estatuto Social; (8) deliberar sobre as condições e oportunidade de emissão de debêntures previstas nos incisos VI a VIII do artigo 59 da Lei das Sociedades por Ações, conforme disposto no parágrafo 1º do mesmo artigo; (9) deliberar sobre as condições de emissão de notas promissórias destinadas à distribuição pública, nos termos da legislação em vigor; (10) deliberar sobre a seleção ou destituição dos auditores externos da Companhia; (11) deliberar sobre a contratação de empréstimo ou assunção de dívida que resulte no endividamento da Companhia além dos limites previstos no orçamento anual ou no plano quinquenal; (12) definir lista tríplice de empresas especializadas em avaliação econômica de empresas para a elaboração de laudo de avaliação das ações da Companhia, nos casos de ofertas públicas para cancelamento de registro de companhia aberta ou para saída do Novo Mercado previstas nos Capítulos IX e X do Estatuto Social; (13) deliberar sobre a aquisição de qualquer ativo fixo de valor igual ou superior a R\$34.000.000,00 (trinta e quatro milhões de reais), sobre a alienação ou oneração de qualquer ativo fixo de valor igual ou superior a R\$2.500.000,00 (dois milhões e quinhentos mil reais); (14) aprovação dos termos e condições de eventual oferta pública de ações da Companhia, observada a competência da Assembleia Geral; (15)

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\$8.500.000,00 (oito milhões e quinhentos mil reais); (16) aprovar prévia e expressamente a celebração, por si ou por suas controladas, de contratos de qualquer natureza de valor global superior a R\$36.650.000,00 (trinta e seis milhões e seiscentos e cinquenta mil reais), ainda que se refira a despesas previstas no orçamento anual ou no plano quinquenal de negócios; (17) implementação, alteração ou extinção de política de divulgação de informações e de negociação de valores mobiliários; (18) pronunciar-se sobre os assuntos que a Diretoria lhe apresente para sua deliberação ou para serem submetidos à Assembleia Geral; (19) deliberar sobre a constituição e extinção de controladas, a aquisição ou alienação de participações em outras sociedades e a entrada da Companhia em qualquer consórcio ou associação; (20) deliberar sobre qualquer alteração na política de recursos humanos da Companhia que possa impactar substancialmente nos custos; (21) avocar, a qualquer tempo, o exame de qualquer assunto referente aos negócios da Companhia, ainda que não compreendido no Estatuto Social da Companhia, e sobre ele proferir decisão a ser obrigatoriamente executada pela Diretoria; (22) aprovar a constituição de qualquer espécie de garantia que envolva ativos fixos de valor igual ou superior a R\$2.500.000,00 (dois milhões e quinhentos mil reais) ou igual ou inferior a R\$34.000.000,00 (trinta e quatro milhões de reais) em negócios que digam respeito aos interesses e atividades da Companhia ou de sociedades controladas, direta ou indiretamente, pela Companhia; (23) aprovar a concessão de garantias, reais ou fidejussórias, e avais para obrigações de quaisquer terceiros que não as subsidiárias ou sociedades investidas da Companhia; (24) declarar dividendos à conta de lucro apurado em balanços semestrais ou em períodos menores, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes, nos termos da legislação em vigor, bem como declarar juros sobre capital próprio; (25) deliberar sobre a criação de Comitês e Comissões para assessorá-lo nas deliberações de assuntos específicos de sua competência; (26) aprovar o regimento interno do Conselho de Administração, dos Comitês e das Comissões que sejam criados; (27) aprovar e submeter à Assembleia Geral proposta de plano para a outorga de opção de compra de ações aos Administradores e empregados da Companhia e de outras sociedades que sejam controladas direta ou indiretamente pela Companhia; (28) aprovar previamente alteração em contrato de concessão ou permissão ou autorização firmado pela Companhia, por sociedades controladas, direta ou indiretamente, ou coligadas; (29) manifestar-se favorável ou contrariamente a respeito de qualquer oferta pública de aquisição de ações que tenha por objeto as ações de emissão da Companhia, por meio de parecer prévio fundamentado, divulgado em até 15 (quinze) dias da publicação do edital da oferta pública de aquisição de ações, que deverá abordar, no mínimo (i) a conveniência e oportunidade da oferta pública de aquisição de ações quanto ao interesse do conjunto dos acionistas e em relação à liquidez dos valores mobiliários de sua titularidade; (ii) as repercussões da oferta pública de aquisição de ações sobre os interesses da Companhia; (iii) os planos estratégicos divulgados pelo ofertante em relação à Companhia; (iv) outros pontos que o Conselho de Administração considerar pertinentes, bem como as informações exigidas pelas regras aplicáveis estabelecidas pela CVM; e (30) resolver os casos omissos neste Estatuto Social e exercer outras atribuições que a lei, ou este Estatuto Social, não confirmam a outro órgão da Companhia.

Na tabela abaixo estão os nomes, data de eleição e cargos dos membros do nosso Conselho de Administração, cujos mandatos unificados de 1 (um) ano a contar da data da eleição:

Membro	Idade	Data de Eleição	Cargo
Wilson Pinto Ferreira	55 anos	28.04.2014	Presidente do Conselho
Gustavo	40 anos	28.04.2014	Vice-Presidente do Conselho
Otavio Lopes Castello Branco Neto	55 anos	28.04.2014	Conselheiro Efetivo
Oderval Esteves Duarte Filho	44 anos	28.04.2014	Conselheiro Efetivo
Carlos da Costa Parcias Júnior.....	53 anos	28.04.2014	Conselheiro Efetivo
Hélio Viana	60 anos	28.04.2014	Conselheiro Efetivo
Vânia Lucia Chaves Somavilla	54 anos	28.04.2014	Conselheira Independente
José Marcos Chaves de Melo.....	51 anos	28.04.2014	Membro Suplente
Vitor Fagali de Souza	37 anos	28.04.2014	Membro Suplente
Eduardo dos Santos Soares	38 anos	28.04.2014	Membro Suplente
Andre Franco Sales	40 anos	28.04.2014	Membro Suplente
Lucas Martinelli	30 anos	28.04.2014	Membro Suplente
Karin Regina Luchesi.....	37 anos	28.04.2014	Membro Suplente
Guilherme Weege	34 anos	01.10.2014	Membro Efetivo
William Schimidt Ogalha	41 anos	01.10.2014	Membro Suplente

Luiz Eduardo Froes do Amaral Osorio	40	01.10.2014	Membro Efetivo
Fábio Fernandes Medeiros	38 anos	01.10.2014	Membro Suplente

Diretoria: A nossa Diretoria é o órgão de nossa representação, competindo-lhe praticar todos os atos de gestão dos negócios sociais.

Nos termos do nosso Estatuto Social, a nossa Diretoria, cujos membros serão eleitos e destituíveis a qualquer tempo pelo nosso Conselho de Administração, será composta por dois a sete membros, acionistas ou não, residentes no País, sendo que (1) um será designado Diretor Presidente; (2) um será Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, (3) um será Diretor de Operação e Manutenção; (4) um será Diretor de Engenharia e Obras; (5) um será Diretor de Sustentabilidade; (6) um será Diretor de Novos Negócios; e (7) um será Diretor Institucional, de Regulação e Comercialização de Energia.

Observados os valores de alçada da nossa Diretoria que são fixados pelo Conselho de Administração nos casos previstos no nosso Estatuto Social e os limites previstos em lei, compete à nossa Diretoria a representação ativa e passiva da Sociedade e a prática de todos os atos necessários ou convenientes à administração dos negócios sociais, inclusive aqueles previstos no nosso plano de negócios e no nosso orçamento anual aprovado pelo Conselho de Administração.

Na tabela abaixo estão os nomes, data de eleição e cargos dos membros da nossa Diretoria, cujos mandatos são válidos por dois anos a contar da data de eleição:

Membro	Idade	Data de Eleição	Cargo
André Dorf.....	40 anos	23.8.2013	Diretor Presidente
João Miguel Mongelli Martin	38 anos	23.8.2013	Diretor de Engenharia e Obras e interinamente exercendo as competências a cargo do Diretor de Operação e Manutenção
Alessandro Gregori Filho	34 anos	23.8.2013	Diretor de Novos Negócios
Carlos Wilson Silva Ribeiro	49 anos	25.09.201	Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
Márcio Antônio Severi.....	42 anos	23.8.2013	Diretor Institucional, de Regulação e Comercialização de Energia

Comitês. O nosso Conselho de Administração é assessorado por dois comitês: Comitê Operacional e Comitê Financeiro ("Comitês"). Os Comitês são órgãos consultivos instituídos por nosso Conselho de Administração e destinados a assessorá-los em assuntos relacionados a nós, nossas controladas e/ou coligadas.

Os Comitês possuem funções técnicas e consultivas, e suas orientações e/ou sugestões não vinculam os votos dos membros do nosso Conselho de Administração.

Os Comitês são compostos por no mínimo 3 (três) e no máximo 5 (cinco) membros, sendo seus membros nomeados e destituídos pelo nosso Conselho de Administração. Do total de membros, três são indicados por nossos acionistas controladores e dois pelos demais acionistas, com prazo de mandato de um ano, sendo permitida a renomeação. Os Comitês possuem um Coordenador, que é escolhido de comum acordo entre seus respectivos membros.

Comitê Operacional. O Comitê Operacional possui como atribuições avaliar e acompanhar (1) a viabilidade do desenvolvimento e exploração de potenciais de geração de energia (novos projetos); (2) execução das obras de implantação dos nossos empreendimentos; e (3) energia gerada e comercializada pelos nossos empreendimentos.

Na tabela abaixo estão os nomes, data de indicação e cargos dos membros do nosso Comitê Operacional:

Membro	Idade	Data de Indicação	Cargo
Karin Regina Luchesi	37 anos	25.09.2014	Membro efetivo
Rodolfo Nardez Sirol	45 anos	25.09.2014	Membro efetivo
Rodolfo Coli da Cunha	41 anos	25.09.2014	Membro efetivo

Andre Franco Sales 40 anos 25.09.2014 Membro efetivo

Comitê Financeiro. O Comitê Financeiro possui como atribuições: (1) elaboração de propostas de melhoria dos processos de gestão de negócios; (2) avaliação das principais áreas de risco dos nossos negócios, nossas controladas ou coligadas; (3) avaliação e acompanhamento do nosso fluxo de caixa, de nossas controladas ou coligadas; (4) avaliação e acompanhamento da nossa política de endividamento e da nossa estrutura de capital, de nossas controladas ou coligadas; (4) avaliação e acompanhamento da viabilidade econômico/financeira dos nossos planos e programas de investimentos, de nossas controladas ou coligadas e das nossas políticas de investimento, de nossas controladas ou coligadas; (5) orientação dos trabalhos de auditoria interna e elaboração de propostas de aprimoramento; e (6) acompanhamento da nossa execução orçamentária, de nossas controladas ou coligadas.

Na tabela abaixo estão os nomes, data de indicação e cargos dos membros do nosso Comitê Financeiro:

Membro	Idade	Data de Indicação	Cargo
Victor Fagali de Souza	37 anos	25.09.2014	Membro efetivo
Eduardo Atsushi Takeiti	36 anos	25.09.2014	Membro efetivo
Sergio Luis Felice	47 anos	25.09.2014	Membro efetivo
Andre Franco Sales	40 anos	25.09.2014	Membro efetivo

b) data de instalação do conselho fiscal, se este não for permanente, e de criação dos comitês;

O nosso Conselho Fiscal, de caráter permanente, foi instalado em 24 de abril de 2014.

É composto por três a cinco membros efetivos e igual número de suplentes, com mandato até a Assembleia Geral Ordinária seguinte à de sua eleição, podendo ser reeleitos.

Compete ao Conselho Fiscal, sem prejuízo de outras atribuições que lhe sejam conferidas em virtude de disposição legal ou por determinação da Assembleia Geral: (1) fiscalizar, por qualquer de seus membros, os atos dos administradores e verificar o cumprimento dos seus deveres legais e estatutários; (2) opinar sobre o relatório anual da administração, fazendo constar do seu parecer as informações complementares que julgar necessárias ou úteis à deliberação da Assembleia Geral; (3) opinar sobre as propostas dos administradores, a serem submetidas à Assembleia Geral, relativas à modificação do capital social, emissão de debêntures ou bônus de subscrição, planos de investimentos ou orçamentos de capital, distribuição de dividendos, transformação, incorporação, fusão ou cisão da Companhia; (4) denunciar, por qualquer de seus membros, aos órgãos de administração e, se estes não tomarem as providências necessárias para proteção dos interesses da Companhia, à Assembleia Geral, os erros, fraudes ou crimes que descobrirem, e sugerir providências úteis à Companhia; (5) convocar a Assembleia Geral Ordinária se os administradores retardarem por mais de um mês essa convocação, e a Extraordinária sempre que ocorrerem motivos graves ou urgentes, incluindo na pauta das Assembleias as matérias que considerarem necessárias; (6) analisar, pelo menos trimestralmente, o balancete e demais demonstrações financeiras elaboradas periodicamente pela Diretoria; (7) examinar as demonstrações financeiras do exercício social e sobre elas opinar; (8) supervisionar as atividades dos auditores independentes, a fim de avaliar: (i) a sua independência; (ii) a qualidade dos serviços prestados; (iii) a adequação dos serviços prestados às necessidades da Companhia; e (9) exercer as atribuições acima durante a liquidação da Companhia.

O Comitê Operacional foi instalado em 23 de setembro de 2011.

O Comitê Financeiro foi instalado em 19 de outubro de 2010.

c) mecanismos de avaliação de desempenho de cada órgão ou comitê

Conselho de Administração. Não realizamos avaliação de desempenho do nosso Conselho de Administração.

Conselho Fiscal. Na data deste Formulário de Referência, não possuímos Conselho Fiscal instalado.

Comitês. Não realizamos avaliação de desempenho dos nossos Comitês. Diretoria Estatutária.

A nossa Diretoria Estatutária é avaliada anualmente com base no desempenho dos negócios e no alcance de metas individuais fixadas ao início de cada ano. As principais métricas compreendem o alcance de metas corporativas (tais como referente ao resultado operacional do EBITDA e Lucro Líquido), específicas (com até 4 (quatro) indicadores para atingimento do plano estratégico) e gestão de pessoas (com indicador específico para desenvolvimento da equipe).

d) em relação aos membros da diretoria, suas atribuições e poderes individuais;

Diretor Presidente. (1) dirigir, coordenar e supervisionar as atividades dos outros Diretores; (2) supervisionar os trabalhos de auditoria interna e assessoria legal; (3) comunicar ao nosso Conselho de Administração a realização de operações relevantes que não necessitem de aprovação prévia do nosso Conselho de Administração; e (4) solicitar a autorização do nosso Conselho de Administração para a realização de determinados atos ou operações mencionados no nosso Estatuto Social, conforme aplicável.

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores. (1) prestar informações aos investidores, à CVM, às bolsas de valores e às entidades reguladoras dos mercados de balcão em que os nossos títulos forem originalmente admitidos para negociação no último exercício social, que solicitem informações periódicas ou eventuais; (2) manter atualizado o nosso registro perante as bolsas de valores e entidades reguladoras dos mercados de balcão em que os nossos títulos forem originalmente admitidos para negociação, conforme disposto em lei; e (3) dirigir e liderar a administração e gestão das nossas atividades financeiras e de nossas controladas, incluindo a análise de investimentos e a definição dos limites de exposição a risco; a propositura e a contratação de empréstimos e financiamentos; as operações de tesouraria; o planejamento e os controles financeiro e tributário; a gestão das atividades inerentes à nossa contabilidade e de nossas controladas.

Diretor de Operação e Manutenção. dirigir o negócio de geração de energia elétrica, respondendo pelas operações e pela manutenção das nossas unidades geradoras e de nossas controladas e coligadas.

Diretor de Engenharia e Obras. propor, examinar, avaliar, planejar e implantar projetos das nossas unidades geradoras atuais e futuras e de nossas controladas e coligadas.

Diretor de Sustentabilidade. liderar, planejar e implementar os processos de licenciamento ambiental e os programas socioambientais das nossas unidades geradoras e de nossas controladas e coligadas.

Diretor de Novos Negócios. dirigir e liderar a avaliação do potencial e o desenvolvimento de novos negócios na área de geração de energia renovável e negócios correlatos.

Diretor Institucional, de Regulação e de Comercialização de Energia. nos representar nos fóruns setoriais de energia, liderar a agenda regulatória, planejar e executar a comercialização de energia dos empreendimentos de geração de energia por nós detidos, direta ou indiretamente.

e) mecanismos de avaliação de desempenho dos membros do conselho de administração, dos comitês e da diretoria;

Conselho de Administração. Não realizamos avaliação de desempenho dos membros do nosso Conselho de Administração.

Conselho Fiscal. Não realizamos avaliação de desempenho dos membros do nosso Conselho Fiscal.

Comitês. Não realizamos avaliação de desempenho dos membros de nossos Comitês.

Diretoria Estatutária. Com relação à nossa Diretoria Estatutária, os mesmos critérios utilizados para avaliação do órgão como um todo são aplicados para cada um dos Diretores, ou seja, os nossos Diretores são avaliados anualmente com base no desempenho dos negócios e no alcance de metas individuais fixadas ao início de cada ano. As principais métricas compreendem o alcance de metas corporativas (tais como referente ao resultado operacional do EBITDA e Lucro Líquido), específicas (com até quatro indicadores para atingimento do plano estratégico) e gestão de pessoas (com indicador específico para desenvolvimento da equipe).

12.2 Descrever as regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais, indicando:

a) prazos de convocação

Não adotamos regras, políticas ou práticas específicas relativas aos prazos de convocações das nossas Assembleias Gerais, utilizando-nos daquelas previstas na Lei das Sociedades por Ações e na regulamentação da CVM sendo as nossas Assembleias Gerais convocadas mediante anúncio publicado por três vezes no Diário Oficial do Estado de São Paulo, bem como em outro jornal de grande circulação. A primeira convocação deve ser feita com, no mínimo, 15 dias antes da realização da Assembleia Geral, e a segunda convocação deve ser feita com, no mínimo, oito dias de antecedência.

A regulamentação estabelece ainda que a CVM poderá, a seu exclusivo critério, mediante decisão fundamentada de seu Colegiado, a pedido de qualquer acionista, e nos ouvindo: (1) aumentar, para até 30 dias, a contar da data em que os documentos relativos às matérias a serem deliberadas forem colocados à disposição dos acionistas, o prazo de antecedência de publicação do primeiro anúncio de convocação da assembleia geral de companhia aberta, quando esta tiver por objeto operações que, por sua complexidade, exijam maior prazo para que possam ser conhecidas e analisadas pelos acionistas; e (2) interromper, por até 15 dias, o curso do prazo de antecedência da convocação de assembleia geral extraordinária de companhia aberta, a fim de conhecer e analisar as propostas a serem submetidas à assembleia geral e, se for o caso, informar à companhia aberta, até o término da interrupção, as razões pelas quais entende que a deliberação proposta à assembleia geral viola dispositivos legais ou regulamentares.

b) competências

Assembleia Geral: (1) tomar as contas dos Administradores, relativas ao último exercício social; (2) examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras, instruídas com parecer do Conselho Fiscal, se instalado; (3) deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição dos dividendos; (4) eleger os membros do Conselho Fiscal, efetivos e suplentes, se for o caso; (5) eleger os membros do Conselho de Administração titulares e suplentes; (6) fixar os honorários globais dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria, bem como os honorários do Conselho Fiscal, caso aplicável; (7) deliberar sobre a realização de oferta pública inicial de ações da Companhia, bem como apreciar proposta do Conselho de Administração relativa à admissão, registro e listagem de ações da Companhia em quaisquer bolsas de valores ou em mercados de balcão; (8) aprovar plano de opção de compra de ações da Companhia ou modificação de eventuais planos de opção de compra de ações da Companhia porventura existentes; (9) deliberar sobre o cancelamento do registro de companhia aberta perante a CVM; (10) deliberar sobre a saída do Novo Mercado da BM&FBOVESPA; e (11) deliberar sobre a escolha de empresa especializada responsável pela determinação do valor econômico da Companhia para fins das ofertas públicas previstas no Estatuto Social, dentre uma lista tríplice de empresas apontadas pelo Conselho de Administração.

c) endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise

Os documentos estarão disponíveis na nossa sede, localizada na Cidade São Paulo, Estado São Paulo, na Avenida Doutor Cardoso de Melo, 1.184, 7º andar, Vila Olímpia, CEP 04548-004 e nos endereços eletrônicos: www.cpfrenovaveis.com.br/ri, www.cvm.gov.br e www.bmfbovespa.com.br.

d) identificação e administração de conflitos de interesses

Não adotamos um mecanismo específico para identificar conflitos de interesse nas Assembleias Gerais, aplicando-se à hipótese as regras constantes na legislação brasileira.

e) solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto

Não possuímos regras, políticas ou práticas relativas à solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto, utilizando-se daquelas previstas na Lei das Sociedades por Ações e na regulamentação da CVM. Nós e nossa administração não solicitamos e não temos por política solicitar procurações para o exercício do direito de voto.

f) formalidades necessárias para aceitação de instrumentos de procuração outorgados por acionistas, indicando se o emissor admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico

Admitimos que, desde que o representante esteja validamente constituído e que a procuração contenha o voto a ser proferido, este representante pode votar em nome do acionista. Não admitimos a outorga de procurações por meio eletrônico. De acordo com nosso Estatuto Social e com a Lei das Sociedade por Ações, o acionista poderá ser representado em Assembleia Geral por procurador constituído há menos de um ano que seja acionista, nosso administrador, advogado, instituição financeira ou administrador de fundos de investimento que represente os condôminos. O acionista deverá apresentar a procuração para sua representação em Assembleia Geral, com antecedência mínima de dois dias úteis de antecedência da data designada para realização da respectiva Assembleia Geral. O acionista ou seu representante legal deverá comparecer à Assembleia Geral munido da procuração e de documentos que comprovem sua identidade.

g) manutenção de fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias

Não mantemos fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das Assembleias Gerais.

h) transmissão ao vivo do vídeo e/ou do áudio das assembleias

Nos termos de nosso Estatuto Social, não proibimos a realização de Assembleias Gerais por meio de teleconferências ou videoconferências. Entretanto, não adotamos, como regra, tal forma de realização de Assembleias Gerais.

i) mecanismos destinados a permitir a inclusão, na ordem do dia, de propostas formuladas por acionistas

Na data deste Formulário de Referência, não adotamos uma política ou mecanismos para permitir a inclusão de propostas de acionistas na ordem do dia das nossas Assembleias Gerais.

12.3 Em forma de tabela, informar as datas e jornais de publicação:

Exercício Social	Publicação	Jornal - UF	Datas	
31/12/2013	Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	26/03/2014	
		Valor Econômico - SP	26/03/2014	
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	28/03/2014	28/03/2014
			29/03/2014	29/03/2014
		Valor Econômico - SP	01/04/2014	01/04/2014
			28/03/2014	28/03/2014
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	31/03/2014	31/03/2014
			01/04/2014	01/04/2014
31/12/2012	Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	13/03/2013	
		Valor Econômico - SP	13/03/2013	
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	16/03/2013	16/03/2013
			19/03/2013	19/03/2013
		Valor Econômico - SP	20/03/2013	20/03/2013
			18/03/2013	18/03/2013
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	19/03/2013	19/03/2013
			20/03/2013	20/03/2013
		Valor Econômico - SP	05/06/2013	05/06/2013
			05/06/2013	05/06/2013
31/12/2011	Demonstrações Financeiras	Brasil Econômico - SP	07/03/2012	
		Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	07/03/2012	
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	30/03/2012	
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	15/05/2012	

* Dispensa da divulgação de acordo com a Lei nº 6.404/76, artigo 133, parágrafo 5º.

12.4 Descrever as regras, políticas e práticas relativas ao conselho de administração, indicando:

Atualmente, o nosso Conselho de Administração é composto por até 7 (sete) membros, selecionados dentre indivíduos experientes e idôneos, inclusive dentre sócios e executivos seniores de nossos acionistas e de suas afiliadas, eleitos pela nossa Assembleia Geral para um mandato unificado de um ano, permitida a reeleição e destituíveis a qualquer tempo pela nossa Assembleia Geral.

a) frequência das reuniões

As reuniões ordinárias do Conselho de Administração ocorrerão a cada 2 (dois) meses, 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). Os conselheiros poderão participar das reuniões do Conselho de Administração através de conferência telefônica ou videoconferência.

As reuniões do Conselho de Administração serão convocadas com 10 (dez) dias úteis de antecedência por comunicação enviada pelo Presidente do Conselho de Administração, com a indicação das matérias a serem tratadas e acompanhadas dos documentos de apoio porventura necessários.

Em caso de manifesta urgência, as reuniões do Conselho de Administração poderão ser convocadas em prazo inferior ao mencionado no parágrafo acima.

b) se existirem, as disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho

Para informações sobre as disposições do Acordo de Acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do nosso Conselho de Administração, vide itens 15.5.d.(iii) e 15.5.g deste Formulário de Referência.

c) regras de identificação e administração de conflitos de interesses

Não adotamos um mecanismo específico para identificar conflitos de interesse no Conselho de Administração, aplicando-se à hipótese as regras constantes na legislação brasileira. Os conflitos de interesse são identificados nos termos da Lei das Sociedades por Ações e administrados pelo presidente do nosso Conselho de Administração. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, não poderá ser eleito como nosso administrador, salvo dispensa da Assembleia Geral, aquele que tiver interesse conflitante com os nossos. A lei dispõe, ainda, que é vedado ao nosso administrador intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o nosso, bem como na deliberação que a respeito tomarem os demais administradores, cumprindo-lhe o dever de notificá-los do seu impedimento e fazer consignar, em ata de reunião do nosso Conselho de Administração ou da nossa Diretoria, a natureza e extensão do seu interesse. Não obstante, admite-se que o nosso administrador contrate com nós em condições razoáveis ou equitativas, idênticas às que prevalecem no mercado ou em que a companhia contrataria com terceiros.

No que se refere especificamente aos nossos administradores que também forem nossos acionistas, a Lei das Sociedades por Ações dispõe que o acionista não poderá votar nas deliberações da nossa Assembleia Geral relativas ao laudo de avaliação de bens com que concorrer para a formação do capital social e à aprovação de suas contas como nosso administrador, nem em quaisquer outras que puderem beneficiá-lo de modo particular, ou em que tiver interesse conflitante com o nosso. A deliberação tomada em decorrência do voto de acionista que tem interesse conflitante com o nosso é anulável; o acionista responderá pelos danos causados e será obrigado a transferir para nós as vantagens que tiver auferido.

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.

Nós, nossos acionistas, Administradores e os membros do nosso Conselho Fiscal, estão obrigados a resolver, por meio de arbitragem, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas em nosso Estatuto Social, nas disposições da Lei das Sociedades por Ações, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela CVM, nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento do Novo Mercado, do Contrato de Participação do Novo Mercado, do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado e do Regulamento de Sanções, a qual deve ser conduzida perante a Câmara de Arbitragem do Mercado instituída pela BM&FBOVESPA, em conformidade com o Regulamento da referida Câmara.

12.6/8 Em relação a cada um dos administradores e membros do conselho fiscal do emissor, indicar:

Nome CPF Outros cargos e funções exercidas no	Idade Profissão	Órgão administração Cargo eletivo ocupado	Data da eleição Data de posse	Prazo do mandato Foi eleito pelo controlador
João Miguel Mongelli Martin 135.200.128-47	39 Engenheiro Elétrico	Pertence à Diretoria Diretor de Engenharia e Obras e interinamente exercendo as competências a cargo do Diretor de Operação e Manutenção	23/08/2014 23/08/2014	2 anos Sim
Diretor Interino de Operação e Manutenção.				
Alessandro Gregori Filho 286.054.178-03	35 Economista	Pertence apenas à Diretoria Diretor de Novos Negócios	23/08/2014 23/08/2014	2 anos Sim
Não exerce outro cargo ou função no emissor.				
Márcio Antônio Severi 149.528.488-33	42 Engenheiro Mecânico	Pertence apenas à Diretoria Diretor de Regulação e Comercialização de	23/08/2014 23/08/2014	2 anos Sim
Não exerce outro cargo ou função no emissor.				
Carlos Wilson Silva Ribeiro 992.522.527-20	49 Economista	Pertence apenas à Diretoria Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	25/09/2014 25/09/2014	2 anos Sim
Não exerce outro cargo ou função no emissor.				
Andre Dorf 170.751.778-93	40 Administrador	Pertence apenas à Diretoria 10 - Diretor Presidente / Superintendente	23/08/2014 23/08/2014	2 anos Sim
Não exerce outro cargo ou função no emissor.				
Andre Franco Sales 277.990.458-50	40 Engenheiro	Pertence apenas ao Conselho de Administração 23 - Conselho de Administração (Suplente)	28/04/2014 28/04/2014	1 ano Não
Membro dos Comitês Financeiro e Operacional.				
Vânia Lucia Chaves Somavilla 456.117.426-53	54 Engenheira Civil	Pertence apenas ao Conselho de Administração 27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	28/04/2014 28/04/2014	1 ano Não
Não exerce outro cargo ou função no emissor.				
Oderval Esteves Duarte Filho 767.880.596-91	44 Economista	Pertence apenas ao Conselho de Administração 22 - Conselho de Administração (Efetivo)	28/04/2014 28/04/2014	1 ano Não
Não exerce outro cargo ou função no emissor.				
Adalgiso Fragoso de Faria 293.140.546-91	53 Economista	Pertence apenas ao Conselho Fiscal 43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	28/04/2014 28/04/2014	1 ano Sim
Não exerce outro cargo ou função no emissor.				
Marcelo de Andrade 076.244.538-60	47 Administrador	Pertence apenas ao Conselho Fiscal 46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	28/04/2014 28/04//2014	1 ano Sim
Não exerce outro cargo ou função no emissor.				
Helena Kerr do Amaral 007.675.698-06	57 Administradora	Pertence apenas ao Conselho Fiscal 43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	28/04/2014 28/04//2014	1 ano Sim
Não exerce outro cargo ou função no emissor.				
José Roberto de Mattos Curan 046.258.838-65	54 Administrador	Pertence ao Conselho Fiscal 43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	28/04/2014 28/04//2014	1 ano Sim
Não exerce outro cargo ou função no emissor.				
Temóteo Roberto Brito de Miranda 084.266.408-42	47 Economista	Pertence ao Conselho Fiscal 46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	28/04/2014 28/04//2014	1 ano Sim
Não exerce outro cargo ou função no emissor				
Otávio Lopes Castello Branco Neto	55	Pertence apenas ao Conselho de Administração	28/04/2014	1 ano

055.240.348-20	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	28/04/2014	Não
Não exerce outro cargo ou função no emissor.				
Wilson Pinto Ferreira Junior	55	Pertence apenas ao Conselho de Administração	28/04/2014	1 ano
012.217.298-10	Engenheiro	20 - Presidente do Conselho de Administração	28/04/2014	Sim
Não exerce outro cargo ou função no emissor.				
Gustavo Estrella	40	Pertence apenas ao Conselho de Administração	28/04/2014	1 ano
037.234.097-09	Administrador de Empresas	21 - Vice Presidente Cons. de Administração	28/04/2014	Sim
Não exerce outro cargo ou função no emissor.				
Hélio Viana Pereira	55	Pertence apenas ao Conselho de Administração	28/04/2014	1 ano
237.109.776-49	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	28/04/2014	Sim
Não exerce outro cargo ou função no emissor.				
Carlos da Costa Parcias Júnior	53	Pertence apenas ao Conselho de Administração	28/04/2014	1 ano
667.235.667-34	Economista	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	28/04/2014	Sim
Não exerce outro cargo ou função no emissor.				
José Marcos Chaves de Melo	51	Pertence apenas ao Conselho de Administração	28/04/2014	1 ano
730.497.867-87	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	28/04/2014	Sim
Não exerce outro cargo ou função no emissor.				
Lucas Caulliraux Martinelli	30	Pertence apenas ao Conselho de Administração	28/04/2014	1 ano
094.411.547-09	Bacharel em Economia	23 - Conselho de Administração (Suplente)	28/04/2014	Não
Não exerce outro cargo ou função no emissor.				
Vitor Fagali de Souza	37	Pertence apenas ao Conselho de Administração	28/04/2014	1 ano
260.735.068-99	Administrador de empresas	23 - Conselho de Administração (Suplente)	28/04/2014	Sim
Membro do Comitê Financeiro.				
Eduardo dos Santos Soares	38	Pertence apenas ao Conselho de Administração	28/04/2014	1 ano
260.735.068-99	Administrador	23 - Conselho de Administração (Suplente)	28/04/2014	Sim
Não exerce outro cargo ou função no emissor.				
Karin Regina Luchesi	37	Pertence apenas ao Conselho de Administração	28/04/2014	1 ano
219.880.918-45	Engenheira	23 - Conselho de Administração (Suplente)	28/04/2014	Sim
Membro do Comitês Operacional.				
Guilherme Weege	34	Pertence apenas ao Conselho de Administração	30/09/2014	1 ano
006.163.099-37	Administrador de empresas	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	01/10/2014	Não
Não exerce outros cargos e funções no emissor.				
William Schimidt Ogalha	41	Pertence apenas ao Conselho de Administração	30/09/2014	1 ano
118.327.728-88	Administrador de empresas	23 - Conselho de Administração (Suplente)	01/10/2014	Não
Não exerce outros cargos e funções no emissor.				
Luiz Eduardo Froes do Amaral Osorio	40	Pertence apenas ao Conselho de Administração	30/09/2014	1 ano
026.000.007-80	Advogado	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	01/10/2014	Sim
Não exerce outros cargos e funções no emissor.				
Fábio Fernandes Medeiros	38	Pertence apenas ao Conselho de Administração	30/09/2014	1 ano
069.907.687-03	Advogado	23 - Conselho de Administração (Suplente)	01/10/2014	Sim
Não exerce outros cargos e funções no emissor.				

Eduardo de Mattos Alves dos Santos	28	Pertence apenas ao Conselho Fiscal	30/09/2014	1 ano
112.666.997-08	Administrador de empresas	46 – Conselho Fiscal (Suplente)	01/10/2014	Não

12.7 Fornecer as informações mencionadas no item 12.6 em relação aos membros dos comitês estatutários, bem como dos comitês de auditoria, de risco, financeiro e de remuneração, ainda que tais comitês ou estruturas não sejam estatutários.

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			
Victor Fagali de Souza 260.735.068-99	Outros Comitês Comitê Financeiro	Membro do Comitê (Efetivo)	Administrador de empresas 37	25/09/2014 25/09/2014	1 ano
Exerce cargo de membro do Conselho como suplente					
Eduardo Atsushi Takeiti 268.088.448-52	Outros Comitês Comitê Financeiro	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro Eletricista 36	25/09/2014 25/09/2014	1 ano
Não exerce outro cargo ou função no emissor					
Sergio Luis Felice 119.410.838-54	Outros Comitês Comitê Financeiro	Membro do Comitê (Efetivo)	Contador 47	25/09/2014 25/09/2014	1 ano
Não exerce outro cargo ou função no emissor					
Rodolfo Nardez Sirol 526.633.880-68	Outros Comitês Comitê Operacional	Membro do Comitê (Efetivo)	Oceanógrafo 52	25/09/2014 25/09/2014	1 ano
Não exerce outro cargo ou função no emissor					
Andre Franco Sales 277.990.458-50	Outros Comitês Comitês Operacional e Financeiro	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro 40	25/09/2014 25/09/2014	1 ano
É suplente do conselho de administração administração do emissor					
Rodolfo Coli da Cunha 962.391.316-87	Outros Comitês Comitê Operacional	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro 41	25/09/2014 25/09/2014	1 ano
Não exerce outro cargo ou função no emissor					
Karin Regina Luchesi 219.880.918-45	Outros Comitês Comitê operacional	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheira 37	25/06/2014 25/06/2014	1 ano
É suplente do conselho de administração					

Em relação a cada um dos administradores e membros do conselho fiscal, fornecer:

a) currículo, contendo as seguintes informações:

i. principais experiências profissionais durante os últimos 5 anos, indicando: nome da empresa, cargo e funções inerentes ao cargo, atividade principal da empresa na qual tais experiências ocorreram, destacando as sociedades ou organizações que integram (i) o grupo econômico do emissor, ou (ii) de sócios com participação, direta ou indireta, igual ou superior a 5% de uma mesma classe ou espécie de valores mobiliários do emissor;

ii. indicação de todos os cargos de administração que ocupe ou tenha ocupado em companhias abertas

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações

João Miguel Mongelli Martin - 135.200.128-47

O Sr. João Mongelli Martin formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) em 1998, com mestrado em Planejamento de Sistemas Elétricos de Potência pela mesma Universidade. Atuou como Engenheiro de Planejamento e Comercialização de Energia na Tractebel Energia, empresa do grupo Francês GDF SUEZ, onde desenvolveu estudos energéticos e comerciais, participando, entre outras atividades, das primeiras operações de exportação de energia entre Argentina, Uruguai e Brasil. Em março de 2006 iniciou atividade como Gerente do Departamento de Planejamento da CPFL Geração atuando no Planejamento e Programação de Usinas Hidrelétricas, na Regulação Técnica da Geração e na Prospecção e Desenvolvimento de Projetos de Geração de Energia. A partir de outubro de 2009 assumiu a Gerência do Departamento de Engenharia da CPFL Geração. Na CPFL Energias Renováveis o Sr. João Martin é o Diretor de Engenharia e Obras da empresa. Participou de importantes projetos do Setor, dentre eles:

UHE Itá, UHE Machadinho, UHE Cana Brava, UHE Barra Grande, UHE Campos Novos, UHE Foz do Chapecó e UTE William Arjona. Não possui condenação criminal ou administrativa que o impeça de exercer cargos de administração.

Alessandro Gregori Filho - 286.054.178-03

O Sr. Alessandro Gregori Filho atuou como Especialista em Planejamento Financeiro na Brasileira Energia de 2006 a 2007 e como Analista de Mercado Sênior na CPFL Energia de 2002 a 2006. Ocupou o cargo de Gerente de Fusões e Aquisições e Desenvolvimento de Negócios de Energias Renováveis na CPFL Energia de 2007 até o início de 2011. Alessandro é graduado em Ciências Econômicas pela PUC-Campinas, e possui mestrado em Economia Política pela PUC-SP. Não possui condenação criminal ou administrativa que o impeça de exercer cargos de administração.

Márcio Antônio Severi - 149.528.488-33

O Sr. Márcio Severi é Graduado em Engenharia Mecânica com especialização em Energia pela Universidade Federal de Engenharia de Itajubá – UNIFEI e MBA Executivo pelo Instituto de Ensino e Pesquisas – INSPER. Possui 20 anos de experiência no setor elétrico, no qual foi pesquisador, diretor da M7 Engenharia e gerente de projetos nas empresas Eletroriver, Araguaia Centrais Elétricas e Brasil PCH. Participou da prospecção, desenvolvimento de projeto de engenharia e licenciamento ambiental, construção, regulação e comercialização de mais de 500MW em Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs. Desde 2007 na CPFL Renováveis (ERSA), atuou nas áreas de planejamento, novos negócios, regulação e comercialização de energia, participando da construção e desenvolvimento de portfólio de PCHs e Eólicas. Não possui condenação criminal ou administrativa que o impeça de exercer cargos de administração.

Andre Dorf - 170.751.778-93

O Sr. Andre Dorf iniciou sua carreira em bancos de investimento, onde atuou desde 1996 em empresas como Banco Patrimônio De Investimento, Chase Manhattan Bank e JP Morgan (SP e NY). Em 2003 assumiu na Suzano Papel e Celulose o cargo de Diretor Executivo de Desenvolvimento e Novos Negócios de 2003 a 2005, e posteriormente os cargos de Diretor Executivo da Unidade de Negócio Papel de 2005 a 2008, Diretor Executivo Estratégia, Novos Negócios e Relações com Investidores de 2008 a 2010. Recentemente, André atuava como Presidente da Suzano Energia Renovável. É graduado em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas - FGV. Não possui condenação criminal ou administrativa que o impeça de exercer cargos de administração.

Carlos Wilson Silva Ribeiro - 992.522.527-20

Formado em economia pela PUC/RJ, o Sr. Carlos Wilson possui mestrado na mesma instituição. Desenvolveu sua carreira no BankBoston onde trabalhou nas áreas de Crédito para grandes corporações até assumir uma posição como Diretor Adjunto e corporate banker para os setores de Telecomunicações e posteriormente para o setor de Energia. Trabalhou também na área de planejamento financeiro na Souza Cruz. Foi admitido na CPFL Energia em 2005 como Diretor de Finanças Corporativas.

Andre Franco Sales - 277.990.458-50

O Sr. Andre Franco Sales é bacharel em engenharia de produção pela Escola Politécnica de São Paulo (USP). Sócio do Pátria Investimentos e membro do Comitê de Gestão do P2 Brasil Fundo de Infraestrutura. Foi diretor e Co-Presidente da ERSa até 2011. Foi diretor da área de assessoria do Pátria Investimentos de 2003 a 2006. Foi assessor da Diretoria do BNDES entre 2001 e 2002, gerente geral de gestão e operação de energia da Vale, e trabalhou por quatro anos na área de fusões e aquisições do JP Morgan, em São Paulo e Nova York. Membro do Conselho de Administração da NovaAgri Infraestrutura de Armazenagem e escoamento Agrícola S.A. desde julho de 2011; da Opersan Resíduos Industriais S.A. desde dezembro de 2012; da Oceana Offshore S.A. desde julho de 2011; da Highline do Brasil Infraestrutura de Telecomunicações S.A. desde novembro de 2012 e da Latin America Power Holding desde agosto de 2012. Desde agosto de 2011, é suplente do conselheiro Otavio Lopes Castello Branco Neto no Conselho de Administração. É presidente do Conselho de Administração da Capitale Energia Comercializadora S.A., desde março de 2012. Não possui condenação criminal ou administrativa que o impeça de exercer cargos de administração. Não possui condenação criminal ou administrativa que o impeça de exercer cargos de administração.

Vania Lucia Chaves Somavilla - 456.117.426-53

A Sra. Vania Somavilla é graduada em engenharia Civil pela UFMG, com pós-graduação em Engenharia de Barragens pela UFOP/MG, com curso de extensão em Management of Hydro Power Utilities pela SIDA em 1996. Fez MBA em Finanças Empresariais pelo IBMEC/BH em 1998 e participou do Transformational Leadership Program pelo MIT em 2005 e do Mastering Leadership Program pelo IMD em 2006. Foi membro do Conselho Deliberativo de diversos consórcios do setor de energia, dentre eles: Consórcio Energético Foz do Chapecó de 2004 a 2007, Consórcio Estreito Energia de 2006 a 2010, Consórcio Geração Santa Isabel em 2006 e de 2008 a 2010, Consórcio Capim Branco Energia de 2006 a 2008, Consórcio da Usina Hidrelétrica de Aimorés de 2007 a 2010, e Consórcio Brasileiro de Produção de Óleo de Palma extinto em 2011. Foi membro do Conselho de Administração da Vale Soluções Energia S.A. de 2007 a 2009; Administradora da Petroleum Geoscience Technology Ltda. (atual Vale Óleo e Gás S.A.) de 2008 a 2011, onde também foi Diretora-Presidente e membro do Conselho de Administração de 2009 a 2010; Diretora da Vale Energia S.A. de 2005 a 2009 e Diretora-Presidente de 2009 a 2010; membro suplente do Conselho de Administração da Ultrafertil S.A. de 2010 a 2011; Diretora-Presidente da Vale Florestar S.A. de 2010 a 2012 e do Instituto Ambiental Vale de 2010 a 2011; membro suplente da Vale Fertilizantes S.A. de 2011 a 2012; Coordenadora de Desenvolvimento de Novos Negócios de Geração de Energia e Projetos de Geração e Acompanhamento de implantação de usinas hidrelétricas de pequeno e grande porte da CEMIG de 1995 a 2001. É membro do Conselho de Administração da Albrás desde 2009 e, desde 2010, é Diretora-Presidente da Associação Vale para o Desenvolvimento Sustentável, é Diretora Executiva de Recursos Humanos, Saúde e Segurança, Sustentabilidade e Energia da Vale desde 2011, onde exerceu, ainda, o cargo de Diretora Executiva de Recursos Humanos e Serviços Corporativos da Vale. Não possui condenação criminal ou administrativa que o impeça de exercer cargos de administração.

Oderval Esteves Duarte Filho - 767.880.596-91

O Sr. Esteves Duarte Filho é gestor do Fundo Brasil Energia, desde 2004 é responsável pela originação, análise, seleção, estruturação,

execução e monitoramento de oportunidades de investimento, além de ser presidente do conselho de administração de várias de suas empresas investidas. De 1999 a 2004 foi executivo da Southern Company, atuando na gestão de seus investimentos no setor elétrico Brasileiro, quando atuou como membro do conselho de administração da CEMIG. Antes de se juntar ao Pactual, trabalhou cinco anos na PricewaterhouseCoopers. Oderval Duarte é Bacharel em Economia pela Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG. Não possui condenação criminal ou administrativa que o impeça de exercer cargos de administração.

Otávio Lopes Castello Branco Neto - 055.240.348-20

O Sr. Otávio Lopes Castello Branco Neto é bacharel em engenharia mecânica de produção pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP), título que recebeu em 1983. É um dos sócios fundadores e membro do Comitê Executivo de Pátria Investimentos Ltda. desde março de 2003, sendo o sócio responsável pelo desenvolvimento e pela execução das atividades de Infraestrutura e Energia. Atuou como membro do Conselho de Administração da Anhanguera Educacional Participações S.A. de fevereiro de 2007 a abril de 2011. Ocupa o cargo de Diretor Presidente da P2 Gestão de Recursos Ltda., desde 2008. É Presidente do Conselho de Administração da NovaAgri Infraestrutura de Armazenagem e escoamento Agrícola S.A. desde abril de 2010, membro do Conselho de Administração da Hidrovias do Brasil S.A. desde março de 2012, Presidente do Conselho de Administração da Opersan Resíduos Industriais S.A. desde dezembro de 2012 e membro do Conselho de Administração da Oceana Offshore S.A. desde julho de 2011. Entre outubro de 2006 e julho de 2008, atuou como Diretor Presidente da CPFL – Energias Renováveis S.A. É também membro do Conselho de Administração da CPFL – Energias Renováveis S.A. desde outubro de 2006, tendo ocupado a posição de Presidente do Conselho de Administração até agosto de 2011. Não possui condenação criminal ou administrativa que o impeça de exercer cargos de administração.

Wilson Pinto Ferreira Junior - 012.217.298-10

O Sr. Pinto Ferreira Junior é 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 – ABRADÉE (2009 a 2010). É membro do Conselho de Administração do ONS e Vice-Presidente da Associação Brasileira de Infraestrutura e Indústria de Base (ABDIB). Em março de 2000, tornou-se Presidente da CPFL Paulista, e posteriormente da CPFL Piratininga, CPFL Geração, CPFL Brasil, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguariúna, CPFL Bioenergia, e outras controladas da CPFL Energia. De 2002 a abril de 2011, foi membro do Conselho de Administração da CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Geração e RGE. É o Presidente da CPFL Energia desde 2002. Não possui condenação criminal ou administrativa que o impeça de exercer cargos de administração.

Gustavo Estrella - 037.234.097-09

Graduado em Administração de Empresas pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro – UERJ. Trabalhou no Grupo Lafarge e nas empresas Light e Brasil Telecom. Pós-graduado (MBA) em Finanças pela IBMEC-RJ. Está no Grupo CPFL Energia desde 2001, tendo atuado neste período como gerente de Planejamento Econômico-Financeiro, Diretor de Relações com o Mercado Investidor e Diretor de Planejamento e Controle. Desde fevereiro de 2013, é Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Energia e Diretor Financeiro das empresas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Geração, RGE e demais subsidiárias do grupo CPFL Energia. Não possui condenação criminal ou administrativa que o impeça de exercer cargos de administração.

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). cursou 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). Atualmente é Diretor Presidente da CPFL Paulista e CPFL Piratininga. Não possui condenação criminal ou administrativa que o impeça de exercer cargos de administração.

Carlos da Costa Parcias Júnior - 667.235.667-34

O Sr. Carlos da Costa Parcias Júnior é Mestre em Economia pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro em 1990 e formado em Ciências Econômicas na Universidade Federal do Rio de Janeiro em 1986. Foi Diretor de Gestão de Participações da Icatu Group entre Março/2001 e Dezembro de 2003. Atuou como Consultor Independente de Finanças Corporativas entre Janeiro/2004 e Abril/2011. Posteriormente foi Diretor de Participações da Camargo Correa Investimentos em Infraestrutura entre Maio/2011 e Fevereiro/2012. Desde Março/2012 exerce o cargo de Diretor Vice-Presidente do Grupo CPFL Energia. Não possui condenação criminal ou administrativa que o impeça de exercer cargos de administração.

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) e Prêmio Mundial de Inovação da Accenture – Projeto SIGA 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, CEMAR, CELESC, Furnas, 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 Santa Cruz, da CPFL Jaguariúna, da CPFL Geração, da CPFL Bioenergia e das demais subsidiárias da CPFL Energia. O Sr. Chaves é Diretor Vice-Presidente Administrativo da CPFL Energia. Não possui condenação criminal ou administrativa que o impeça de exercer cargos de administração.

Lucas Caulliriaux Martinelli - 094.411.547-09

O Sr. Lucas Caulliraux Martinelli é diretor da área de Merchant Banking do banco BTG Pactual, responsável pela gestão do FIP Brasil Energia e do Brazil Infrastructure Fund II. Antes de se juntar ao banco BTG Pactual, trabalhou na área de Project Finance do Banco ABN AMRO Real e, posteriormente, do Banco Standard de Investimentos, sendo responsável direto pela execução de diversos projetos nos setores de geração e transmissão de energia elétrica, óleo e gás e plantas industriais. Atualmente é membro do conselho de administração da SETE Brasil e de outras empresas investidas pelo FIP Brasil Energia. Lucas é bacharel em Economia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ. Não possui condenação criminal ou administrativa que o impeça de exercer cargos de administração.

Vitor Fagali de Souza - 260.735.068-99

O Sr. Vitor Fagali é Formado em Administração de Empresas pela PUC de Campinas. cursou MBA em Finanças pela FGV. Atuou como Auditor na Arthur Andersen / Deloitte de 1999 a 2003. Atua na CPFL Energia desde 2003, passando pelas áreas de Relação com Investidores, Análise de Investimentos, Planejamento Financeiro e Controladoria. Atualmente é Diretor de Planejamento Financeiro e Controladoria. Não possui condenação criminal ou administrativa que o impeça de exercer cargos de administração.

Eduardo dos Santos Soares - 141.374.928-32

O Sr. Eduardo Soares é graduado em Eletrotécnica pela ETE D.Minicucci e em Administração de Empresas pela UNIFAC em 1998. É pós-graduado em Gestão Empresarial pela FGV em 2002. Ingressou no Grupo CPFL Energia em 1994. Foi Gerente de Desenvolvimento de Projetos, Fusões e Aquisições de 2010 a 2012. Desde 2012 é Diretor de Desenvolvimento de Negócios da CPFL Energia. Não possui condenação criminal ou administrativa que o impeça de exercer cargos de administração.

Karin Regina Luchesi – 219.880.918-45

A Sra. Karin Luchesi é formada em Engenharia de Produção de Materiais pela Universidade Federal de São Carlos e com MBA Executivo em Finanças pelo Insper. Iniciou sua carreira, já atuando no Setor Elétrico, na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Está na CPFL desde de setembro de 2001, tendo atuado durante sete anos como Gerente do Departamento de Gestão de Contratos de Compra e Venda de Energia. Em junho de 2011 assumiu a Diretoria de Comercialização de Energia da Distribuição e desde janeiro de 2014 responde pela Diretoria de Planejamento Energético e Gestão de Energia. Não possui condenação criminal ou administrativa que o impeça de exercer cargos de administração.

Adalgiso Fragoso - 293.140.546-91

Graduado em Ciências Econômicas pela – PUC/MG em 1987. cursou MBA em Finanças Corporativas pelo IBMEC/SP em 1995 e Política Econômica e Finanças de Empresas pela Fundação Mineira de Educação e Cultura - FUMEC em 1990. Foi Analista Econômico-Financeiro da Andrade Gutierrez S.A. de 1979 a 2005 e Diretor Financeiro e Administrativo da SP Vias Concessionária de Rodovias S.A. de 2005 a 2006. Desde 2006, é Diretor da Camargo Corrêa S.A. (CCSA). É membro do Conselho Fiscal da Companhia de Concessões Rodoviárias S.A. (CCR), da São Paulo Alpargatas S.A. e da CPFL Energia desde 2009. Não possui condenação criminal ou administrativa que o impeça de exercer cargos de administração.

Marcelo de Andrade - 076.244.538-60

Graduado em Administração de Empresas pela Universidade São Judas Tadeu de São Paulo em 1999, pós-graduado em Controladoria (MBA Controller) pela Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras da Universidade de São Paulo (FIECAFI-USP/SP) em 1999. Atuou como Gerente Corporativo de Planejamento Financeiro e Estratégico da Coelho da Fonseca Empreendimentos Imobiliários Ltda. de 2008 a 2009, e também como Gerente Corporativo de Planejamento e Orçamento da Santista Têxtil S.A. de 1998 a 2008. Atualmente, é Superintendente de Controladoria da Camargo Corrêa S.A. (CCSA), sendo que atua no grupo desde 2009. É membro titular do Conselho Fiscal da São Paulo Alpargatas S.A. e suplente da CPFL Energia. Não possui condenação criminal ou administrativa que o impeça de exercer cargos de administração.

Helena Kerr do Amaral – 007.675.698-06

Graduada em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas (EAESP/FGV) em 1978, e Mestre em Administração Pública e Planejamento Urbano pela Fundação Getúlio Vargas - EAESP/FGV em 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. 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 do Conselho de Administração da CPFL Energia de 2012 a 2013 e da AES Eletropaulo de 2003 a 2011, da Junta de Administração da Agência Especial de Financiamento Industrial - FINAME/BNDES de 2007 a 2011, e do Conselho de Administração da FINEP de 2003 a 2007 e da CTEEP de 2004 a 2005. Não possui condenação criminal ou administrativa que o impeça de exercer cargos de administração.

Temóteo Roberto Brito de Miranda – 084.266.408-42

Graduado em Ciências Econômicas pela Faculdade de Economia da Universidade São Judas Tadeu/SP, com MBA em Gestão Financeira e Atuarial pela USP/SP. É funcionário da Fundação CESP desde 1989, atualmente exercendo a função de Gerente do Setor de Processamento e Controle de Investimentos. Foi Conselheiro de Administração da Litel Participações S.A. (SPE controladora direta da VALEPAR e indireta da VALE), membro suplente do Conselho de Administração da CPFL Energia e membro suplente do Conselho Fiscal das empresas CPFL Paulista, CPFL Geração e CPFL Piratininga. Atualmente, é membro do Conselho de Administração e Diretor de Relação com Investidores da Bonaire Participações S.A. Não possui condenação criminal ou administrativa que o impeça de exercer cargos de administração.

José Roberto de Mattos Curan - 046.258.838-65

Graduado em Administração de Empresas pela Fundação Armando Álvares Penteado, com Especialização em Finanças. Executivo com carreira desenvolvida na área financeira, com mais de 29 anos de vivência em instituições bancárias de grande porte (Bancos Francês e Brasileiro, Itaú e Votorantim), tendo atuado em vários segmentos do setor financeiro e desenvolvido relacionamento institucional com os órgãos locais de fomento. Experiente no gerenciamento de áreas comerciais, produtos e operações estruturadas, simultaneamente envolvidas com gestão de riscos. Contato com todo tipo de produtos bancários locais, inclusive os mais sofisticados na área de Banco de Investimento. Implantação e gestão de novos negócios, bem como gerenciamento de áreas já desenvolvidas. Envolvimento com áreas de vendas e relação com clientes. Liderança de equipes de diferentes níveis, grupos superiores a 100 colaboradores, por mais de 24 anos. Em paralelo, atuou em Conselhos de Administração e Fiscal de várias companhias, adquirindo uma visão das necessidades do setor empresarial. Atualmente é sócio na Latin Finance Advisory & Research, na área de Assessoria em Finanças Corporativas. Não possui condenação criminal ou administrativa que o impeça de exercer cargos de administração.

Guilherme Weege - 006.163.099-37

Formado em Administração pela Fundação Armando Álvares Penteado – SP, tendo participado de diversos programas executivos de extensão, dentre: Harvard, Wharton (Philadelphia), Insead (Fontainebleau), UCI (Califórnia). Atuou em Equity Research por 2 anos no Grupo Santander, ingressando em 2004 como Administrador do Grupo Malwee. Em 2005, paralelamente, iniciou investimentos na área de energia, fundando e Presidindo o Grupo Dobrevê Energia (DESA), respeitada nacionalmente, abrangendo mais de 15 usinas de geração. Atualmente é Presidente e conselheiro do grupo Malwee e presidente do Conselho de Administração da DESA, onde foi Diretor Presidente. É também Conselheiro da Fundação Educar para Crescer, Endeavor e do Conselho de Administração da ABIT (Associação Brasileira da Indústria Têxtil e de Confecção), além de certificado como Conselheiro de Administração no IBGC (Instituto Brasileiro de Governança Corporativa).

William Schmidt Ogalha - 118.327.728-88

Mestre em Administração de Empresas pela FGV, Pós-Graduado pela Universidade de São Paulo – FEA USP, tendo participado de diversos programas executivos de extensão, como Wharton Business School (Univ. Pennsylvania - Estados Unidos), Kellogg School of Management (Northwestern Univ. – Estados Unidos) entre outros. Atuou por mais de 19 anos no mercado financeiro em instituições como Citibank NA, Alliance Capital Management (atual Alliance Bernstein) e Banco Santander nas áreas de Asset Management e Desenvolvimento de Produtos e Operações do Banco de Investimento, onde foi Diretor no Banco Santander a partir de 2001. Foi professor no curso de MBA da FEA/USP entre 2002 e 2003. Ingressou no Grupo Dobrevê em 2008 como responsável pelo desenvolvimento de novos negócios do Grupo. Atuou como CFO e atualmente é o CEO da DESA, membro do Conselho de Administração da DESA, além de participar do Comitê Estratégico e de Novos Negócios da Holding Dobrevê e ser membro do Conselho de Administração da Conexão Marítima S/A.

Luiz Eduardo Fróes do Amaral Osorio - 026.000.007-80

Formado em Direito pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ) e mestre em Ciência na Gestão do Desenvolvimento pela American University, em Washington-DC (EUA), Luiz Eduardo Osorio também possui formação executiva em: Corporate Social Responsibility, pela Harvard Business School (EUA); Identifying the Challenges and Building General Management Skills, pela Insead (França); e From Strategy to Execution, Leading in a High Performance Organization, pela Wharton School (EUA). Possui larga experiência nas áreas de Relações Internacionais, Assuntos Corporativos e Sustentabilidade, tendo atuado em cargos de direção em grandes empresas nacionais e multinacionais, como AmBev, Diageo, Shell e Raízen. Foi membro do Conselho Deliberativo da Associação Brasileira de Bebidas – ABRABE e do Comitê de Ética do Conar, além de membro do Conselho Fiscal do Centro de Informação sobre Saúde e Alcool – CISA. Ainda, também foi diretor do Sindicato Nacional da Indústria de Cerveja – SINDICERV e da Associação Brasileira das Indústrias de Refrigerantes e Bebidas Não Alcoólicas – ABIR.

Fábio Fernandes Medeiros - 069.907.687-03

Graduado em Direito pela Universidade Gama Filho em 1999 e MBA em Direito da Economia e da Empresa pela Fundação Getúlio Vargas no Rio de Janeiro. Possui 15 anos de experiência na área Jurídica, com perfil generalista abrangendo as áreas Societária e Mercado de Capitais, Tributária, Imobiliária, Contratual, Ambiental, Cível, Trabalhista, Comercial, Administrativa, Controles Internos, Compliance e Riscos, Licitações e Regulatório, gestão de Contencioso. Experiência em processos de captação de recursos, tais como, IPO (Brasil, Canadá e USA) Private Placement. Possui experiência em Reestruturação Tributária e Societária Internacional (Tributação de Lucros no Exterior). Forte atuação institucional para solucionar o leading case de aquisição de imóveis rurais por estrangeiros no Brasil e em processos de redução de carga tributária para investimentos industriais. Reconhecida experiência no que diz respeito aos aspectos jurídicos ligados a questões de sustentabilidade, tais como, licenciamentos ambientais, certificações (FSC, CERFLOR, ISO, etc.), interesses de populações tradicionais, proteção patrimonial, gerenciamento de crise, resolução de conflitos, etc.). Larga experiência de gestão (orçamento, equipe, planejamento, etc.), estruturação e reestruturação de Departamento Jurídico.

Eduardo de Mattos Alves dos Santos - 112.666.997-08

Formado em Administração de Empresas pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, com MBA em Mercado de Capitais pela Fundação Getúlio Vargas – FGV RJ. Foi sócio da AI Agentes Autônomos de Investimentos de 2009 a 2011. Em 2011 ingressou no Banco BTG Pactual, inicialmente exercendo a função de administração de fundos. Atualmente atua na área de Merchant Banking (Private Equity). Em maio de 2014 foi eleito como membro do conselho fiscal da Sete Brasil Participações S.A

b) descrição de qualquer dos seguintes eventos que tenham ocorrido durante os últimos 5 anos:

- i. qualquer condenação criminal;**
- ii. qualquer condenação em processo administrativo da CVM e as penas aplicadas;**
- iii. qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.**

Não aplicável.

12.9 Informar a existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o segundo grau entre:

Os membros do nosso conselho de administração e os membros da nossa diretoria não mantêm qualquer relação familiar entre si, com os membros da Administração de nossas controladas e com nossos acionistas controladores

a. administradores do emissor

b. (i) administradores do emissor e (ii) administradores de controladas, diretas ou indiretas, do emissor

c. (i) administradores do emissor ou de suas controladas, diretas ou indiretas e (ii) controladores diretos ou indiretos do emissor

d. (i) administradores do emissor e (ii) administradores das sociedades controladoras diretas e indiretas do emissor

12.10 Informar sobre relações de subordinação, prestação de serviço ou controle mantidas, nos 3 últimos exercícios sociais, entre administradores do emissor e:

Não há existência de relações de subordinação, prestador de serviço ou controle entre membros do conselho de fiscal e sociedades controladas, controladores, fornecedores, clientes, devedores ou credores relevantes.

a) sociedade controlada, direta ou indiretamente, pelo emissor

b. controlador direto ou indireto do emissor

c) caso seja relevante, fornecedor, cliente, devedor ou credor do emissor, de sua controlada ou controladoras ou controladas de alguma dessas pessoas

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.

Os membros do nosso Conselho de Administração e da nossa Diretoria, bem como os administradores de suas controladas, estão segurados por uma apólice de seguro D&O do grupo CPFL Energia, onde o limite máximo de indenização cobre todas as suas controladas, sob o pagamento proporcional do prêmio total da apólice. Referido seguro prevê o pagamento ou reembolso de despesas dos administradores caso seus patrimônios pessoais sejam atingidos em decorrência de atos praticados no exercício regular de seus respectivos cargos na Companhia e/ou suas controladas. A cobertura da apólice é limitada ao valor global de US\$50 milhões (cinquenta milhões de dólares americanos). No exercício social de 2013, o valor do prêmio referente à apólice mencionada foi de R\$57.051,60 para a Companhia.

Especificamente sobre as despesas que podem ser suportadas pelos administradores a apólice versa o que se segue:

"1.11. Custo de Defesa

A parte da Perda que consiste em custos, custas, encargos, honorários (advocatícios, de assistentes técnicos e periciais), depósitos recursais (incluindo os custos de recursos e garantias necessários à defesa do Segurado, considerados, também, os custos para a eventual contratação de seguro garantia) e todas as demais despesas necessárias e razoáveis, incorridas, conforme os termos desta Apólice na defesa ou investigação de uma Reclamação coberta por esta Apólice.

(...)

1.24. Perda

Significa a quantia cujo pagamento um Segurado seja legalmente obrigado a realizar em decorrência de uma Reclamação coberta pela presente Apólice incluindo:

1.24.1 Custo de Defesa;

1.24.2 Indenização(ões) devida(s) a Terceiros por conta de decisão final irrecorrível em processos judiciais, arbitrais ou administrativos, bem como acordos em processos judiciais ou extrajudiciais realizados com o consentimento prévio, expresso e por escrito da Seguradora."

12.12 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

De modo a garantir acesso a informações relevantes sobre as nossas práticas, segue tabela com informações a respeito de nossas assembleias gerais realizadas nos últimos 3 exercícios sociais e no exercício social corrente:

Assembleia	Data de Realização	Instalação em Segunda Convocação	Quórum de Instalação
Assembleias Gerais Extraordinária.....	30.09.2014	Não	72,18%
Assembleias Gerais Ordinária e Extraordinária.....	28.04.2014	Não	87,91%
Assembleia Geral Extraordinária.....	26/06/2013	Não	100%
Assembleia Geral Extraordinária.....	26/06/2013	Não	100%
Assembleia Geral Extraordinária.....	12/06/2013	Não	100%
Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária.....	18/04/2013	Não	100%
Assembleia Geral Extraordinária.....	26/03/2013	Não	100%
Assembleia Geral Extraordinária.....	08/03/2013	Não	100%
Assembleia Geral Extraordinária.....	28/01/2013	Não	100%
Assembleia Geral Extraordinária.....	31/05/2012	Não	100%
Assembleia Geral Extraordinária.....	08/05/2012	Não	100%
Assembleia Geral Extraordinária.....	27/04/2012	Não	100%
Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária.....	13/04/2012	Não	100%
Assembleia Geral Extraordinária.....	24/01/2012	Não	100%
Assembleia Geral Extraordinária.....	15/12/2011	Não	100%
Assembleia Geral Extraordinária.....	24/08/2011	Não	100%
Assembleia Geral Extraordinária.....	22/08/2011	Não	100%
Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária.....	29/04/2011	Não	100%
Assembleia Geral Extraordinária.....	14/01/2011	Não	100%

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.

objetivos da política ou prática de remuneração

A política de remuneração dos administradores com função executiva praticada por nós tem por objetivo atrair e reter, motivar e desenvolver executivos com o padrão de excelência requerido pela CPFL Renováveis.

A remuneração fixa da nossa Diretoria estatutária é baseada em pesquisa de mercado realizada por consultoria especializada, que, periodicamente, apresenta as suas avaliações sobre a remuneração desses cargos praticada no mercado. A última pesquisa de mercado foi realizada pela Mercer Human Resources Consulting Ltda.

A remuneração variável dos diretores estatutários é baseada em metas contratadas com base no nosso planejamento estratégico.

b) composição da remuneração, indicando:

(i) descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles.

Conforme aprovação em Assembleia Geral realizada em 28 de abril de 2014, a partir de 2014, 1 (um) membro do Conselho de Administração, e 3 (três) membros do Conselho Fiscal da Companhia, farão jus aos honorários fixos mensais, os quais foram estabelecidos de acordo com o padrão de mercado, sendo diferenciado o valor da remuneração do membro do Conselho de Administração dos demais, devido ao diferencial das atribuições inerentes ao cargo.

Nenhum membro do Conselho de Administração recebeu remuneração em função de tal cargo em exercícios anteriores.

Diretoria Estatutária: os membros da nossa Diretoria estatutária, além da remuneração fixa recebida mensalmente, fazem jus a (i) benefícios, (ii) incentivos de curto prazo (que incluem salários, encargos e honorários dos administradores) e (iii) incentivos de longo prazo. Os incentivos de curto prazo têm por objetivo central direcionar o comportamento dos executivos ao aperfeiçoamento da estratégia dos nossos negócios e ao atingimento de resultados, e os incentivos de longo prazo têm como objetivos a criação de visão e comprometimento de longo prazo. Os membros de nossa Diretoria estatutária não fazem jus a benefícios recebidos em função da cessação do exercício do cargo.

Comitês: os membros dos nossos Comitês não fazem jus a remuneração exclusivamente pelo cargo que ocupam em tais comitês.

(ii) qual a proporção de cada elemento na remuneração total.

2014

	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária*
Honorários fixos	100%	100%	68%
Benefícios	-	-	7%
Incentivos de curto prazo	-	-	25%
Incentivos de longo prazo	-	-	-
Total	<u>100%</u>	<u>100%</u>	<u>100%</u>

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

Os dados da tabela referem-se apenas ao ano de 2014. Não há valores reconhecidos nos resultados de 2013, 2012 e 2011.

(iii) metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração.

Os membros titulares do Conselho Fiscal e um membro do Conselho de Administração recebem honorários fixos mensais. Os conselheiros suplentes não recebem honorários. O reajuste da remuneração dos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia é feito com base em pesquisa de mercado, realizado por empresa especializada.

A proposta de remuneração definida pelo Conselho de Administração da Companhia para os Diretores estatutários, bem como eventual reajuste, baseia-se em pesquisa de mercado realizada por consultorias especializadas. A última pesquisa de mercado foi realizada pela Mercer Human Resources Consulting Ltda., baseando-se em companhias do setor de energia elétrica e outros setores comparáveis, de portes semelhantes ou menores que o da Companhia.

(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 em companhias do setor de energia elétrica e outros setores comparáveis, de portes semelhantes ou menores que o da Companhia.

c) principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração.

Com relação à remuneração variável dos diretores estatutários, realizamos a avaliação do órgão, verificando o desempenho de seus membros, conforme metas corporativas e individuais, estabelecidas de acordo com o plano estratégico da Companhia.

Os indicadores de desempenho levados em consideração na determinação dos elementos da remuneração dos nossos administradores compreendem o alcance de metas corporativas (tais como EBITDA e PMSO), específicas (com indicadores para atingimento do plano estratégico) e gestão de pessoas (com indicador específico para desenvolvimento da equipe). Com exceção de tais indicadores, não aplicamos metodologia específica adicional para o cálculo de desempenho levados em consideração na determinação dos elementos de remuneração dos nossos administradores.

d) como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho.

Os honorários dos Diretores estatutários serão revisados por meio de pesquisa de mercado e possíveis ajustes poderão ser validados pelo Conselho da Administração.

A remuneração variável é totalmente baseada em metas quantitativas formalmente contratadas, as quais refletem a evolução dos indicadores de desempenho da Companhia.

A parcela variável da remuneração dos nossos administradores está vinculada ao nosso próprio desempenho no período em questão (tais como EBITDA e PMSO). Sendo assim, os valores a serem pagos aos nossos administradores a título de bônus, dependem da evolução da Companhia e do alcance de metas individuais dos seus administradores. Com exceção de tal verificação de desempenho, não aplicamos metodologia específica adicional para o cálculo de desempenho levados em consideração na determinação dos valores pagos a nossos administradores.

e) como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses da Companhia de curto, médio e longo prazo.

A política de remuneração dos Diretores estatutários está alinhada aos nossos interesses e com as metas alinhadas com plano estratégico da Companhia, por ser fundamentada por critérios atrelados ao desempenho econômico-financeiro da Companhia previamente definidos.

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

Não há remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos.

g) existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário da Companhia.

Não há existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do nosso controle societário.

13.2 Remuneração reconhecida nos resultados 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 total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2014 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	1,00	6,00	3,00	10,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	112.000,00	4196212,24	192000,00	4624212,24
Benefícios direto e indireto	0,00	563487,09		563487,09
Participações em comitês	0,00	0,00		
Outros	224000,00	1174939,43	38400,00	1260539,43
Descrição de outras remunerações fixas	INSS	INSS/FGTS	INSS	INSS/FGTS
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1882871,65		1882871,65
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	436030,89		436030,89
Descrição de outras remunerações variáveis		Encargo social sobre bônus		
Pós-emprego	0,00	0,00		0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações	0,00	0,00		0,00
Observação				
Total da remuneração	134400,00	8253541,31	230400,00	8.618.341,31

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2013 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
--	---------------------------	-----------------------	-----------------	-------

Nº de membros	0,00	6,75		6,75
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	4126178,66		4126178,66
Benefícios direto e indireto	0,00	510638,07		510638,07
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	1153637,60		1153637,60
Descrição de outras remunerações fixas		INSS/FGTS		INSS/FGTS
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1452023,00		1452023,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	438344,35		438344,35
Descrição de outras remunerações variáveis		Encargo social sobre bônus		
Pós-emprego	0,00	0,00		0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações	0,00	74402,62		74402,62
Observação				
Total da remuneração	0,00	7755224,3		7755224,3

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

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	8,66	7,00		15,66
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	3.605.765,63		3.605.765,63
Benefícios direto e indireto	0,00	326.708,56		326.708,56
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00

Outros	0,00	1.009.614,38		1.009.614,38
--------	------	--------------	--	--------------

Descrição de outras remunerações fixas		INSS		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	779.880,00		779.880,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00		0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações	0,00	271.000,00		271.000,00
Observação				
Total da remuneração	0,00	5.992.968,57		5.992.968,57

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2011 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	8,33	4,92		13,25
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	3.359.100,00		3.359.100,00
Benefícios direto e indireto	0,00	269.171,32		269.171,32
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	671.820,00		671.820,00

Descrição de outras remunerações fixas		INSS.		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	919.000,00		919.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	0,00		0,00

Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00		0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações	0,00	826.000,00		826.000,00
Observação	O número de membros do órgão corresponde à média anual apurada mensalmente, conforme item 13.16 do Formulário de Referência.	O número de membros do órgão corresponde à média anual apurada mensalmente, conforme item 13.16 deste Formulário de Referência.		
Total da remuneração	0,00	6.045.091,32		6.045.091,32

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

Em relação à remuneração variável dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal, elaborar tabela com o seguinte conteúdo: (Para evitar a duplicidade, os valores computados como remuneração dos membros do conselho de administração devem ser descontados da remuneração dos diretores que também façam parte daquele órgão.)

Ano 2014	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Número de Membros.....	0,00	6,00	0,00	6,00
Em relação ao bônus:	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor Mínimo Previsto no Plano de Remuneração	0,00	1.855.122,04	0,00	1.855.122,04
Valor Máximo Previsto no Plano de Remuneração ...	0,00	2.782.683,05	0,00	2.782.683,05
Valor Previsto no Plano de Remuneração Caso as Metas Fossem Atingidas	0,00	2.318.902,54	0,00	2.318.902,54
Em relação à participação no resultado:.....	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor Mínimo Previsto no Plano de Remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor Máximo Previsto no Plano de Remuneração ...	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor Previsto no Plano de Remuneração Caso as Metas Fossem Atingidas	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor Efetivamente Reconhecido	0,00	0,00	0,00	0,00
Ano 2013	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Número de Membros	0,00	6,75	0,00	6,75
Em relação ao bônus:	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor Mínimo Previsto no Plano de Remuneração	0,00	1.500.405,66	0,00	1.500.405,66
Valor Máximo Previsto no Plano de Remuneração ...	0,00	2.250.608,49	0,00	2.250.608,49
Valor Previsto no Plano de Remuneração Caso as Metas Fossem Atingidas	0,00	1.875.507,07	0,00	1.875.507,07
Valor Efetivamente Reconhecido	0,00	1.890.367,35	0,00	1.890.367,35
Em relação à participação no	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor Mínimo Previsto no Plano de Remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor Máximo Previsto no Plano de Remuneração ...	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor Previsto no Plano de Remuneração Caso as Metas Fossem Atingidas	0,00	0,00	0,00	0,00
Ano 2012	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Número de Membros	0,00	7,00	0,00	7,00
Em relação ao bônus:	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor Mínimo Previsto no Plano de Remuneração	0,00	1.523.200,00	0,00	1.523.200,00
Valor Máximo Previsto no Plano de Remuneração ...	0,00	2.284.800,00	0,00	2.284.800,00
Valor Previsto no Plano de Remuneração Caso as Metas Fossem Atingidas	0,00	1.904.000,00	0,00	1.904.000,00
Valor Efetivamente Reconhecido	0,00	779.880,00	0,00	779.880,00
Em relação à participação no	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor Mínimo Previsto no Plano de Remuneração	0,00	0,00	0,00	0,00

Valor Máximo Previsto no Plano de Remuneração ...	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor Previsto no Plano de Remuneração Caso as				
Metas Fossem Atingidas	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor Efetivamente Reconhecido	0,00	0,00	0,00	0,00

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

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2013, possuíamos em vigor o Plano de Compra de Ações (“Plano”) aprovado por nossos acionistas em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 29 de outubro de 2009.

Conforme mencionado no item “g” abaixo, o Plano estabelecia que poderiam ter sido emitidas Opções (conforme abaixo definido) que correspondiam até no máximo 1% das ações representativas do nosso capital social total. Desde a aprovação do Plano, nosso Conselho de Administração aprovou três Programas de Opção de Compra de Ações (“Programas”), quais sejam: o Programa de 2009, em 29 de outubro de 2009, o Programa de 2010, em 9 de março de 2010, e o Programa de 2011, em 1º de março de 2011. Por decisão da Companhia e seus acionistas o Plano foi descontinuado, motivo pelo qual não houve novas outorgas de Opções (conforme abaixo definido) com base no Plano.

Os detalhes do Plano seguem abaixo, os quais foram ajustados para refletir o grupamento de nossas ações aprovado em 31 de maio de 2012:

a. termos e condições gerais

Cada 5 (cinco) opções de compra atribui ao seu titular o direito à aquisição de uma ação ordinária de nossa emissão, estritamente nos termos e condições estabelecidos no Plano (“Opção”).

O Plano era administrado pelo nosso Conselho de Administração.

No âmbito do Plano, nosso Conselho de Administração aprovou, periodicamente, Programas, nos quais foram definidos os Participantes (conforme abaixo definido), o número de Opções, o preço de exercício, a distribuição das Opções, a data de vigência e as demais respectivas regras específicas de cada Programa, observadas as linhas básicas estabelecidas no Plano.

Nosso Conselho de Administração poderia ter agregado novos Participantes (conforme abaixo definido) aos Programas, determinando o número de ações que o Participante (conforme abaixo definido) teria direito de adquirir e ajustando o preço de exercício.

Quando do lançamento de cada um dos Programas, o nosso Conselho de Administração fixou os termos e as condições de cada Opção em Contrato de Outorga de Opção de Compra de Ações e Outras Avenças (“Contrato”), que foram celebrados entre a Companhia e cada Participante, com referência aos Programas estabelecidos pelo nosso Conselho de Administração. Os Contratos

definiram pelo menos as seguintes condições: (a) o número de ações que o Participante (conforme abaixo definido) teve direito de adquirir com o exercício da Opção e o preço por ação; (b) o prazo durante o qual a Opção não poderá ser exercida e as datas-limite para o exercício total ou parcial da Opção e em que os direitos decorrentes da Opção expirarão; (c) eventuais normas sobre quaisquer restrições à transferência das ações adquiridas; e (d) quaisquer outros termos e condições em consonância com o Plano ou o respectivo Programa.

Os nossos administradores e empregados de nível gerencial eram elegíveis ao Plano. Em cada um dos Programas, o nosso Conselho de Administração indicou, dentre os elegíveis, aqueles aos quais foram oferecidas Opções ("Participantes"). A indicação do Participante em determinado ano não implicava sua indicação como Participante em qualquer outro ano.

O Participante que tivesse interesse em participar do Programa para o qual tenha sido designado deveria firmar o competente Termo de Adesão, no prazo fixado em cada Programa.

As Opções objeto do Plano foram outorgadas aos Participantes em caráter pessoal, não podendo ser empenhadas, comunicadas, cedidas ou transferidas a terceiros, salvo na hipótese de falecimento expressamente prevista no Plano.

As ações adquiridas pelos Participantes das Opções farão jus aos dividendos, juros sobre o capital próprio e demais proventos declarados pela Companhia a partir da data da liquidação física do exercício das Opções, com a transferência das ações para o Participante.

b. principais objetivos do Plano

O Plano tinha por objeto a outorga de opções de compra de ações de nossa emissão a administradores e empregados de nível gerencial, com os seguintes objetivos: (a) estimular a nossa expansão e o atendimento das metas empresariais estabelecidas, mediante a criação de incentivos para a integração dos participantes com nossos acionistas; (b) nos possibilitar atrair e manter os participantes, oferecendo-lhes, como vantagem adicional, a oportunidade de se tornarem nossos acionistas, nos termos, condições e formas previstos no Plano; (c) promover o nosso bom desempenho e dos interesses dos nossos acionistas mediante um comprometimento de longo prazo por parte dos participantes; e (d) proporcionar aos participantes uma participação no valor criado com o nosso desenvolvimento, alinhando os seus interesses com os interesses dos nossos acionistas.

c. forma como o plano contribui para esses objetivos

O Plano visava despertar nos participantes o senso de propriedade e o envolvimento pessoal no desenvolvimento e no nosso sucesso financeiro, encorajando-os a devotar seus melhores esforços

aos negócios sociais, contribuindo, assim, para o implemento dos nossos interesses e de nossos acionistas.

d. como o plano se insere na nossa política de remuneração do emissor

O Plano se inseria numa política de remuneração que visava premiar os participantes que haviam se destacado por contribuir significativamente para o nosso desempenho, ou cuja contratação fosse de vital importância para a boa execução dos nossos planos e estratégias.

e. como o plano alinha os interesses dos administradores e do emissor a curto, médio e longo prazo

O Plano se alinhava com os interesses dos Participantes e nossos na medida em que visava despertar neles o senso de propriedade e o envolvimento pessoal no desenvolvimento e no nosso sucesso financeiro, encorajando-os a devotar os seus melhores esforços aos negócios sociais, contribuindo, assim, para o implemento dos nossos interesses e de nossos acionistas no curto, médio e longo prazo.

f. número máximo de ações abrangidas

O Plano estava limitado a um máximo de Opções que resultasse em uma diluição de até 1% no total de ações de nossa emissão na data de criação de cada Programa. A diluição correspondia ao percentual representado pela quantidade de ações que lastreiam as Opções, considerando todas as Opções outorgadas no Plano, já exercíveis ou não, dividido pela atual quantidade total de ações de nossa emissão adicionadas às Opções outorgadas no Plano. O limite total de diluição foi verificado na data de criação de cada Programa, levando em conta as Opções já anteriormente exercidas.

Em 31 de dezembro de 2013, considerando as Opções outorgadas no âmbito do Plano e que ainda são passíveis de serem exercidas (vide item "g" abaixo), as Opções poderão resultar na emissão de até 292.533 novas ações de nossa emissão, caso a totalidade das Opções outorgadas ainda passíveis de exercício sejam exercidas. Não haverá outorgas adicionais de Opção com base no Plano.

g. número máximo de opções a serem outorgadas

Em 31 de dezembro de 2013, das 4.685.729 opções outorgadas aos nossos Diretores Estatutários e aos nossos empregados em nível gerencial desde o início do Plano de Compra de Ações ("Plano"), 1.828.904 opções foram canceladas, devido ao desligamento do respectivo membro, nos termos do Plano, de modo que atualmente apenas 3.250.840 opções são passíveis de serem exercidas.

h. condições de aquisição de ações

A aquisição do direito ao exercício das Opções ("Vesting") está sujeita aos prazos de carência de cada Programa. O *Vesting* das Opções ocorrerá em quatro etapas anuais, sendo a primeira parcela a partir do primeiro aniversário de vigência do Programa e as demais parcelas a partir dos aniversários subsequentes, conforme indicado na tabela abaixo:

Vesting das Opções (a partir da data de vigência de cada Programa) Percentual de Opções Vested

Antes do primeiro aniversário	0%
A partir do primeiro aniversário	Até 25%
A partir do segundo aniversário	Até 25%, mais eventual sobra não exercida no período antecedente
A partir do terceiro aniversário	Até 25%, mais eventuais sobras não exercidas nos períodos antecedentes
A partir do quarto aniversário	Até 25%, mais eventuais sobras não exercidas nos períodos antecedentes

i. critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício

O preço base de exercício das Opções a ser pago pelos Participantes titulares das Opções ("Preço de Exercício") foi definido pelo Conselho de Administração em cada um dos Programas, quais sejam: (i) para o Programa de 2009, o Preço de Exercício foi de R\$1,23 por Opção; (ii) para o Programa de 2010, o Preço de Exercício foi de R\$1,84 por Opção; e (iii) para o Programa de 2011, o Preço de Exercício foi de R\$1,84. Os Preços de Exercício são atualizados pelo IPCA desde (i) 1 de janeiro de 2009 para o Programa de 2009; e (ii) 8 de outubro de 2009 para os Programas de 2010 e de 2011.

j. critérios para fixação de prazo de exercício

Observados os prazos de carência acima, as Opções poderão ser exercidas pelo Participante titular das Opções durante o prazo a ser fixado pelo Conselho de Administração para cada Programa, que deverá ser de no máximo dez anos, contados a partir da data da assinatura do Contrato ("Prazo da Opção"). O exercício de cada Opção será feito mediante entrega do competente Termo de Exercício de Opção ("Termo de Exercício") devidamente preenchido e assinado pelo Participante.

As Opções somente poderão ser exercidas pelos Participantes em caso de ocorrência de um dos eventos a seguir ("Condições para Exercício das Opções"): (a) oferta pública inicial (primária ou

secundária) para ações ordinárias, preferenciais ou *units*, resultando na negociação de nossas ações em mercado público brasileiro ou internacional (“IPO”); ou (b) alienação, direta ou indireta, por qualquer de nossos acionistas (“Acionista Alienante”), de número de ações representativas de 10% ou mais do nosso capital social, a terceiro adquirente (“Adquirente”), antes da ocorrência de um IPO.

No caso do item (b) acima, o Adquirente terá o direito, a ser exercido a seu exclusivo critério, de comprar dos Participantes, que terão a obrigação de vender, as ações oriundas dos exercícios das Opções *Vested* (conforme abaixo definido), pelo mesmo preço por ação e condições de pagamento oferecidos ao Acionista Alienante. Se o Adquirente não desejar adquirir as ações dos Participantes do Plano, mas os Participantes desejarem vender suas ações, os Participantes terão o direito, a ser exercido a exclusivo critério de cada Participante, de vender ao Adquirente, que terá a obrigação de comprar, pelo mesmo valor por ação e condições de pagamento oferecidos ao Acionista Alienante, as ações oriundas do exercício das Opções *Vested* (conforme abaixo definido). Nas hipóteses acima, o exercício das Opções e a respectiva subscrição das ações pelos Participantes fica condicionada à venda imediata das ações pelos Participantes ao Adquirente, na mesma data do exercício das Opções.

Ainda na hipótese do item (b) acima, caso a alienação seja de um número de ações que implique alteração do nosso controle, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas (“Alienação de Controle”), o Adquirente terá o direito, a ser exercido a seu exclusivo critério, de (i) comprar dos Participantes, que terão a obrigação de vender, as ações oriundas dos exercícios das Opções *Vested* (conforme abaixo definido) e Opções *Não-vested* (conforme abaixo definido), pelo mesmo preço por ação e condições de pagamento oferecidos ao Acionista Alienante; e (ii) declarar o vencimento antecipado de todos os prazos de carência das Opções *Não-vested* (conforme abaixo definido) de que os Participantes forem titulares para que estes, se assim desejarem, possam fazer a subscrição de novas ações. Se o Adquirente não desejar adquirir as ações dos Participantes do Plano, mas os Participantes desejarem vender suas ações, os Participantes terão o direito, a ser exercido a exclusivo critério de cada Participante, de vender ao Adquirente, que terá a obrigação de comprar, pelo mesmo valor por ação e condições de pagamento oferecidos ao Acionista Alienante, as ações oriundas do exercício das Opções *Vested* (conforme abaixo definido) e Opções *Não-vested* (conforme abaixo definido). Nas hipóteses acima, o exercício das Opções e a respectiva subscrição das ações pelos Participantes fica condicionada à venda imediata das ações pelos Participantes ao Adquirente, na mesma data do exercício das Opções.

No caso da ocorrência de um IPO, o Conselho de Administração poderá, a seu exclusivo critério, aprovar que as Opções *Vested* (conforme abaixo definido) e as Opções *Não-vested* (conforme abaixo definido) sejam liberadas para serem exercidas no todo ou em parte pelos Participantes. O Conselho de Administração poderá estabelecer regras especiais que permitam que as ações objeto das Opções *Vested* (conforme abaixo definido) e Opções *Não-vested* (conforme abaixo definido) possam ser vendidas no IPO.

As Opções não exercidas pelo Participante durante o Prazo da Opção, seja pela não ocorrência das Condições para Exercício da Opção, ou por intenção do Participante em não exercê-las, restarão automaticamente extintas, de pleno direito, independentemente de aviso prévio ou indenização. Caso a última data fixada para exercício durante o Prazo da Opção coincida com período de vedação à negociação com valores mobiliários de nossa emissão, nos termos de nossa Política de Negociação de Valores Mobiliários ou da legislação aplicável, o Prazo da Opção será prorrogado até a próxima data fixada pelo Conselho de Administração para o exercício das Opções.

k. forma de liquidação

O pagamento deverá ser feito à vista, no ato da aquisição das ações, na forma determinada pelo Conselho de Administração em cada Programa, salvo na hipótese de o Participante optar por vender imediatamente, em bolsa de valores, parte ou a totalidade das ações adquiridas, caso em que o pagamento poderá ser feito mediante a emissão pelo Participante de nota promissória *pró-soluto* com vencimento no primeiro dia útil após a liquidação financeira da transação.

Nenhum Participante terá quaisquer dos direitos e privilégios de acionista da Companhia até a data da liquidação do exercício das Opções, com a transferência das ações para os Participantes.

l. restrições à transferência das ações

Eventuais restrições à transferência das ações adquiridas no âmbito do Plano serão decididas pelo nosso Conselho de Administração quando da assinatura do Contrato.

m. critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano

Caso venham a ser feitas modificações na nossa estrutura acionária, envolvendo aumento, diminuição, desdobramento, grupamento, bonificações em ações, emissão de ações por capitalização de lucros ou reservas, ou modificação semelhante nas nossas ações, ficará resguardado ao nosso Conselho de Administração o direito de também poder ajustar essas modificações às Opções não exercidas pelos seus titulares. Quaisquer ajustes nas Opções serão feitos sem mudança no valor de compra do total aplicável à parcela não exercida da Opção, mas com ajuste do preço de exercício.

Na hipótese de nossa dissolução, transformação, incorporação, fusão, cisão ou reorganização, na qual não sejamos a sociedade remanescente, o Plano terminará e as Opções até então concedidas extinguir-se-ão, a não ser que, em conexão com tal operação, o Conselho de Administração aprove a antecipação do prazo final para o exercício das Opções dos Programas em vigência, ou estabeleça-se por escrito a

permanência do Plano e a assunção das Opções até então concedidas com a substituição de tais Opções por novas opções, assumindo a companhia sucessora ou sua afiliada ou subsidiária os ajustes apropriados no número e preço de ações, caso em que o Plano continuará na forma então prevista. Os ajustes efetuados no Plano quando da substituição das Opções originais por novas opções serão vinculativos. Os Participantes que discordem dos ajustes no Plano terão o direito de renunciar às suas Opções.

Os ajustes segundo as condições do item acima serão feitos pelo Conselho de Administração e tal decisão será definitiva e obrigatória. Nenhuma fração de ações será vendida ou emitida em razão de qualquer desses ajustes.

Ademais, qualquer alteração legal significativa no tocante à regulamentação das sociedades por ações e/ou aos efeitos fiscais de um plano de opções de compra de ações poderá levar à sua revisão parcial ou integral, ou mesmo sua suspensão ou extinção, a critério do nosso Conselho de Administração.

n. efeitos da saída do administrador dos órgãos da Companhia sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações

Em caso de Desligamento Involuntário do Participante (conforme abaixo definido), todas as Opções que lhe tenham sido concedidas e que ainda não sejam exercíveis ("Opções Não-vested") restarão automaticamente extintas, de pleno direito, independentemente de aviso prévio ou indenização. Não obstante, caberá ao titular o direito de exercer imediatamente as Opções já exercíveis na data do Desligamento Involuntário ("Opções Vested"), caso tenha ocorrido uma das Condições para Exercício das Opções.

Para fins do Plano, o termo "**Desligamento Involuntário**" significa qualquer ato ou fato que ponha fim à relação jurídica do titular da Opção conosco, tal como substituição ou não reeleição como nosso administrador estatutário ou rescisão sem justa causa de contrato de trabalho, exceto Desligamento Voluntário (conforme abaixo definido), Desligamento por Justa Causa (conforme abaixo definido), falecimento, invalidez permanente ou Desligamento Especial (conforme abaixo definido).

Em caso de Desligamento Voluntário do Participante, todas as Opções Não-vested restarão automaticamente extintas, de pleno direito, independentemente de aviso prévio ou indenização. Não obstante, caberá ao titular o direito de exercer imediatamente as Opções Vested caso tenha ocorrido uma das Condições para Exercício das Opções.

Para fins do Plano, o termo "**Desligamento Voluntário**" significa qualquer ato praticado de forma voluntária pelo titular da Opção que ponha fim à relação jurídica conosco, tal como pedido de

demissão, no caso dos Participantes que sejam nossos empregados, ou renúncia ao cargo, no caso dos Participantes que sejam administradores estatutários não-empregados ou prestadores de serviços.

Em caso de Desligamento por Justa Causa, todas as Opções que lhe tenham sido concedidas, sejam elas Opções *Vested* ou Opções *Não-vested*, restarão automaticamente extintas, de pleno direito, independentemente de aviso prévio ou indenização.

Para fins do Plano, o termo "**Desligamento por Justa Causa**" significa qualquer ato ou fato que ponha fim à relação jurídica do titular da Opção conosco por justa causa, nas hipóteses previstas na Consolidação das Leis do Trabalho, conforme redação em vigor à época, no caso dos Participantes que sejam nossos empregados e, no caso dos Participantes que sejam administradores estatutários não-empregados ou prestadores de serviços, as seguintes hipóteses: (a) desídia do Participante no exercício das atribuições decorrentes do seu mandato de administrador ou contrato de prestação de serviços; (b) condenação penal relacionada a crimes dolosos; (c) a prática, pelo Participante, de atos desonestos ou fraudulentos contra a Companhia ou suas controladas ou coligadas; (d) qualquer ato ou omissão decorrente de dolo ou culpa do Participante e que seja prejudicial aos nossos negócios, imagem ou situação financeira, de nossos sócios, ou de quaisquer empresas controladas ou coligadas, desde que devidamente comprovado; (e) violação significativa do instrumento que regule o exercício do mandato de administrador estatutário ou contrato de prestação de serviços celebrado pelo Participante conosco ou de eventuais aditivos a tal instrumento ou contrato; (f) descumprimento do nosso Estatuto Social, Código de Ética e demais disposições societárias aplicáveis ao Participante, como administrador ou prestador de serviços; e (g) descumprimento das obrigações previstas na Lei das Sociedades por Ações, aplicável aos administradores de sociedades anônimas, incluindo, mas não se limitando àquelas previstas nos artigos 153 a 157 da referida Lei, obrigações essas que serão também aplicáveis por analogia aos prestadores de serviços.

No caso de Desligamento Especial do Participante, todas as Opções *Vested* poderão ser exercidas imediatamente, mediante pagamento à vista, caso tenha ocorrido uma das Condições para Exercício das Opções, e todas as Opções *Não-vested* poderão ser exercidas em seus prazos e regras normais de *Vesting*.

Para efeitos do Plano, o termo "**Desligamento Especial**" significa o encerramento da carreira do Participante, mediante aprovação caso-a-caso do Conselho de Administração, a seu exclusivo critério. Caso o pedido de Desligamento Especial seja de iniciativa do próprio Participante, ao avaliar o pedido o Conselho de Administração levará em consideração (i) a antecedência do pedido; (ii) o eventual plano de atividade profissional pós-desligamento do Participante; (ii) outras circunstâncias aplicáveis ao caso. A decisão do Conselho de Administração será discricionária e desvinculada das regras para

aposentadoria por tempo de serviço ou por idade, no termos das regras da previdência oficial (INSS) ou das regras para suplementação de aposentadoria de qualquer plano privado eventualmente patrocinado por nós.

No caso de falecimento do Participante, todas as Opções *Não-vested* tornar-se-ão exercíveis antecipadamente, caso tenha ocorrido uma das Condições para Exercício das Opções. As Opções *Vested* ou *Não-vested* estender-se-ão aos seus herdeiros e sucessores, por sucessão legal ou por imposição testamentária, podendo ser exercidas imediatamente, no todo ou em parte, pelos herdeiros, sucessores ou cônjuges meeiros do Participante, mediante pagamento à vista, caso tenha ocorrido uma das Condições para Exercício das Opções.

No caso de invalidez permanente do Participante, todas as Opções *Não-vested* tornar-se-ão exercíveis antecipadamente, caso tenha ocorrido uma das Condições para Exercício das Opções. O Participante ou seu responsável legal terá o direito de exercer as Opções *Vested* ou *Não-vested* imediatamente, mediante pagamento à vista.

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 ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A.	
Órgão	Ações Ordinárias
Diretoria Estatutária	8.000
Conselho de Administração	103.117

Em 31/12/2013

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

Não houve remuneração baseada em ações de nossa emissão para o nosso Conselho de Administração nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010.

Para o exercício social corrente (2013), não houve e não há previsão de remuneração baseada em ações de nossa emissão para o nosso Conselho de Administração e para a nossa Diretoria.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013 não houve opções outorgadas. A tabela a seguir refere-se ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2011.

	<u>Diretoria Estatutária</u>
Número de membros.....	2 ⁽¹⁾
Data(s) da(s) outorga(s).....	1º de março de 2011
Quantidade de opções outorgadas.....	1.350.000 ⁽²⁾
Prazo para que as opções se tornem exercíveis.....	Até o 1º aniversário – 0% A partir do 1º aniversário – 25% A partir do 2º aniversário – 50% A partir do 3º aniversário – 75% A partir do 4º aniversário – 100%
Prazo máximo para exercício das opções.....	Até 10 anos
Prazo de restrição à transferência de ações.....	Não há
Preço médio ponderado de exercício de cada um dos seguintes grupos de opções:	
Em aberto no início do exercício social.....	R\$9,65 ⁽³⁾
Perdidas durante o exercício social.....	Não aplicável
Exercidas durante o exercício social.....	Não aplicável
Expiradas durante o exercício social.....	Não aplicável
Valor justo das opções na data de outorga ⁽⁴⁾	Programa 2011: 1ª Tranche – R\$1,95; 2ª Tranche – R\$2,05; 3ª Tranche – R\$1,85 e 4ª Tranche – R\$1,95.
Diluição potencial em caso de exercício de todas as opções outorgadas	0,07% ⁽⁵⁾

(1) Considera apenas o número de Diretores Estatutários à época da outorga das opções e os Diretores Estatutários que efetivamente receberam opções.

(2) Considera apenas as opções outorgadas aos nossos Diretores Estatutários à época da outorga. A cada cinco opções outorgadas equivale uma ação ordinária de emissão da Companhia.

- (3) Ajustado para considerar o grupamento de nossas ações
- (4) Ajustado para considerar o grupamento de nossas ações
- (5) A diluição potencial considera também o exercício da diluição potencial no caso de exercício da totalidade das
- 14.3.c do Formulário de Referência.

A tabela a seguir refere-se ao exercício social er

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

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

*De olta" refere-se à sociedade limitada estabelecida no nome Juízo "Deloitte Touche Tohmatsu Limited" a sua rede de firmas membros, cada qual operando uma pessoa jurídica independente. Acesse www.deloitte.com/about para uma descrição detalhada da estrutura jurídica da Deloitte Touche Tohmatsu Limited e de suas firmas-membros.

© Deloitte Touche Tohmatsu. Todos os direitos reservados.

	Estatutária
Número de membros.....	2 ⁽¹⁾
Data(s) da(s) outorga(s).....	9 de março de 2010
Quantidade de opções outorgadas.....	569.703 ⁽²⁾
Prazo para que as opções se tornem exercíveis.....	Até o 1º aniversário – 0%
	A partir do 1º aniversário – 25%
	A partir do 2º aniversário – 50%
	A partir do 3º aniversário – 75%
	A partir do 4º aniversário – 100%
Prazo máximo para exercício das opções.....	Até 10 anos
Prazo de restrição à transferência de ações.....	Não há
Preço médio ponderado de exercício de cada um dos seguintes grupos de opções:	
Em aberto no início do exercício social.....	R\$8,20 ⁽³⁾
Perdas durante o exercício social.....	Não aplicável
Exercidas durante o exercício social.....	Não aplicável
Expiradas durante o exercício social.....	Não aplicável
Valor justo das opções na data de outorga ⁽⁴⁾	Programa 2010: 1ª Tranche – R\$2,85; 2ª Tranche – R\$3,00; 3ª Tranche – R\$2,75 e 4ª Tranche – R\$2,90.
Diluição potencial em caso de exercício de todas as	0,07% ⁽⁵⁾

opções outorgadas..

- (1) Considera apenas o número de Diretores Estatutários à época da outorga das opções e os Diretores Estatutários que efetivamente receberam opções.
- (2) Considera apenas as opções outorgadas aos nossos Diretores Estatutários à época da outorga. A cada cinco opções outorgadas equivale uma ação ordinária de emissão da Companhia.
- (3) Ajustado para considerar o grupamento de nossas ações aprovado em 31 de maio de 2012, bem como a correção pelo IPCA.
- (4) Ajustado para considerar o grupamento de nossas ações aprovado em 31 de maio de 2012.
- (5) A diluição potencial considera também o exercício das opções outorgadas aos nossos empregados não-diretores, bem como a diluição potencial no caso de exercício da totalidade das opções possíveis de serem exercidas. Para maiores informações, vide item 14.3.c do Formulário de Referência.

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 de dezembro de 2012⁽¹⁾

	Diretoria Estatutária
Nº de membros	3
Opções ainda não exercíveis	
Quantidade.....	862.772 ⁽³⁾
Data em que se tornarão exigíveis.....	A partir do 4º aniversário da outorga 100% das opções poderão ser exercidas
Prazo máximo para exercício das opções.....	Até 10 anos
Prazo de restrição à transferência das opções.....	Não aplicável
Preço médio ponderado de exercício ⁽²⁾	R\$0,40
Valor justo das opções no último dia do exercício social ⁽²⁾	Programa 2009: 1ª Tranche – R\$1,80; 2ª Tranche – R\$1,55; 3ª Tranche – R\$1,25 e 4ª Tranche – R\$1,35. Programa 2010: 1ª Tranche – R\$2,85; 2ª Tranche – R\$3,00; 3ª Tranche – R\$2,75 e 4ª Tranche – R\$2,90. Programa 2011: 1ª Tranche – R\$1,95; 2ª Tranche – R\$2,05; 3ª Tranche – R\$1,85 e 4ª Tranche – R\$1,95.
Opções exercíveis	
Quantidade.....	1.745.786 ⁽³⁾
Prazo máximo para exercício das opções.....	Até 10 anos
Prazo de restrição à transferência das opções.....	Não aplicável
Preço médio ponderado de exercício ⁽²⁾	R\$0,40
Valor justo das opções no último dia do exercício social ⁽²⁾	Programa 2009: 1ª Tranche – R\$1,80; 2ª Tranche – R\$1,55; 3ª Tranche – R\$1,25 e 4ª Tranche – R\$1,35. Programa 2010: 1ª Tranche – R\$2,85; 2ª Tranche – R\$3,00; 3ª Tranche – R\$2,75 e 4ª Tranche – R\$2,90. Programa 2011: 1ª Tranche – R\$1,95; 2ª Tranche – R\$2,05; 3ª Tranche – R\$1,85 e 4ª Tranche – R\$1,95.

-
- (1) A tabela considera as opções outorgadas aos Diretores Estatutários até 31 de dezembro de 2012 aos quais foram outorgadas opções e que ainda permanecem nos seus respectivos cargos na data do Formulário de Referência.
- (2) Ajustado para considerar o grupamento de nossas ações aprovado em 31 de maio de 2012.
- (3) A cada cinco opções outorgadas equivalem a uma ação ordinária de emissão da Companhia.

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

Até 31 de dezembro de 2013 não houve exercício das opções pelos Participantes.

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

Precificamos as opções com o modelo de precificação de opções *Black-Scholes*. Quando relevante, a expectativa de vida usada no modelo foi ajustada com base na melhor estimativa da nossa administração em relação aos efeitos da não transferência de restrições do exercício (incluindo a probabilidade de atender às condições no mercado ligadas à opção) e aspectos comportamentais.

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

As informações abaixo foram ajustadas para refletir o grupamento de nossas ações aprovado em 31 de maio de 2012.

O preço de exercício das Opções outorgadas sob o Programa de 2011 é fixo em R\$1,84 cada uma, corrigido pelo IPCA desde 8 de outubro de 2009 até a data do efetivo pagamento. Entendemos que a volatilidade esperada é de 37,31%. O prazo máximo para o exercício das Opções já outorgadas é de até 10 anos a contar de 1º de março de 2011. Para a precificação das Opções foi utilizada as seguintes taxas livres de risco baseada em projeções do Banco Central do Brasil para a Taxa Selic: (i) 10,54% para o primeiro aniversário, (ii) 10,39% para o segundo aniversário; (iii) 10,39% para o terceiro aniversário; e (iv) 10,28% para o quarto aniversário. As ações de nossa emissão adquiridas com o exercício das Opções gozarão dos mesmos direitos conferidos às demais ações de emissão de igual espécie emitidas por nós, de modo que a expectativa de recebimento de dividendos é a mesma dos nossos demais acionistas.

O preço de exercício das Opções outorgadas sob o Programa de 2010 é fixo em R\$1,84 cada uma, corrigido pelo IPCA desde 8 de outubro de 2009 até a data do efetivo pagamento. Entendemos que a volatilidade esperada é de 37,31%. O prazo máximo para o exercício das Opções já outorgadas é de até 10 anos a contar de 9 de março de 2010. Para a precificação das Opções foi utilizada as seguintes taxas livres de risco baseada em projeções do Banco Central do Brasil para a Taxa Selic: (i) 10,54% para o primeiro aniversário, (ii) 10,39% para o segundo aniversário; (iii) 10,39% para o terceiro aniversário; e (iv) 10,28% para o quarto aniversário. As ações de nossa emissão adquiridas com o exercício das Opções gozarão dos

mesmos direitos conferidos às demais ações de emissão de igual espécie emitidas por nós, de modo que a expectativa de recebimento de dividendos é a mesma dos nossos demais acionistas.

O preço de exercício das Opções outorgadas sob o Programa de 2009 é fixo em R\$1,23 cada uma, corrigido pelo IPCA desde 1º de janeiro de 2009 até a data do efetivo pagamento. Entendemos que a volatilidade esperada é de 37,31%. O prazo máximo para o exercício das Opções já outorgadas é de até 10 anos a contar de 29 de outubro de 2009. Para a precificação das Opções foi utilizada as seguintes taxas livres de risco baseada em projeções do Banco Central do Brasil para a Taxa Selic: (i) 10,54% para o primeiro aniversário, (ii) 10,39% para o segundo aniversário; (iii) 10,39% para o terceiro aniversário; e (iv) 10,28% para o quarto aniversário. As ações de nossa emissão adquiridas com o exercício das Opções gozarão dos mesmos direitos conferidos às demais ações de emissão de igual espécie emitidas por nós, de modo que a expectativa de recebimento de dividendos é a mesma dos nossos demais acionistas.

c. Método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado

Com relação ao Programa, não é aplicável, dado que o modelo não permite exercício antecipado sem autorização do nosso Conselho de Administração, que então, definirá os métodos e as premissas para incorporar os efeitos esperados do eventual exercício antecipado.

d. Forma de determinação da volatilidade esperada

O método de cálculo da volatilidade esperada representa a volatilidade média do histórico de três anos das empresas do mesmo setor.

e. Se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo

Nenhuma outra característica das opções foi utilizada na mensuração do valor justo além daquelas divulgadas na letra (b) acima.

<p>13.10 Planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários</p>

Não há planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração. Quanto aos diretores estatutários, a partir de julho de 2012, a CPFL Renováveis contratou a Bradesco Previdência, para o plano de previdência privada. A regra de contribuição para os diretores estatutários é de 7% do salário, descontado em folha de pagamento. Em contrapartida, a CPFL Renováveis contribui com a mesma porcentagem. Além disso, os diretores estatutários, que desejarem acelerar a captação de recursos para a aposentadoria terão a opção de realizar contribuições voluntárias, sendo estas sem a contrapartida da empresa.

a. Órgão	Diretoria Estatutária	
b. Número de membros	4,75 diretores	1 diretor
c. Nome do plano	PGBL Bradesco	Fundação CESP
d. Quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar	01	00
e. Condições para se aposentar antecipadamente	N/A	N/A
f. Valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	R\$355.022,42	R\$58.010,69
g. Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	R\$232.846,02	R\$38.575,88
h. Se há a possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	O valor referente à parte do participante poderá ser resgatado a qualquer momento, porém, o resgate da parcela da empresa segue as regras estabelecidas em contrato (cláusula de vesting).	O valor referente à parte do participante poderá ser resgatado a qualquer momento, porém, o resgate da parcela da empresa segue as regras estabelecidas em contrato (cláusula de vesting).

13.11 Remuneração dos membros do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal
--

Exercício Social	Órgão administração
------------------	---------------------

Justificativa para a não prestação da informação:

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 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

O desfazimento de nossa relação jurídica com os nossos administradores, qualquer que seja a forma, será objeto de deliberação ou ciência pelo nosso Conselho de Administração, que determinará a adoção dos procedimentos impostos pela legislação societária vigente.

A relação jurídica entre as partes será considerada extinta, em razão do término do mandato, e desde que não haja recondução ao cargo. Neste caso, pagaremos aos nossos administradores: (a) honorários integrais do mês de extinção do mandato; (b) dias de descanso vencidos e não realizados, considerados, se necessário, *pro rata die*; (c) bônus proporcionais, de curto prazo, a critério do nosso Conselho de Administração.

A relação jurídica entre as partes será considerada extinta, antes do término do prazo do mandato, se ocorrer uma das seguintes hipóteses: (a) extinção do cargo para o qual o nosso administrador foi eleito; (b) destituição promovida por deliberação do Conselho de Administração; e (c) destituição promovida por deliberação do Conselho de Administração, por descumprimento, pelo nosso administrador, de qualquer cláusula do respectivo contrato de trabalho, ou pela não observação das obrigações impostas pelas leis aplicáveis para o exercício das funções inerentes ao cargo de administração, ou por qualquer outro motivo que, a critério do mencionado órgão, seja considerado justo.

Caso a extinção da relação jurídica se dê pelas hipóteses previstas nas alíneas "a" e "b" acima, pagaremos ao administrador, a título de indenização, 50% dos honorários mensais do tempo restante deste contrato, respeitando o valor mínimo relativo a um honorário mensal, além das verbas abaixo: (a) honorários integrais do mês de destituição; (b) dias de descanso vencidos e não usufruídos, considerados, se necessário, *pro rata die*; (c) 13^a honorário proporcional ao número de meses em exercício do cargo no ano; (d) indenização das parcelas conversíveis do Incentivo de Longo Prazo ("ILP"), conforme previsto na norma específica, sendo abrangidas todas as unidades que ultrapassarem o período de *vesting* e ainda não tenham sido convertidas. Já na hipótese prevista na alínea "c" acima, pagaremos ao administrador, exclusivamente, as seguintes verbas: (a) honorários proporcionais referentes ao mês de destituição; (b) dias de descanso vencidos e não usufruídos, considerados, se necessário, *pro rata die*.

A relação jurídica entre as partes poderá ser considerada extinta antes do término do prazo do mandato por renúncia expressa apresentada pelo nosso administrador. Neste caso, o nosso administrador perderá o direito de converter as parcelas de ILP, conversíveis e a converter, de acordo com norma específica. Neste caso, serão abrangidas todas as unidades do ILT, tanto pós como pré *vesting*. O administrador ainda fará jus: (a) honorários integrais do mês da renúncia; (b) dias de descanso vencidos e não realizados, considerados, se necessário, *pro rata die*; (c) 13^o honorário proporcional ao número de meses trabalhados no ano.

Asseguramos ao administrador, de forma suplementar aos demais direitos, o recebimento de uma indenização especial e única, correspondente ao valor de seis honorários, caso ocorram alterações significativas dos acionistas que compõem o nosso bloco de controle majoritário, que impliquem em: (a) extinção do cargo, objeto do respectivo contrato de trabalho; ou (b) destituição do administrador unilateral por parte do Conselho de Administração, ou (c) alterações das condições de exercício do cargo, que tornem menos atraente o desempenho da função, tais como: remuneração, benefícios, funções, atribuições, autoridade ou responsabilidades. Em tal hipótese, o administrador poderá pleitear ao nosso Conselho de Administração a rescisão do seu

contrato de trabalho, apresentando, por escrito, os fundamentos do seu pedido, e fará jus à indenização aqui mencionada caso o referido órgão entenda, por maioria, que se caracterizou a hipótese aqui mencionada.

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.

Não há membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores, diretos ou indiretos.

Órgão	2013 (%)	2012 (%)	2011 (%)
Conselho de Administração	-	-	-
Diretoria Estatutária	-	-	-
Conselho Fiscal*	-	-	-

* Até 31/12/2013 a Companhia não possuía Conselho Fiscal.

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 há qualquer outro valor reconhecido no nosso resultado como remuneração dos membros do Conselho de Administração ou da Diretoria que não em razão da função que ocupam.

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

Não há valores reconhecidos nos resultados de 2013, 2012 e 2011 de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas da Companhia, como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal da Companhia.

Órgão	Exercícios Sociais encerrados em 2013, 2012 e 2011		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal*
Controles diretos e indiretos	-	-	-
Controladas da Emissora	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-

* Até 31/12/2013 a Companhia não possuía Conselho Fiscal.

13.16 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

A tabela abaixo demonstra o cálculo da média anual do número de membros do nosso Conselho de Administração e da nossa Diretoria estatutária:

Conselho de Administração			
Exercício social (a ser) encerrado em 31 de dezembro de			
	2011	2012	2013
Janeiro.....	8	8	7
Fevereiro.....	8	8	7
Março.....	8	8	7
Abril.....	8	9	7
Maio.....	8	9	7
Junho.....	8	9	7
Julho.....	8	9	7
Agosto.....	9	9	7
Setembro.....	9	9	7
Outubro.....	9	9	7
Novembro.....	9	9	7
Dezembro.....	8	9	7
Total.....	100	104	84
Média.....	8,33	8,66	7,00

Diretoria Estatutária			
Exercício social (a ser) encerrado em 31 de dezembro de			
	2011	2012	2013
Janeiro.....	4	7	7
Fevereiro.....	4	7	7
Março.....	4	7	7
Abril.....	4	7	7
Maio.....	4	7	7
Junho.....	4	7	7
Julho.....	4	7	7
Agosto.....	6	7	7

Setembro.....	6	7	7
Outubro.....	6	7	7
Novembro.....	6	7	7
Dezembro.....	7	7	7
Total.....	59	84	84
Média.....	4,92	7,00	7,00

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)

		Com base na atividade desempenhada			
		Em 31 de dezembro	Em 31 de dezembro		
		2013	2012	2011	2010
Administrativo		180	181	143	98
Operacional		149	141	76	61
Total		329	322	219	159

		Com base na localização geográfica			
		Em 31 de dezembro	Em 31 de dezembro d		
		2013	2012	2011	2010
Região Sudeste		229	222	195	143
Região Sul		34	29	21	16
Região Nordeste		66	71	3	0
Total		329	322	219	159

b) número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

		Com base na atividade desempenhada			
		Em 31 de dezembro de	Em 31 de dezembro de		
		2013	2012	2011	2010
Operacional		2.216	2.175	284	646
Total		2.216	2.175	284	646

		Com base na localização geográfica			
		Em 31 de dezembro de	Em 31 de dezembro de		
		2013	2012	2011	2010
Minas Gerais		562	646	152	602
Santa Catarina		92	238	132	44
São Paulo		102	296	0	0
Ceará		119	93	0	0

Paraná		334		352		0		0
Mato Grosso		12		3		0		0
Rio Grande do Sul		650		492		0		0
Rio Grande do Norte		345		55		0		0
Total		2.216		2.175		284		646

c) índice de rotatividade

	Índice de Rotatividade (em %)			
	Em 31 de dezembro		Em 31 de dezembro	
	de		de	
	2013	2012	2011	2010
Índice de Rotatividade	1,39	3,15	3,88	4,73

d) exposição da Companhia a passivos e contingências trabalhistas

Estes passivos estão mencionados no item 4.3 deste Formulário de Referência.

14.2 Comentar qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item 14.1 acima.

Não houve mais motivos substanciais para o aumento de funcionários, somente o aumento das operações da Companhia.

14.3 Descrever as políticas de remuneração dos empregados do emissor, informando:

a) Política de salários e remuneração variável.

A política tem por objetivo viabilizar a administração da área de remuneração na CPFL Renováveis, com devida atenção às necessidades de consistência interna, competitividade externa, motivação profissional e transparência administrativa.

A estrutura salarial da CPFL Renováveis é realizada por meio de pesquisa de mercado, com empresas previamente selecionadas. A linha mestra da estrutura salarial é a mediana, que corresponde a 100% ou ponto médio da tabela salarial.

A Tabela Salarial é estruturada da seguinte forma:

Inicial	Mediana	Final
80%	100%	120%

a) As faixas que compõem a tabela salarial são utilizadas para dar flexibilidade aos gestores na administração dos salários, principalmente levando em conta o desempenho e potencial dos colaboradores.

b) As correções das faixas salariais serão de acordo com os aumentos globais concedidos pela empresa (acordo sindical, antecipações e leis salariais). Os ajustes em função de mercado serão efetuados através de pesquisa salarial. A pesquisa salarial será realizada anualmente.

b) Política de benefícios.

Oferecemos aos nossos empregados um pacote de benefícios, dentre os quais destacamos vale-refeição, vale-transporte, assistência médica hospitalar e seguro de vida, os quais são integralmente custeados pela Companhia. A partir de julho de 2012, a CPFL Renováveis contratou a Bradesco Previdência, para o plano de previdência privada, somando-se mais um benefício. A regra de contribuição para todos os colaboradores está de acordo ao plano de cargos e salários da empresa sendo, descontado em folha de pagamento. Em contrapartida, a CPFL Renováveis contribui com a mesma porcentagem. Além disso, os colaboradores, que desejarem acelerar a captação de recursos para a aposentadoria terão a opção de realizar contribuições voluntárias, sendo estas sem a contrapartida da empresa.

c) Características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores.

i. grupos de beneficiários

Os planos de remuneração baseados em ações dos nossos empregados não-administradores possuem as mesmas características do Plano mencionado no item 13.4 deste Formulário de Referência.

ii. condições para exercício

Os planos de remuneração baseados em ações dos nossos empregados não-administradores possuem as mesmas características do Plano mencionado no item 13.4 deste Formulário de Referência.

iii. preços de exercício

Os planos de remuneração baseados em ações dos nossos empregados não-administradores possuem as mesmas características do Plano mencionado no item 13.4 deste Formulário de Referência.

iv. prazos de exercício

Os planos de remuneração baseados em ações dos nossos empregados não-administradores possuem as mesmas características do Plano mencionado no item 13.4 deste Formulário de Referência.

v. quantidade de ações comprometidas pelo plano

Os planos de remuneração baseados em ações dos nossos empregados não-administradores possuem as mesmas características do Plano mencionado no item 13.4 deste Formulário de Referência.

14.4 Descrever as relações entre o emissor e sindicatos

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.

A CPFL Renováveis 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.

Abaixo segue a lista de todos os sindicatos com os quais a Companhia mantém relações:

- Sindicato dos eletricitários de São Paulo
- STIEEC / Campinas
- Senergisul / RS
- Sindeletro / CE

15 Controle**15.1 Identificar o acionista ou grupo de acionistas controladores, indicando em relação a cada um deles:****[preenchido direto no empresas.net]**

- a) nome;
- b) nacionalidade;
- c) CPF/CNPJ;
- d) quantidade de ações detidas, por classe e espécie;
- e) percentual detido em relação à respectiva classe ou espécie;
- f) percentual detido em relação ao total do capital social;
- g) se participa de acordo de acionistas;
- h) se o acionista for pessoa jurídica, lista contendo as informações referidas nos subitens "a" a "d" acerca de seus controladores diretos e indiretos, até os controladores que sejam pessoas naturais, ainda que tais informações sejam tratadas como sigilosas por força de negócio jurídico ou pela legislação do país em que forem constituídos ou domiciliados o sócio ou controlador;
- i) data da última alteração.

Aumento no valor total de R\$ 355.393,85

Emissão de novas ações: 42.882

Capital Social antes do aumento: R\$ 2.908.037.819,85

Capital Social depois do aumento: R\$ 2.908.393.213,70

Quantidade de Ações Antes do Aumento: 441.486.996

Quantidade de Ações Depois do Aumento: 441.529.878

Acionistas	Ordinárias	%	Participa Acordo de Acionistas	Acionista Controlador
CPFL GERACAO DE ENERGIA S.A.	259.748.799	51,61%	Sim	Sim
FIP ARROW	61.752.782	12,27%	Sim	Não
CAIXA DE PREVID.DOS FUNC.DO BANCO DO BRASIL (Previ)	31.974.420	6,35%	Não	Não
FIP BRASIL ENERGIA (BTG Pactual)	31.439.288	6,25%	Sim	Não
SECOR, LLC (Eton Park)	24.255.307	4,82%	Sim	Não
PATRIA ENERGIA FUNDO DE INVESTIMENTO EM PARTICIPACOES (Patria Investimentos)	21.064.242	4,19%	Sim	Não
FUNDO DE INVESTIMENTO EM PART. MULTISSETORIAL PLUS (Bradesco BBI)	13.104.207	2,60%	?	Não
GMR ENERGIA	8.230.323	1,64%	?	Não
PATRIA ENERGIA RENOVAVEL FDO INV PARTICIPAC INFRAESTRUTURA (Pátria Investimentos)	3.699.532	0,74%	Sim	Não
DANIEL GALLO	101.281	0,02%	Sim	Não

Total Controladores					455.370.181	90,48%
DEG	6.499.722	1,29%	Não	Não		
IFC	11.990.407	2,38%	Não	Não		
BTG (garantia firme)	26.647.517	5,29%	Não	Não		
Outros	2.774.833	0,55%	Não	Não		
Total Float					47.912.479	9,52%
Total de Ações					503.282.660	100%

Acionistas		Ordinárias	%	Participa Acordo de Acionistas	Acionista Controlador
CPFL GERACAO DE ENERGIA S.A.	03.953.509/0001-47	259.748.799	51,608279%	Sim	Sim
ARROW FUNDO DE INVESTIMENTO EM PARTICIPAÇÕES	09.298.429/0001-81	61.752.782	12,269373%	Sim	Não
CAIXA DE PREVID.DOS FUNC.DO BANCO DO BRASIL (Previ)	33.754.482/0001-24	31.974.420	6,352849%	Não	Não
FIP BRASIL ENERGIA (BTG Pactual)	07.032.374/0001-38	31.439.288	6,246526%	Sim	Não
SECOR, LLC (Eton Park)	08.952.278/0001-70	24.255.307	4,819174%	Sim	Não
FIP PATRIA ENERGIA (Patria Investimentos)	08.486.528/0001-24	21.064.242	4,185156%	Sim	Não
FUNDO DE INVESTIMENTO EM PART. MULTISSETORIAL PLUS (Bradesco FIP)	08.897.630/0001-47	13.104.207	2,603614%	Sim	Não
GMR ENERGIA	08.978.651/0001-62	8.230.323	1,635245%	Sim	Não
PATRIA ENERGIA RENOVAVEL FDO INV PARTICIPAC INFRAESTRUTURA (Pátria Investimentos)	13.416322/0001-68	3.699.532	0,735043%	Sim	Não
OUTROS		48.039.489	9,544741%		
TOTAL		503.308.389	100,00%		

15.2 Em forma de tabela, lista contendo as informações abaixo sobre os acionistas, ou grupos de acionistas que agem em conjunto ou que representam o mesmo interesse, com participação igual ou superior a 5% de uma mesma classe ou espécie de ações e que não estejam listados no item 15.1:

Item apresentado no EmpresasNet em conjunto com o item 15.1 deste Formulário de Referência.

15.3 Em forma de tabela, descrever a distribuição do capital, conforme apurado na última assembleia geral de acionistas:

Posição em 28 de abril de 2014

Quantidade de acionistas na pessoa física	166
Quantidade de acionistas na pessoa jurídica	18
Quantidade de investidores institucionais	32
Data da última assembleia	30/09/2014

Ações em circulação

Quantidade de ordinárias	211.585.170	Ordinárias %	38,846978%
Quantidade de preferenciais	0	Preferências%	100
Quantidade de ações	211.585.170	Total de ações %	38,846978%

Por classe de ações preferenciais

Classe ação	Ordinária
Quantidade ações (unidades)	211.585.170
Ações %	100

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.

Os nossos acionistas controladores diretos e indiretos, bem como seus acionistas com participação igual ou superior a 5% de nosso capital social total estão identificados nas seções 15.1 e 15.2 deste Formulário de Referência, razão pela qual não foi inserido o organograma neste item.

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:

Em resumo, o nosso Acordo de Acionistas dispõe sobre questões relativas a voto em Assembleias Gerais e em reuniões do Conselho de Administração, participação dos acionistas e de seus respectivos representantes societários nos nossos órgãos diretivos; direito de preferência em relação à aquisição das ações de nossa emissão e outras determinadas restrições relativas à transferência das ações de nossa emissão e direitos econômicos associados à titularidade a elas; direito de preferência nos aumentos de capital social.

Destaca-se que o nosso Acordo de Acionistas é regido por lei brasileira. Quaisquer controvérsias relacionadas ao acordo serão dirimidas em caráter definitivo de acordo com o procedimento previsto no Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado instituída pela BM&FBOVESPA.

a. partes.

São partes no nosso Acordo de Acionistas: (i) CPFL Geração de Energia S.A ("CPFL Geração"); (ii) Bloco ERSA (Pátria Energia – Fundo de Investimento em Participações ("Pátria Energia"), Secor – LLC ("Secor"), Fundo de Investimento em Participações Multisetorial Plus ("Bradesco FIP"), GMR Energia S.A. ("GMR Energia"), Daniel Gallo ("Daniel Gallo"), Fundo de Investimento em Participações Brasil Energia ("FIP Brasil Energia"), Pátria Energia Renovável – Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura ("FIP Pátria"); e (iii) Arrow – Fundo de Investimento em Participações ("ARROW").

b. data de celebração.

O nosso atual Acordo de Acionistas foi celebrado por meio do 8º Aditivo e Consolidação do Acordo de Acionistas em 01 de outubro de 2014.

c. prazo de vigência.

O nosso Acordo de Acionistas permanecerá em vigor: (i) em relação a todos os Acionistas, até a expiração do prazo de todas as outorgas aos empreendimentos de titularidade da Companhia (sob forma de concessão, autorização, ou outras), a não ser que de outra forma acordado, por escrito, por todos os Acionistas; (ii) em relação aos Acionistas do Bloco ERSA, enquanto detiverem, em conjunto, 15% (quinze por cento) ou mais do capital social votante da Companhia; (iii) em relação ao acionista ARROW, enquanto detiver 6,5% (seis vírgula cinquenta por cento) ou mais do capital social votante da Companhia. Em todo caso, o nosso Acordo de Acionistas deverá ficar extinto em relação a um Acionista se tal Acionista, nos termos do Acordo, deixar de ser nosso Acionista.

d. descrição das cláusulas relativas ao exercício do direito de voto e do poder de controle.

Nosso Acordo de Acionistas não estabelece cláusulas relativas ao exercício do poder de controle, que é exercido isoladamente pela CPFL Geração de Energia S.A.

e. descrição das cláusulas relativas à indicação de administradores.

O Conselho de Administração será composto de 7 (sete) a 13 (treze) Conselheiros, sendo a fixação do número de conselheiros e a eleição pelos Acionistas realizada conforme o disposto no Acordo de Acionistas. Os integrantes do Conselho de Administração serão selecionados dentre indivíduos experientes e idôneos, inclusive dentre sócios e executivos seniores dos Acionistas e de suas Afiliadas. Os Conselheiros serão eleitos pelos Acionistas em Assembleia Geral para mandatos unificados de 1 (um) ano, com possibilidade de reeleição, conforme o disposto abaixo.

A CPFL Geração terá o direito de indicar ao menos a metade mais um dos membros do Conselho e os respectivos suplentes, dentre eles o Presidente e o Vice-Presidente do Conselho de Administração.

Os Acionistas integrantes do Bloco ERSA terão, em conjunto, o direito de indicar até 2 (dois) Conselheiros e os respectivos suplentes. Para tanto, cada um dos Acionistas integrantes do Bloco ERSA terá o direito de nomear 1 (um) Conselheiro e o respectivo suplente, enquanto for titular de Ações em quantidade igual ou superior a uma participação no capital social total e votante da Companhia igual ou superior a 6,5% (seis e meio por cento) do total de ações de emissão da Companhia na data da respectiva eleição ("Participação Mínima"). Caso mais de 2 (dois) integrantes do Bloco ERSA possuam em seu nome a Participação Mínima na data da respectiva eleição, os acionistas que tiverem as duas maiores participações no capital social total e votante da Companhia na data da respectiva eleição terão o direito de nomear cada um, 1 (um) Conselheiro e o respectivo suplente.

Caso um Acionista do Bloco ERSA perca o direito de nomear um membro do Conselho de Administração, os demais Acionistas do Bloco ERSA poderão, por deliberação da maioria de tais demais Acionistas (por quantidade de Ações), destituir o membro do Conselho de Administração que aquele Acionista do Bloco ERSA não tiver mais o direito de nomear. O assento do Conselho de Administração ao qual um Acionista do Bloco ERSA não tenha mais o direito de nomear, poderá ser preenchido conforme o disposto abaixo ou, caso tal preenchimento não seja possível, permanecerá vago, a não ser se de outro modo acordado por escrito por todos os Acionistas.

Caso, na data da respectiva eleição, não haja pelo menos 2 (dois) Acionistas integrantes do Bloco ERSA com participação no capital social total e votante da Companhia igual ou superior a 6,5% (seis e meio por cento) do total de ações de emissão da Companhia e que desejem indicar Conselheiros, os acionistas integrantes do Bloco ERSA poderão combinar entre si suas participações no capital da Companhia. Nesse caso, cada bloco de Ações do Bloco ERSA representando participação conjunta igual ou superior à Participação Mínima na data da respectiva eleição ("Bloco para Conselho") dará direito a indicar 1 (um) Conselheiro e seu respectivo suplente, até o limite de 2 (dois) conselheiros que o Bloco ERSA tem o direito de indicar.

Um mesmo Acionista do Bloco ERSA (seja ele Minoritário do Bloco ou não) poderá participar em mais de um Bloco para Conselho, por meio da alocação de Ações em Blocos para Conselho diferentes.

Caso mais de 2 (dois) Blocos para o Conselho possuam a Participação Mínima na data da respectiva eleição, os Blocos para o Conselho que tiverem as duas maiores participações no capital social total e votante da Companhia na data da respectiva eleição, terão o direito de nomear cada um, 1 (um) Conselheiro e o respectivo suplente.

A saída de um Acionista do Bloco ERSA de determinado Bloco para Conselho não representa, por si só, a perda do direito de tal Bloco para Conselho de nomear 1 (um) Conselheiro e o respectivo suplente, desde que referido Bloco para Conselho ainda mantenha uma Participação Mínima.

Ainda que um Bloco para Conselho possua uma participação no capital social total e votante da Companhia na data da respectiva eleição superior a de um Acionista isoladamente, o Bloco para o Conselho somente poderá indicar 1 (um) Conselheiro e seu respectivo suplente, caso esse Acionista que possua Participação Mínima, abdique seu direito de indicar 1 (um) Conselheiro e seu respectivo suplente.

Não obstante o acima disposto, o total de Conselheiros que poderão ser eleitos pelos Acionistas integrantes do Bloco ERSA, conforme o Acordo de Acionistas não excederá, em qualquer hipótese, a 2 (dois) Conselheiros.

O ARROW terá o direito de indicar 1 (um) Conselheiro e o respectivo suplente, enquanto for titular de ações em quantidade igual ou superior a uma participação no capital social total e votante da Companhia igual ou superior a 6,5% (seis e meio por cento) do total de ações de emissão da Companhia na data da respectiva eleição ("Participação Mínima"). Caso o ARROW perca o direito de nomear um membro do Conselho de Administração, os demais Acionistas poderão, por deliberação da maioria, destituir o membro do Conselho de Administração anteriormente indicado pelo ARROW. O assento do Conselho de Administração ao qual o ARROW não tenha mais o direito de nomear, permanecerá vago, a não ser se de outro modo acordado por escrito por todos os Acionistas.

Ao menos 1 (um) Conselheiro deverá ser eleito como membro independente e/ou representante de acionistas minoritários, consoante as leis brasileiras e as exigências de registro pertinentes e não poderá ser indicado nem pelos acionistas do Bloco ERSA e nem pelo ARROW. Em qualquer hipótese, o Conselho terá tantos membros quantos necessários de forma a assegurar que (i) a CPFL Geração mantenha o direito de indicar a maioria dos Conselheiros, inclusive o Presidente e o Vice-Presidente, enquanto mantiver a maioria das Ações; (ii) os Acionistas do Bloco ERSA mantenham o direito de indicar até 2 (dois) Conselheiros, nos termos do Acordo de Acionistas; e (iii) a ARROW mantenha o direito de indicar 1 (um) Conselheiro, nos termos do Acordo de Acionista; e (iv) a Companhia tenha 1 (um) ou mais Conselheiros Independentes, com sólida e comprovada experiência em questões inerentes ao desenvolvimento do Negócio, sendo que pelo menos 1 (um) deles não poderá ser eleito nem pelo Bloco ERSA e nem pelo ARROW. A independência do referido Conselheiro deverá ser caracterizada conforme a definição de conselheiro independente estabelecida no Regulamento do Novo Mercado da BM&FBOVESPA e o *Policy Agreement* firmado com o *International Finance Corporation – IFC* ("Conselheiro Independente").

Cada Acionista enviará aos demais Acionistas o nome e sucinto currículo dos indivíduos indicados para ocupar o cargo de membros do Conselho de Administração, tão logo possível

(preferencialmente até antes da convocação da Assembleia Geral que deliberará sobre a eleição de Conselheiros), mas em todo caso até 2 (dois) Dias Úteis da data da Assembleia Geral que deliberará sobre a eleição de Conselheiros.

Nos casos de indisponibilidade temporária ou vacância no cargo de Presidente, ou de Vice Presidente, do Conselho de Administração, este será substituído por um dos membros titulares do Conselho de Administração indicados pela Acionista CPFL Geração, até que se realize a Assembleia Geral subsequente. Nos casos de indisponibilidade temporária ou vacância no cargo de Conselheiro, poderá o Conselho de Administração preencher o cargo com um conselheiro indicado pelo Acionista que houver indicado o conselheiro substituído; ressalvado, no entanto, que em ambos os casos os Acionistas reunir-se-ão em Assembleia Geral com a finalidade de preencher o cargo em questão.

Cada um dos Acionistas ou Bloco para o Conselho, se aplicável, terá o direito de destituir e substituir os membros do Conselho de Administração por ele indicados a qualquer tempo e por qualquer razão. Os Acionistas concordam em tomar todas as medidas, inclusive exercer seu respectivo direito de voto em Assembleia Geral, para aprovar a destituição e substituição de um Conselheiro, conforme solicitação do respectivo Acionista ou Bloco para o Conselho que o houver indicado.

Nenhum Acionista ou Acionistas que fizerem parte de um Bloco para o Conselho poderá exercer seu direito de voto para destituir ou substituir qualquer dos Conselheiros indicados por outro Acionista ou Bloco para o Conselho, exceto em caso de descumprimento, por um Conselheiro indicado por outro Acionista ou Bloco para o Conselho, das disposições do Acordo ou do Estatuto Social, ou na hipótese de violação dos deveres legais de tal Conselheiro para com a Companhia, conforme disposto na Lei das Sociedades por Ações. A destituição ou substituição de um Conselheiro somente poderá ser aprovada por deliberação da maioria dos Acionistas (por quantidade de Ações), com exclusão do Acionista ou Bloco para o Conselho que houver indicado o Conselheiro em questão, em cujo caso o mencionado Acionista ou Bloco para o Conselho substituirá o Conselheiro assim destituído.

Os Acionistas, neste ato, se comprometem a não exercer o seu direito de requerer a adoção do procedimento de voto múltiplo ou, se for o caso, de voto em separado, para a eleição de membros do Conselho de Administração. Na hipótese de o procedimento de voto múltiplo ou de voto em separado vir a ser adotado e outros acionistas da Companhia virem a propor a eleição de membro do Conselho de Administração, os Acionistas exercerão os seus direitos de voto de forma a assegurar o seguinte: (i) eleição, pelos Acionistas, do maior número possível de Conselheiros, conforme necessário para permitir o atendimento, nesta ordem de preferência, dos itens (ii), (iii), (iv) e (v) que se seguem; (ii) a indicação, pela CPFL Geração, enquanto esta detiver a maioria das Ações, da metade mais um dos membros do Conselho; (iii) a indicação, pelos Acionistas do Bloco ERSA, de 1 (um) membro do Conselho, conforme o disposto no Acordo de Acionistas; (iv) a indicação de um membro do Conselho indicado pelo ARROW; (v) a indicação, pelos Acionistas do Bloco ERSA, de mais 1 (um) membro do Conselho, conforme o disposto no Acordo de Acionistas; e, na medida que os Acionistas possam eleger mais Conselheiros além dos mencionados nos itens (ii), (iii), (iv) e (v) precedentes, (vi) a indicação, pela CPFL Geração, enquanto esta detiver a maioria das Ações, de mais membros do Conselho.

f. descrição das cláusulas relativas à transferência de ações e à preferência para adquiri-las.

Restrições à Transferência

Não será permitido a qualquer Acionista, direta ou indiretamente, vender, transferir, doar, ceder, empenhar, onerar, gravar ou alienar de qualquer outro modo (sendo quaisquer dessas ações designadas como "Transferência") Ações, Equivalentes a Ações do Capital ou outros direitos deles decorrentes em favor de qualquer pessoa física ou jurídica, salvo (a) nas hipóteses de (i) Transferência a um Adquirente Autorizado (ii) Direito de Preferência nos Aumentos de Capital, (iii) Direito de Preferência na Transferência de Ações, (iv) Criação de Ônus; (v) Ingresso de Novos Acionistas do Acordo de Acionistas; (b) no caso de Transferências Públicas; ou (c) em razão do pagamento de eventuais indenizações conforme o disposto na Cláusula 9 do Acordo de Associação celebrado em 19 de abril de 2011 entre os então acionistas da Companhia, a CPFL, a CPFL Geração, a CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil") e a Companhia.

Se qualquer dos Acionistas realizar a Transferência de Ações ou de direitos Equivalentes a Ações do Capital (ou outros direitos deles decorrentes), violando o Acordo de Acionistas, a referida Transferência será considerada nula e sem efeito, e não será registrada pela Companhia em seus livros de registro nem a ela se dará efeito para qualquer outra finalidade. Além disso, por opção dos Acionistas que permaneçam adimplentes aos termos do Acordo de Acionistas, o Acionista que houver realizado a Transferência violando o Acordo de Acionistas perderá os direitos antes a ele assegurados pelo Acordo de Acionistas (sendo certo que tal Acionista permanecerá obrigado às obrigações assumidas nos termos do Acordo de Acionistas) e os outros Acionistas poderão exercer outras medidas disponíveis em lei ou no Acordo de Acionistas com relação à referida violação.

O ARROW se comprometeu a, não negociar, oferecer, vender, contratar a venda, dar em garantia ou de outra forma dispor, direta ou indiretamente, até 10 de fevereiro de 2015, de quaisquer Ações, bem como quaisquer derivativos nelas lastreados.

Transferência a um Adquirente Autorizado

Os Acionistas poderão, a qualquer tempo, realizar a Transferência de suas Ações ou Equivalentes a Ações do Capital sem as restrições estabelecidas no Acordo de Acionistas a um Adquirente Autorizado, inclusive em razão de reestruturações societárias dos Acionistas, desde que, no entanto, (i) o Acionista que Transferir suas Ações para um Adquirente Autorizado deverá fazer com que tal Adquirente Autorizado se vincule às disposições do Acordo de Acionistas (incluindo-se aqui as restrições com respeito a Transferências), e que (ii) tal Acionista e tal Adquirente Autorizado deverão se tornar solidariamente responsáveis pelas suas obrigações a cumprir consoante os termos do Acordo de Acionistas, desde que tal responsabilidade solidária não seja proibida pela lei ou pela regulamentação aplicável da CVM. Se um Adquirente Autorizado deixar de ser uma Afiliada do Acionista que lhe tiver transferido Ações, o referido Adquirente Autorizado, antes de deixar de ser uma Afiliada, deverá transferir todas as suas Ações ao mesmo Acionista ou outro Adquirente Autorizado do Acionista em questão.

Direito de Preferência nos Aumentos de Capital

Exceto em função de qualquer Oferta Pública Subsequente e do disposto no artigo 171, § 3º, da Lei das Sociedades por Ações, os Acionistas terão Direito de Preferência para participar de qualquer aumento de capital da Companhia por meio da emissão de novas ações pela Companhia, bem como participar de qualquer emissão de Equivalentes a Ações do Capital, na proporção do número de ações que cada Acionista detiver no capital social da Companhia.

O prazo para exercício do Direito de Preferência será de, no mínimo, 30 (trinta) dias. Caso qualquer Acionista deseje exercer seu Direito de Preferência, deverá enviar notificação por escrito à Companhia no prazo para o exercício do Direito de Preferência, conforme estipulado na respectiva Reunião que aprovar tal aumento de capital ou emissão de Equivalentes a Ações do Capital, manifestando o interesse em subscrever o número de Ações ou Equivalentes a Ações do Capital que couber em razão da participação que detiver no capital social da Companhia, inclusive manifestando o seu interesse em participar da subscrição de Ações ou Equivalentes a Ações do Capital remanescentes, caso aplicável.

Omitindo-se qualquer Acionista de exercer seu Direito de Preferência no prazo inicial de 30 (trinta) dias, o referido Direito de Preferência será transferido, de modo proporcional, livre e desembaraçado de Ônus, aos demais Acionistas que houverem manifestado seu interesse na subscrição de Ações ou Equivalentes a Ações de Capital remanescentes, se houver, os quais terão prazo de 5 (cinco) dias para exercer o mencionado direito após a expiração do prazo inicial de 30 dias.

Se o exercício do Direito de Preferência pelo Grupo CPFL e/ou pelo ARROW, combinado com o não exercício do Direito de Preferência por um ou mais integrantes do Bloco ERSA, resultar em uma diluição da participação do Bloco ERSA para um percentual inferior a 20% (vinte por cento), os Acionistas integrantes do Bloco ERSA que tiverem subscrito a emissão de Ações ou Equivalentes a Ações de Capital terão um Direito de Preferência prioritário para subscrever todas as sobras de Ações ou Equivalentes de Ações de Capital não subscritas, na medida do necessário para manter a participação total do Bloco ERSA em 20% (vinte por cento) do capital total e votante da Companhia. Uma vez assegurada a participação de 20% (vinte por cento) do Bloco ERSA, as Ações ou Equivalentes de Ações de Capital que ainda sobraem serão rateados proporcionalmente aos Acionistas que tenham manifestado seu interesse de subscrevê-los.

Os Acionistas não poderão transferir seus Direitos de Preferência para qualquer Pessoa, exceto (i) para Adquirentes Autorizados, conforme definido no Acordo, (ii) para evitar a diluição prevista acima ou (iii) com a prévia aprovação, por escrito, dos demais Acionistas.

9.1. O Acionista que não participar da subscrição de novas Ações em razão de um aumento de capital ou da subscrição de Equivalentes a Ações do Capital, na proporção de sua participação no capital social da Companhia, terá diluída sua participação no capital social da Companhia.

Direito de Preferência na Transferência de Ações

Se um Acionista ("Acionista Ofertante") receber uma proposta por escrito ("Proposta") de terceiro que não seja Acionista participante do Acordo de Acionistas ("Proponente") e desejar Transferir a totalidade ou parte de suas Ações ou Equivalentes a Ações do Capital, o Acionista

Ofertante enviará aviso ("Aviso de Oferta") por escrito aos demais Acionistas ("Acionistas Ofertados"), detalhando todos os termos e condições da Proposta e inclusive fornecendo, entre outras informações, o nome do Proponente, o número e tipo de Ações e/ou Equivalentes a Ações do Capital objeto da Proposta ("Valores Ofertados"), o preço oferecido pelos Valores Ofertados e a sua intenção, como Acionista Ofertante, quanto à aceitação da Proposta em questão.

Os Acionistas Ofertados terão Direito de Preferência quanto à aquisição dos Valores Ofertados de acordo com os termos e condições da Proposta. O exercício desse Direito de Preferência estará sujeito aos procedimentos descritos adiante e terá validade somente se abranger a totalidade dos Valores Ofertados. O Aviso de Oferta constituirá uma oferta irrevogável, irretratável e vinculante de venda de todos (e não menos que todos) os Valores Ofertados aos Acionistas Ofertados sob os mesmos termos e condições da Proposta, independentemente da eventual retirada, revogação ou retratação da oferta do Proponente.

No prazo de 30 (trinta) dias da data em que receberem o Aviso de Oferta enviado pelo Acionista Ofertante, os Acionistas Ofertados enviarão aviso irrevogável e por escrito ("Aviso sobre Decisão") ao Acionista Ofertante, com cópia para o Presidente do Conselho e para os demais Acionistas, informando sobre sua decisão a respeito de:

(a) exercer o Direito de Preferência em relação à totalidade dos Valores Ofertados, pelo mesmo preço e sob as mesmas condições da Proposta, hipótese na qual tal exercício constituirá obrigação irrevogável e irretratável do respectivo Acionista Ofertado de adquirir os Valores Ofertados; ou

(b) renunciar ao Direito de Preferência (sendo a omissão de envio do referido Aviso sobre Decisão até a data para tanto estabelecida interpretada como renúncia a esse Direito de Preferência), não sendo permitida a cessão desse direito a terceiros.

Se mais de um Acionista Ofertado exercer seu Direito de Preferência, os Valores Ofertados serão destinados obedecendo a mesma proporção do número de Ações que cada um deles detiver, excluindo-se as Ações detidas pelo Acionista Ofertante e as Ações detidas pelos Acionistas Ofertados que renunciem a seu respectivo Direito de Preferência.

Se um ou mais dos Acionistas Ofertados renunciarem a seu respectivo Direito de Preferência na aquisição dos Valores Ofertados a que fazem jus, tais Valores Ofertados sobre os quais os referidos Acionistas Ofertados deixarem de exercer esse Direito de Preferência ("Ações Remanescentes") serão adquiridos pelos demais Acionistas que tiverem expedido um Aviso sobre Decisão ao Acionista Ofertante consoante os termos da letra (a), acima, os quais, neste caso, receberão uma comunicação do Acionista Ofertante no prazo de 10 (dez) dias a contar da data de término do prazo de 30 (trinta) dias.

A venda da totalidade dos Valores Ofertados aos Acionistas Ofertados que exercerem seu respectivo Direito de Preferência consumir-se-á no prazo de 10 (dez) dias da data final.

Se os Valores Ofertados não forem vendidos em sua totalidade aos Acionistas Ofertados, o Acionista Ofertante estará liberado para vender os Valores Ofertados ao Proponente, de acordo com os termos da Proposta e no prazo de 30 (trinta) dias da data de término do prazo de 10 (dez) dias estabelecido acima.

Caso os termos e condições da Proposta sejam alterados ou a Transferência não seja concluída ao Proponente no prazo de 10 (dez) dias, o Acionista Ofertante deverá reiniciar o procedimento acima estabelecido caso ainda deseje Transferir os Valores Ofertados.

Não obstante o acima, caso a Proposta seja feita por um Acionista participante do Acordo de Acionistas ("Proponente Acionista"), o disposto acima aplicar-se-á, *mutatis mutandis*, para a Transferência de quaisquer Valores Ofertados. Desta forma, caso um ou mais Acionistas Ofertados também manifeste(m) interesse na aquisição dos Valores Ofertados, o Proponente Acionista e os Acionistas Ofertados que exercerem seu Direito de Preferência efetuarão a aquisição dos Valores Ofertados, obedecendo à mesma proporção do número de Ações que cada um deles detiver no capital social votante da Companhia, excluindo-se as Ações detidas pelo Acionista Ofertante e as Ações detidas pelos Acionistas Ofertados que renunciem a seu respectivo Direito de Preferência.

Criação de Ônus

As Ações estão livres e desembaraçadas de todos e quaisquer gravames, direitos reais ou pessoais de garantia, hipotecas, restrições, servidões, usufrutos, dívidas, encargos, taxas, cauções, opções, direitos de preferência e quaisquer outros direitos, reivindicações, restrições ou limitações de qualquer natureza que venham a afetar a livre e plena propriedade do bem em questão ou de qualquer forma venham a criar obstáculos à sua alienação, a qualquer tempo ("Ônus"), exceto conforme previsto no Acordo de Acionistas. Nenhum dos Acionistas empenhará as Ações ou criará de outro modo outro Ônus sobre as Ações, direta ou indiretamente, visando a garantir obrigações assumidas pelo próprio Acionista ou por terceiros, salvo se autorizado, por escrito, por todos os Acionistas.

Ingresso de Novos Acionistas

No caso de qualquer Transferência, por qualquer Acionista, de Ações, de Equivalentes a Ações do Capital ou o Direito de Preferência em relação à subscrição de novas ações e/ou Equivalentes a Ações do Capital que não por meio de uma Transferência Pública, a Transferência estará condicionada à adesão prévia e explícita do terceiro adquirente aos termos do Acordo de Acionistas, por meio da assinatura de um Termo de Adesão segundo o qual ele concordará em obrigar-se aos termos e disposições contidos no Acordo de Acionistas.

A Companhia não deverá registrar ou permitir o registro de uma Transferência de Ações ou Equivalentes a Ações do Capital na ausência de evidência suficiente de que (a) o Acionista que está Transferindo as Ações ou Equivalentes a Ações do Capital, ou seu Direito de Preferência, cumpriu todas as disposições do Acordo de Acionistas relativas à Transferência de Ações ou Equivalentes a Ações do Capital ou Direito de Preferência; e (b) o novo acionista aderiu e tornou-se parte do Acordo de Acionistas.

Caso o novo acionista tenha adquirido Ações de integrante do Bloco ERSA, tal novo acionista deve aderir ao instrumento expressamente como acionista integrante do Bloco ERSA, assumindo os mesmos direitos e sujeitando-se às mesmas obrigações conferidas ao Bloco ERSA nos termos do Acordo de Acionistas.

Caso o novo acionista tenha adquirido Ações de integrante do Grupo CPFL, tal novo acionista deve aderir ao instrumento expressamente como acionista integrante do Grupo CPFL, assumindo os mesmos direitos e sujeitando-se às mesmas obrigações conferidas ao Grupo CPFL nos termos do Acordo de Acionistas.

Caso o novo acionista tenha adquirido Ações do ARROW, tal novo acionista deve aderir ao instrumento assumindo os mesmos direitos e sujeitando-se às mesmas obrigações conferidas ao ARROW nos termos do Acordo de Acionistas.

Caso ocorra uma Transferência parcial de Ações ou Equivalentes a Ações do Capital existentes, por qualquer Acionista para um terceiro, os direitos e prerrogativas de tal Acionista estabelecidos no Acordo de Acionistas deverão ser exercidos de forma conjunta, como um grupo, por tal Acionista com tal terceiro que adquiriu parcela das Ações ou Equivalentes a Ações do Capital de referido Acionista, de acordo com os termos e condições estabelecidos por tais partes. Para fins do Acordo de Acionistas, o Acionista original deverá sempre representar referido grupo perante a Companhia e as Sociedades Investidas.

Transferência Públicas

Para o fim de permitir que um Acionista implemente a Transferência da totalidade ou de parte de suas Ações em Bolsa de Valores Aceitável ou em oferta pública secundária (em conjunto, uma "Transferência Pública"), qualquer Acionista poderá desvincular a totalidade ou parte de suas Ações do Acordo de Acionistas, a qualquer tempo, e, para tanto, deverá enviar aviso por escrito aos demais Acionistas e à Companhia imediatamente antes da efetivação da Transferência Pública, sendo certo que tal obrigação de aviso por escrito será dispensada se houver intenção de venda de Ações, em uma única transação ou série de transações, que representem menos de 2% (dois por cento) das ações em circulação no momento, a ser(em) realizada(s) dentro de um prazo de 90 dias, contados, na hipótese de vendas em série de transações, a partir da data da primeira transação. Para fins de clareza, as Ações que tenham sido vendidas em percentual abaixo dos 2% (dois por cento) acima referido terão sido desvinculadas do Acordo de Acionistas conforme acima sem a necessidade de aviso por escrito aos demais Acionistas.

A Companhia deverá cooperar com o que for necessário, nos termos da legislação aplicável, incluindo, mas não se limitando, para a atualização de seu formulário de referência e celebração dos documentos de eventual oferta pública secundária e realização do *road show*, para a implementação da Transferência Pública de interesse do Acionista que se manifestar. Adicionalmente, caso mais de um Acionista integrante do Bloco ERSA manifeste seu interesse de realizar uma Transferência Pública em determinado momento, tais Acionistas deverão envidar seus melhores esforços para realizar tal venda de forma coordenada.

Quaisquer Ações que sejam desvinculadas do Acordo de Acionistas no contexto de uma Transferência Pública, ou sejam vendidas na Bolsa de Valores Aceitável, não deverão mais ser consideradas como "Ações" para os fins do Acordo de Acionistas. Caso a Transferência Pública não se consuma, ou, se consumada, as Ações desvinculadas do Acordo de Acionistas não forem vendidas em tal Transferência Pública, ou se as Ações forem desvinculadas para venda na Bolsa de Valores Aceitável, mas não forem vendidas no prazo de 45 (quarenta e cinco) dias contados da data de sua desvinculação, todas as Ações não vendidas deverão novamente vincular-se ao Acordo de Acionistas, e deverão ser consideradas novamente como "Ações" e

será exigido que o detentor de tais Ações mantenha suas Ações vinculadas ao Acordo de Acionistas, a não ser e até que desvincule tais Ações no âmbito de uma Transferência Pública.

g. descrição das cláusulas que restrinjam ou vinculem o direito de voto de membros do conselho de administração.

Não há em nosso Acordo de Acionistas quaisquer cláusulas que restrinjam ou vinculem o direito de voto dos membros do Conselho de Administração.

15.6 Indicar alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor.

Em 28 de março de 2013 foi realizada a cisão parcial da CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil"), que resultou na transferência de seus ativos e passivos, relacionados ao seu investimento de 27,51% (vinte e sete vírgula cinquenta e um por cento) na Companhia, para a CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração"). Após a operação, a CPFL Geração, anteriormente detentora de 35,49% (trinta e cinco vírgula quarenta e nove por cento) do capital social da Companhia, passou a deter 63% (sessenta e três por cento) do capital social da Companhia. Tal operação não resultou em qualquer mudança de controle acionário da Companhia, uma vez que tanto CPFL Brasil como CPFL Geração são integralmente detidas pela CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia") e as ações objeto de tal operação continuarão sujeitas às disposições do acordo de acionistas da Companhia.

Em razão da oferta pública inicial de ações da Companhia, a CPFL Geração passou a deter 58,83% do capital social da CPFL Renováveis, não resultando em qualquer mudança de controle acionário da Companhia.

Em 30 de setembro de 2014 foi aprovada a incorporação da WF2 Holding S.A. ("WF2") pela Companhia, com eficácia a partir de 01 de outubro de 2014. Em decorrência da incorporação, o Arrow – Fundo de Investimento em Participações ("Arrow"), único acionista da WF2, recebeu 0,098288972 nova ação ordinária de emissão da Companhia para cada ação de emissão da WF2, ou seja, recebeu um total de 12,27% (doze inteiros e vinte e sete centésimos por cento) do capital social da Companhia.

Após a operação de incorporação, a quantidade de ações da Companhia passou a ser distribuída do seguinte modo:

Sociedades	Quadro Societário			
	Antes		Depois	
	Ações	%	Ações	%
CPFL Geração de Energia S.A.	259.748.799	58,83	259.748.799	51,61
Arrow – Fundo de Investimento em Participações	—	—	61.752.782	12,27
Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI	31.974.420	7,24	31.974.420	6,35
FIP Brasil Energia (BTG Pactual)	31.439.288	7,12	31.439.288	6,25
Secor LLC (Eton Park)	24.255.307	5,49	24.255.307	4,82
FIP Pátria Energia	21.064.242	4,77	21.064.242	4,19
Pátria Energia Renovável – FIP em Infraestrutura	3.699.532	0,84	3.699.532	0,74
Bradesco FIP	13.104.207	2,97	13.104.207	2,60
GMR Energia	8.498.104	1,92	8.230.323	1,64
Daniel Gallo	—	—	101.381	0,02
Outros	47.745.979	10,81	47.912.379	9,52
Total	441.529.878	100,00	503.282.660	100,00

Data base: 01/10/2014

15.7 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Não há outras informações consideradas relevantes para esta Seção 15 do Formulário de Referência.

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.

A nossa atual política é de que as operações e negócios com nossas partes relacionadas sejam realizadas observando-se preços e condições usuais de mercado. A Lei das Sociedades por Ações proíbe a conselheiros e diretores de: (i) realizar qualquer ato gratuito com a utilização de ativos da companhia, em detrimento da companhia; (ii) receber, em razão de seu cargo, qualquer tipo de vantagem pessoal direta ou indireta de terceiros, sem autorização constante do respectivo estatuto social ou concedida através de assembleia geral; e (iii) intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da companhia, ou nas deliberações que a respeito tomarem os demais conselheiros.

No curso regular de nossos negócios, contratamos operações com partes relacionadas em condições plenamente comutativas e de acordo com preços e condições de mercado. As transações contratadas são resumidas no item 16.2 deste Formulário de Referência. Estas operações seguem critérios de estrita submissão às regras legais, para afastar favorecimentos intercompanhias ou de controladores. Por isso, tais operações passam sempre por análise exaustiva da alta administração. Além disso, o nosso Conselho de Administração deve aprovar, prévia e expressamente, a celebração, alteração ou rescisão de contratos ou acordos com valor superior a R\$5.000.000,00 (cinco milhões de reais), em uma única operação ou série de operações relacionadas durante o período de 12 (doze) meses, firmados entre, de um lado, a Companhia, sociedades controladas, direta ou indiretamente, ou coligadas, e, de outro lado, qualquer sociedade investida e/ou parte relacionada, assim entendida como (i) qualquer acionista da Companhia, direto ou indireto; (ii) quaisquer administradores da Companhia, efetivos ou suplentes, bem como seus respectivos cônjuges e parentes até o 4º grau; (iii) quaisquer afiliadas de qualquer das pessoas indicadas nos itens "i" e "ii"; ou (iv) quaisquer sociedades controladas, direta ou indiretamente, pela Companhia.

16.2 Informar, em relação às transações com partes relacionadas que, segundo as normas contábeis, devam ser divulgadas nas demonstrações financeiras individuais ou consolidadas do emissor e que tenham sido celebradas nos 3 últimos exercícios sociais ou estejam em vigor no exercício social corrente:

a) nome das partes relacionadas: b) relação das partes com o emissor c) data da transação d) objeto do contrato e) montante envolvido no negócio f) saldo existente g) montante correspondente ao interesse de tal parte relacionada no negócio, se for possível aferir h) garantias e seguros relacionados i) duração j) condições de rescisão ou extinção k) quando tal relação for um empréstimo ou outro tipo de dívida, informar ainda: não é o caso

i. natureza e razões para a operação

ii. taxa de juros cobrada.

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; e

A decisão acerca de todas as operações com partes relacionadas da Companhia é submetida à apreciação dos seus órgãos de administração, conforme competência descrita pelo Estatuto Social da Companhia. Havendo possibilidade de conflito de interesses entre as matérias sob análise e algum membro de nossos órgãos deliberativos, o respectivo membro deve abster-se de votar, ficando a decisão cabível aos demais membros que não possuem qualquer relação com a matéria em exame.

b) demonstrar o caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório.

A nossa intenção é de assegurar que todas as operações entre nós e nossos Diretores, Conselheiros e principais acionistas e suas afiliadas sejam aprovadas pelo Conselho de Administração e apresentem termos tão favoráveis à nós como os que ela poderia obter de terceiros não afiliados.

Na hipótese de pretendermos celebrar operações e negócios com nossas partes relacionadas, temos políticas que nos determinam a seguir os padrões de mercado e a amparar tais operações e negócios pelas devidas avaliações prévias de suas condições e do estrito interesse da Companhia em sua realização, destacando-se os contratos de venda de energia firmados entre nós e nosso controladores, acionistas ou controladores ou gestores de nossos acionistas, tais como os nossos investimentos financeiros mantidos no Banco Bradesco e no Banco BTG Pactual, cujos objetivos de rendimento são os praticados pelo mercado, ou seja, variam conforme a variação do da taxa dos Certificados de Depósitos Interbancários.

17. Capital social**17.1 Elaborar tabela contendo as seguintes informações sobre o capital social:**

Data de autorização ou aprovação	Valor do capital (reais)	Prazo de Integralização	Quantidade de Ações Ordinárias (Unidades)	Quantidade de ações preferenciais (Unidades)	Quantidade total de ações (Unidades)
Tipo de capital	Capital Emitido				
28/02/2014	3.390.443.664,00		503.308.389	0	503.308.389
Tipo de capital	Capital Subscrito				
28/02/2014	3.390.443.664,00		503.308.389	0	503.308.389
Tipo de capital	Capital Integralizado				
28/02/2014	3.390.443.664,00		503.308.389	0	503.308.389
Tipo de capital	Capital Autorizado				
31/05/2012	1.250.000.000,00		0	0	0

17.2 Em relação aos aumentos de capital do emissor, indicar:

Data da Deliberação	Órgão 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
30/10/2014	Reunião do Conselho de Administração	30/10/2014	216.535,03	Subscrição privada	25.729	0	25.729	0,00010807	9,33789711

Critério para determinação do preço de emissão: Preço definido pelo Conselho de Administração para os programas de opção de compra de ações da Companhia de 2009 e 2010
 Forma de integralização: Emissão de nota promissória pro soluto.

28/02/2014	Reunião do Conselho de Administração	28/02/2014	86.168,25	Subscrição privada	10.721	0	10.721	0,00002964	8,037333271	R\$ por unidade
------------	--------------------------------------	------------	-----------	--------------------	--------	---	--------	------------	-------------	-----------------

Critério para determinação do preço de emissão: Preço definido pelo Conselho de Administração para o programa de opção de compra de ações da Companhia de 2009
 Forma de integralização: Emissão de nota promissória pro soluto.

28/02/2014	Reunião do Conselho de Administração	28/02/2014	150.690,56	Subscrição privada	16.934	0	16.934	0,00005183	8,89869847	R\$ por unidade
------------	--------------------------------------	------------	------------	--------------------	--------	---	--------	------------	------------	-----------------

Critério para determinação do preço de emissão: Preço definido pelo Conselho de Administração para os programas de opção de compra de ações da Companhia de 2009 e 2010
 Forma de integralização: Emissão de nota promissória pro soluto.

17.3 Em relação aos desdobramentos, grupamentos e bonificações, informar em forma de tabela:

Data aprovação	Quantidade de ações antes da aprovação (Unidades)			Quantidade de ações depois da aprovação (Unidades)		
	Quantidade de ações ordinárias	Quantidade ações preferências	Quantidade total ações	Quantidade de ações ordinárias	Quantidade ações preferências	Quantidade total ações
Grupamento						
31/05/2012	2,061,370,145	0	2,061,370,145	412,274,029	0	412,274,029

17.4 Em relação às reduções de capital do emissor, indicar:

- a. data da deliberação**
- b. data da redução**
- c. valor total da redução**
- d. quantidade de ações canceladas pela redução, separadas por classe e espécie**
- e. valor restituído por ação**
- f. forma de restituição:**
 - i. dinheiro**
 - ii.se em bens, descrição dos bens**
 - iii.se em direitos, descrição dos direitos**
- g. percentual que a redução representa em relação ao capital social imediatamente anterior à redução de capital**
- h. razão para a redução.**

Não houve reduções do capital social da Companhia no período a que se refere o presente formulário.

17.5 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações consideradas relevantes para esta Seção 17 deste Formulário de Referência.

18. Valores mobiliários
18.1 Descrever os direitos de cada classe e espécie de ação emitida

Espécie de ações ou CDA	Ordinária
Tag along	100.000000
Direito a dividendos	O nosso Estatuto Social da Companhia prevê que do saldo do lucro líquido remanescente após as destinações da reserva legal, é assegurado ao acionista como direito o recebimento de um dividendo mínimo obrigatório não inferior, em cada exercício, a 25% do lucro líquido anual ajustado. No exercício em que o montante do dividendo mínimo obrigatório, calculado ultrapassar a parcela realizada do lucro líquido do exercício, a Assembleia Geral poderá, por proposta dos órgãos de administração, reter parcela do lucro líquido prevista em orçamento de capital previamente aprovado, nos termos do artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações.
Direito a Voto	Pleno
Descrição de voto restrito	-
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	Sim
Descrição das características do reembolso de capital	O Estatuto Social não dispõe sobre o reembolso de capital no direito de retirada e respeita a Lei 6.404/76 que dispõe em seu artigo 45, que qualquer um dos acionistas dissidente das deliberações tomadas em Assembleia Geral poderá retirar-se da Companhia, mediante o reembolso do valor patrimonial de suas ações. No caso do exercício de tal direito, os acionistas terão direito a receber o valor contábil de suas ações, com base no último balanço aprovado. Se, a deliberação que ensejou o direito de retirada tiver ocorrido mais de 60 dias após a data do último balanço, o acionista poderá solicitar o levantamento de balanço especial em data não anterior a 60 dias da data da deliberação, para a avaliação do valor de suas ações. Nesse caso, a Companhia deve pagar imediatamente 80% do valor de reembolso calculado com base no último balanço aprovado por seus acionistas e, levantado balanço especial, o saldo remanescente no prazo de 120 dias a contar da data da deliberação da Assembleia Geral.
Restrição a circulação	Sim
Descrição a circulação	Não aplicável.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Nem o Estatuto Social, tampouco as deliberações adotadas pelos acionistas em Assembleias Gerais de sociedade por ações podem privar os acionistas dos seus direitos essenciais conforme determinado pela Lei das Sociedades Anônimas. O Estatuto Social prevê que os aumentos de capital poderão ser deliberados com a exclusão do direito de preferência para os nossos antigos acionistas, nas hipóteses de conversão de títulos mobiliários em ações ou na outorga de exercício de compra de ações, na forma do artigo 171, § 3º, da Lei das Sociedades Anônimas, bem como nas hipóteses de venda em bolsa de valores ou subscrição pública, ou na permuta por ações, em oferta pública de aquisição de controle, nos termos dos incisos I e II do artigo 172 da Lei das Sociedades Anônimas, capitalizando-se os recursos através das modalidades admitidas em lei.
Outras características relevantes	Não existem outras características relevantes.

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.

Nossas ações são negociadas no segmento de listagem Novo Mercado da BM&FBOVESPA, portanto, adotamos as práticas diferenciadas de governança corporativa estabelecidas por tal segmento de listagem, e o nosso Estatuto Social prevê as seguintes situações nas quais a oferta pública de aquisição das ações de nossa emissão devem ser realizadas:

Cancelamento de Registro de Companhia Aberta

O cancelamento do registro de companhia aberta por decisão do acionista controlador ou grupo de acionistas controladores só pode ocorrer caso o controlador, grupo de acionistas controladores, ou a própria companhia efetive uma oferta pública de aquisição de todas as ações em circulação, de acordo com as disposições da Lei das Sociedades por Ações e observados os regulamentos e normas da CVM bem como o Regulamento do Novo Mercado que, entre outros requisitos, exigem que o preço ofertado seja justo, limitado ao valor preço mínimo correspondente ao valor econômico dessas ações, na forma estabelecida em lei; e que os acionistas titulares de mais de dois terços das ações em circulação tenham concordado expressamente com o cancelamento do registro ou aceitado a oferta pública, sendo que, para esse fim específico, consideram-se ações em circulação apenas aquelas ações cujos titulares tiverem concordado expressamente com o cancelamento do registro ou tiverem se habilitado para o leilão de oferta pública.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, preço justo é definido como sendo o nosso valor de avaliação, apurado com base nos critérios, adotados de forma isolada ou combinada, de patrimônio líquido contábil, de patrimônio líquido avaliado a preço de mercado, de fluxo de caixa descontado, de comparação por múltiplos, de cotação das ações de nossa emissão no mercado ou com base em outro critério aceito pela CVM.

É assegurada a revisão do valor da oferta, no caso de titulares de, no mínimo, 10% das ações em circulação no mercado requererem aos nossos Administradores que convoquem Assembleia Especial dos acionistas titulares de ações de nossa emissão em circulação para deliberar sobre a realização de nova avaliação pelo mesmo ou por outro critério, para efeito de determinação de nosso valor de avaliação. Tal requerimento deverá ser apresentado no prazo de 15 dias da divulgação do valor das ações da oferta pública de aquisição, devidamente fundamentado. Os acionistas que requisitarem a realização de nova avaliação, bem como aqueles que votarem a seu favor, deverão nos ressarcir pelos custos incorridos, caso o novo valor seja inferior ou igual ao valor inicial da oferta. No entanto, caso o valor apurado na segunda avaliação seja maior, a oferta pública de aquisição deverá obrigatoriamente adotar esse maior valor ou ser cancelada, devendo tal decisão ser divulgada ao mercado.

Para os fins do acima, conforme previsto na Lei das Sociedades por Ações, ações em circulação no mercado significam todas as ações de nossa emissão, excetuadas as ações de nossa emissão de titularidade dos acionistas controladores e/ou de membros da nossa administração e as ações de nossa emissão mantidas em tesouraria. Nos termos do Regulamento do Novo Mercado e do nosso Estatuto Social, o preço mínimo das ações na oferta pública de aquisição de ações a ser efetuada para o cancelamento do registro de companhia aberta deverá corresponder ao valor econômico, assim entendido como o nosso valor e o valor das ações de nossa emissão, apurado mediante a utilização de metodologia reconhecida ou com base em outro critério que venha a ser definido pela CVM, em laudo de avaliação elaborado por empresa especializada, com experiência comprovada e independência quanto ao nosso poder de decisão e ao poder de decisão dos membros da nossa Administração e/ou dos nossos acionistas controladores, que será escolhida pela Assembleia Geral a partir de lista triplíce apresentada pelo nosso Conselho de Administração, devendo a respectiva deliberação, não se computando os votos em branco, ser tomada pela maioria dos votos presentes naquela Assembleia Geral, que, se instalada em primeira convocação, deverá contar com a presença de acionistas que representem, 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. Para os fins deste parágrafo, conforme previsto no Regulamento do Novo Mercado, ações em circulação significam todas as ações de nossa emissão, excetuadas as ações de nossa emissão de titularidade dos acionistas controladores, de pessoas a estes vinculadas e/ou de membros da nossa administração e as ações de nossa emissão mantidas em tesouraria. Os custos de elaboração do laudo de avaliação deverão ser assumidos integralmente pelo ofertante.

Saída do Novo Mercado

Podemos, a qualquer momento, requerer o cancelamento da listagem no Novo Mercado, desde que tal deliberação seja aprovada em Assembleia Geral por acionistas que representem a maioria das ações de nossa emissão, e desde que a BM&FBOVESPA seja informada por escrito com no mínimo 30 dias de antecedência. Tal deliberação deverá especificar se a saída ocorre porque os valores mobiliários de nossa emissão passarão a ter registro para negociação fora do Novo Mercado, ou se em razão do cancelamento do nosso registro de companhia aberta. A nossa saída do Novo Mercado não implicará a perda da nossa condição de companhia aberta registrada na BM&FBOVESPA.

Quando a saída do Novo Mercado ocorrer (i) para que as ações passem a ter registro de negociação fora do Novo Mercado, ou (ii) em razão da reorganização societária da qual as ações da companhia resultante não sejam admitidas para negociação no Novo Mercado, o acionista controlador ou grupo de acionistas controladores deverá efetivar oferta pública de aquisição das ações pertencentes aos demais acionistas, observados os termos e condições prescritos na regulamentação. Nos termos do Regulamento do Novo Mercado e do nosso Estatuto Social, o preço mínimo das ações na oferta pública de aquisição de ações a ser efetuada nesses casos deverá corresponder, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis, ao valor econômico, assim entendido como o nosso valor e o valor das ações de nossa emissão, apurado mediante a utilização de metodologia reconhecida ou com base em outro critério que venha a ser definido pela CVM, em laudo de avaliação elaborado por empresa especializada, com experiência comprovada e independência quanto ao nosso poder de decisão e ao poder de decisão dos membros da nossa administração e/ou dos nossos acionistas controladores, que será escolhida pela Assembleia Geral a partir de lista tríplice apresentada pelo nosso Conselho de Administração, devendo a respectiva deliberação, não se computando os votos em branco, ser tomada pela maioria dos votos presentes naquela Assembleia Geral, que, se instalada em primeira convocação, deverá contar com a presença de acionistas que representem, 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. Para os fins deste parágrafo, conforme previsto no Regulamento do Novo Mercado, ações em circulação significam todas as ações de nossa emissão, excetuadas as ações de nossa emissão de titularidade dos nossos acionistas controladores, de pessoas a estes vinculadas e/ou de membros da nossa administração e as ações de nossa emissão mantidas em tesouraria. Os custos de elaboração do laudo de avaliação deverão ser assumidos integralmente pelo ofertante.

Nos termos do Regulamento do Novo Mercado, caso o nosso controle seja alienado nos doze meses subsequentes à nossa saída do Novo Mercado, o acionista controlador alienante e o comprador deverão oferecer aos demais acionistas a aquisição de suas ações pelo preço e nas condições obtidas pelo acionista controlador alienante, devidamente atualizado. Ademais, se o preço obtido pelo acionista controlador alienante na alienação de suas próprias ações for superior ao valor da oferta pública de aquisição de saída realizada, o acionista controlador alienante e o adquirente ficarão conjunta e solidariamente obrigados a pagar a diferença de valor apurado aos aceitantes da respectiva oferta pública de aquisição.

Após uma eventual saída do Novo Mercado, não poderemos solicitar a listagem de valores mobiliários de nossa emissão no Novo Mercado pelo período de dois anos subsequentes ao cancelamento, a menos que ocorra uma alienação do nosso controle após a sua saída do Novo Mercado.

Alienação de Controle da Companhia

O Regulamento do Novo Mercado, bem como o nosso Estatuto Social, estipula que a alienação do nosso controle, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob a condição, suspensiva ou resolutiva, de que o adquirente se obrigue a efetivar uma oferta pública de aquisição aos nossos outros acionistas, observando as condições e prazos vigentes na legislação e no Regulamento do Novo Mercado, de forma a lhes assegurar tratamento igualitário àquele dado ao acionista controlador alienante, devendo ser entregue à BM&FBOVESPA declaração contendo o preço e demais condições da operação de alienação do nosso controle.

Aquele que já detiver ações de nossa emissão e venha a adquirir o poder de controle, em razão de contrato particular de compra de ações celebrado com o acionista controlador alienante, envolvendo qualquer quantidade de ações, estará obrigado a: (i) efetivar a oferta pública de ações; (ii) ressarcir os acionistas que tenham comprado ações em bolsa de valores nos 6 meses anteriores à data da alienação do nosso controle, devendo pagar a estes a eventual diferença entre o preço pago ao acionista controlador alienante e o valor pago em bolsa de valores por ações de nossa emissão nesse mesmo período, devidamente

atualizado até o momento do pagamento pela variação positiva do IPCA – Índice de Preços ao Consumidor Amplo, publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE; (iii) tomar medidas cabíveis para recompor o percentual mínimo de 25% do total das ações de nossa emissão em circulação, dentro dos 6 meses subsequentes à aquisição do controle.

O comprador deve ainda, quando necessário, tomar as medidas necessárias para recompor o percentual mínimo de ações em circulação, consistente em 25% do total de ações do capital social, dentro dos seis meses subsequentes à aquisição do controle.

A oferta pública referida no parágrafo acima também deverá ser efetivada: (i) nos casos em que houver cessão onerosa de direitos de subscrição de ações e de outros títulos ou direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações, que venha a resultar na alienação do nosso controle; ou (ii) em caso de alienação do controle de sociedade que detenha o poder de nosso controle, sendo que, nesse caso, o acionista controlador alienante ficará obrigado a declarar à BM&FBOVESPA o valor atribuído a nós nessa alienação e anexar documentação que o comprove.

Por fim, não registraremos: (i) qualquer transferência de ações para o adquirente do controle, ou para aqueles que vierem a deter o controle, enquanto estes não subscreverem o Termo de Anuência dos Controladores, tal qual definido no Regulamento do Novo Mercado e no nosso Estatuto Social; ou (ii) qualquer acordo de acionistas que disponha sobre o exercício do poder de controle sem que os seus signatários tenham subscrito o Termo de Anuência dos Controladores. Da mesma forma, o acionista controlador alienante não transferirá a propriedade de suas ações enquanto o adquirente não subscrever o Termo de Anuência dos Controladores.

18.3 Descrever exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto.

Não há qualquer exceção ou cláusula suspensiva relativa a direitos patrimoniais ou políticos previstas no Estatuto Social da Companhia.

18.4 Em forma de tabela, informar volume de negociações bem como maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados em bolsa de valores ou mercado de balcão organizado, em cada um dos trimestres dos 3 últimos exercícios sociais.

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Entidade Administrativa	Mercado	Volume financeiro negociado (mil R\$)	Maior cotação (R\$)	Menor cotação (R\$)
3TR13(*)	Ação	Ordinária	BM&FBovespa	Bolsa	114.612	14,00	11,51
4TR13	Ação	Ordinária	BM&FBovespa	Bolsa	184.718	13,75	12,80

(*) As ações da CPF Renováveis começaram a ser negociadas na BM&F Bovespa no dia 19 de julho de 2013 após a conclusão da oferta pública inicial de ações. A oferta foi fechada a R\$ 12,51 por ação.

18.5 Descrever outros valores mobiliários emitidos que não sejam ações, indicando:

Identificação do valor Mobiliário	Debêntures simples, não conversíveis em ações
Data de emissão	21/05/2012
Data de vencimento	21/05/2022
Quantidade (Unidades)	43,000
Valor total (Reais)	430,000,000.00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e Cálculo do valor de resgate	<p>A partir da data de emissão e mediante comunicação prévia por escrito aos titulares das debêntures de 15 dias úteis da data do evento, a Companhia poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado total das debêntures, com o consequente cancelamento de tais debêntures, ou realizar amortizações antecipadas de qualquer parcela limitado a 98% do saldo do valor nominal unitário da totalidade das debêntures em circulação, mediante o pagamento do saldo do valor nominal unitário das debêntures, no caso do resgate, ou de parcela do saldo do valor nominal unitário das debêntures, no caso de amortização, acrescido da remuneração, calculada pro rata temporis desde a data de emissão ou da data de pagamento de remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do resgate ou da amortização, conforme o caso, acrescido de prêmio, incidente sobre o valor do resgate ou da amortização, conforme o caso, a ser estabelecido nos termos da escritura de emissão das debêntures. Não haverá resgate antecipado facultativo parcial das debêntures.</p>
Características dos valores Mobiliários	<p>À escritura de emissão das debêntures foi assinada em 06 de junho de 2012. A data de emissão, conforme definido na escritura é 21 de maio de 2012. No entanto, a efetiva subscrição das Debêntures ocorreu em 15 de junho de 2012. Abaixo seguem as principais características da Debêntures.</p> <p>i. Vencimento e hipóteses de vencimento antecipado</p> <p>Vencimento em 21 de maio de 2022. A escritura de emissão das debêntures prevê eventos de inadimplemento incluindo, mas não se limitando: (1) vencimento antecipado ou inadimplemento pela Companhia ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, em valor individual ou agregado superior a R\$50.000.000,00, apenas para a hipótese de inadimplemento; (2) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária da Companhia, exceto se previa e expressamente autorizado pelos debenturistas; (3) realização de redução</p>

	<p>de capital social da Companhia, após a data de assinatura da escritura de emissão, sem que haja anuência prévia dos debenturistas; (4) proposta pela Companhia, ou por qualquer de suas subsidiárias, a qualquer credor ou classe de credores de plano de recuperação judicial ou extrajudicial.</p> <p>ii. Juros</p> <p>A remuneração das debêntures contemplará juros remuneratórios, a partir da data de emissão, correspondentes à variação acumulada de 100% da Taxa DI, acrescida de uma sobretaxa de 1,70% ao ano, com base em um ano de 252 dias úteis.</p> <p>iii. Garantia</p> <p>As debêntures serão objeto de garantia real, e serão garantidas por (i) cessão fiduciária da totalidade dos dividendos que venham a ser declarados pela PCH Holding S.A.; (ii) cessão fiduciária da totalidade dos dividendos que venham a ser declarados pela BVP S.A.; e (iii) cessão fiduciária de conta(s)-corrente(s) vinculada(s) pela qual(is) deverão circular a totalidade dos dividendos pagos pela PCH Holding S.A. e pela BVP S.A.</p> <p>iv. Se o crédito é quirografário ou subordinado:</p> <p>Quirografário.</p> <p>vi. Eventuais Restrições impostas ao emissor em relação:</p> <p>à distribuição de dividendos: O pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Companhia caso a Companhia esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas na escritura de emissão é hipótese de vencimento antecipado.</p> <p>à alienação de determinados ativos:</p> <p>Não há.</p> <p>à contratação de novas dívidas:</p> <p>A contratação de novas dívidas pelas subsidiárias da PCH Holding S.A. em montante que ultrapasse individualmente R\$40.000.000,00 é hipótese de vencimento antecipado.</p> <p>à emissão de novos valores mobiliários:</p> <p>Não há.</p> <p>vi. Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários.</p>
<p>Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários</p>	<p>As alterações nas características e condições dos debêntures e da emissão deverão ser aprovadas por debenturistas que representem 75% das debêntures em circulação, exceto conforme quóruns específicos estabelecidos na escritura de emissão.</p>

Outras características Relevantes	Não há outras informações relevantes além daquelas descritas nos itens acima.
--	---

Identificação do valor Mobiliário	2ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações
Data de emissão	28/03/2014
Data de vencimento	28/03/2021
Quantidade (Unidades)	300,000
Valor total (Reais)	300,000,000.00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e Cálculo do valor de resgate	A partir do 25º (mês) inclusive contados Data da Emissão e mediante comunicação prévia por escrito aos titulares das Debêntures de 15 (quinze) dias úteis da data do evento, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado integral das Debêntures, com o conseqüente cancelamento de tais Debêntures, ou realizar amortizações antecipadas limitadas a 95% do saldo do Valor Nominal Unitário da totalidade das Debêntures em circulação, mediante o pagamento do saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, no caso do resgate, ou de parcela do saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, no caso de amortização, acrescido da Remuneração, calculada pro rata temporis desde a Data de Subscrição e Integralização ou da data de pagamento de Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do resgate ou da amortização, conforme o caso, acrescido de prêmio, incidente sobre o valor do resgate ou da amortização, conforme o caso, a ser estabelecido nos termos da escritura de emissão das debêntures.
Características dos valores Mobiliários	<p>escritura de 2ª emissão das debentures foi assinada em 20 de março de 2014. A data de emissão é 28 de março de 2014.</p> <p>Abaixo seguem as principais características da Debêntures:</p> <p>i. Vencimento e hipóteses de vencimento antecipado</p> <p>Vencimento: em 28/03/2021.</p> <p>Hipóteses de vencimento antecipado: (a) decretação de vencimento antecipado de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional; (b) inadimplemento de quaisquer obrigações financeiras, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$ 50.000.000,00; (c) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora, exceto se prévia e expressamente autorizado pelos Debenturistas; (d) redução de capital social da Emissora sem que haja</p>

	<p>anuência prévia dos titulares das Debêntures; (e) proposta a qualquer credor ou classe de credores de plano de recuperação judicial ou extrajudicial ou pedido de autofalência; (f) protesto legítimo de títulos, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$ 50.000.000,00, salvo exceções descritas na Escritura de Emissão das debentures; (g) falta de cumprimento de qualquer obrigação não pecuniária prevista na Escritura de Emissão não sanada em 30 dias corridos; (h) pedido de falência formulado por terceiros e não devidamente elidido no prazo de 15 dias corridos; (i) não pagamento das obrigações pecuniárias devidas aos titulares das Debêntures nas datas previstas, não sanado no prazo de 1 dia útil contado da data devida; (j) pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio, amortização de ações e/ou outras formas de bonificações em dinheiro/remunerações ao acionistas da Emissora caso a Emissora esteja inadimplente com as suas obrigações descritas nesta Escritura de Emissão; (k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado em valor agregado igual ou superior a R\$ 50.000.000,00, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 10 dias corridos da data estipulada para pagamento; (l) não observância do índice financeiro com base nas informações financeiras consolidadas da Emissora; (m) Índice Dívida Líquida/EBITDA inferior ou igual a 6,0 para o ano de 2014, inferior ou igual a 5,6 para o ano de 2015, inferior ou igual a 4,6 para o ano de 2016 e inferior ou igual a 3,75 a partir de 2017; (n) transformação da Emissora em sociedade limitada, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações; (o) perda, não renovação ou cassação, por qualquer motivo, das concessões, permissões e/ou autorizações e/ou venda de uma ou mais subsidiárias da Emissora que represente(m) mais de 10% (dez por cento), no ano do respectivo evento, da receita líquida anual consolidada da Emissora; (p) restrição à cessão/vinculação de qualquer espécie a terceiros de dividendos das controladas diretas e indiretas da Emissora, exceto a financiamentos de projetos e/ou dívidas pré-existentes, ou salvo se for concedida anuência prévia pelos Debenturistas; (q) não manutenção do controle acionário da Emissora pela CPFL Energia S.A.</p> <p>ii. Juros: A remuneração das Debêntures contemplará juros remuneratórios, a partir da Data de Subscrição e Integralização, correspondentes à variação acumulada de 114% (cento e quatorze por cento) das taxas médias diárias dos DI, com base em um ano de 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculadas e divulgadas pela CETIP.</p> <p>iii. Garantia: As Debêntures serão da espécie quirografária, sem qualquer garantia.</p> <p>iv. Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários</p>
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais	As alterações nas características e condições das debêntures e da emissão deverão ser aprovadas por

valores mobiliários	debenturistas que representem pelo menos 90% das debêntures em circulação, exceto conforme quóruns específicos estabelecidos na escritura de emissão.
Outras características Relevantes	Não há outras informações relevantes além daquelas descritas nos itens acima.

18.6 Indicar os mercados brasileiros nos quais valores mobiliários do emissor são admitidos à negociação.

Nossas debêntures da 1ª emissão estão registradas para negociação no mercado secundário através do SND – Módulo Nacional de Debêntures, administrado e operacionalizado pela CETIP S.A. Balcão Organizado de Ativos e Derivativos ("CETIP"). Para maiores informações sobre as debêntures da 1ª emissão, vide itens 18.4 e 18.5 deste Formulário de Referência.

18.7 Em relação a cada classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros, indicar:

Informação	ON
País	Não aplicável, uma que vez que não possuímos valores mobiliários negociados em mercados estrangeiros.
Mercado	Não aplicável, uma que vez que não possuímos valores mobiliários negociados em mercados estrangeiros.
Entidade administradora	Não aplicável, uma que vez que não possuímos valores mobiliários negociados em mercados estrangeiros.
Data de admissão à negociação	Não aplicável, uma que vez que não possuímos valores mobiliários negociados em mercados estrangeiros
Segmento de negociação	Não aplicável, uma que vez que não possuímos valores mobiliários negociados em mercados estrangeiros.
Data de início de listagem no segmento de negociação	Não aplicável, uma que vez que não possuímos valores mobiliários negociados em mercados estrangeiros.
Percentual do volume de negociações no exterior em relação ao volume total de negociações de cada classe e espécie no último exercício	Não aplicável, uma que vez que não possuímos valores mobiliários negociados em mercados estrangeiros.
Proporção de certificados de depósito no exterior em relação a cada classe e espécie de ações;	Não aplicável, uma que vez que não possuímos valores mobiliários negociados em mercados estrangeiros.
Banco depositário	Não aplicável, uma que vez que não possuímos valores mobiliários negociados em mercados estrangeiros.
Instituição custodiante	Não aplicável, uma que vez que não possuímos valores mobiliários negociados em mercados estrangeiros.

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.

Não aplicável, dado que nem nós nem terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, realizamos ofertas públicas de distribuição de valores mobiliários relativas a valores mobiliários de nossa emissão.

18.9 Descrever as ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiro.

Não aplicável, uma vez que não realizamos ofertas públicas de aquisição relativas a ações de emissão de terceiros nos últimos três exercícios sociais e no exercício social corrente.

18.10 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Não há outras informações consideradas relevantes para esta Seção 18 deste Formulário de Referência.

19. Planos de recompra e valores mobiliários em tesouraria

19.1 Em relação aos planos de recompra de ações do emissor, fornecer as seguintes informações:

a) datas das deliberações que aprovaram os planos de recompra;

b) em relação a cada plano, indicar:

- i. quantidade de ações previstas, separadas por classe e espécie**
- ii. percentual em relação ao total de ações em circulação, separadas por classe e espécie**
- iii. período de recompra**
- iv. reservas e lucros disponíveis para a recompra**
- v. outras características importantes**
- vi. quantidade de ações adquiridas, separadas por classe e espécie**
- vii. preço médio ponderado de aquisição, separadas por classe e espécie**
- viii. percentual de ações adquiridas em relação ao total aprovado**

Não aplicável, uma vez que a Companhia não aprovou qualquer plano de recompra de suas ações

19.2 Em relação à movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria, em forma de tabela, segregando por tipo, classe e espécie, indicar a quantidade, valor total e preço médio ponderado de aquisição do que segue:

- a) saldo inicial;**
- b) aquisições;**
- c) alienações;**
- d) cancelamentos;**
- e) saldo final.**

Não aplicável, uma vez que a Companhia não mantém qualquer valor mobiliário de sua emissão em tesouraria.

19.3 Em relação aos valores mobiliários mantidos em tesouraria na data de encerramento do último exercício social, indicar, em forma de tabela, segregando por tipo, classe e espécie:

- a) quantidade;**
- b) preço médio ponderado de aquisição;**
- c) data de aquisição;**
- d) percentual em relação aos valores mobiliários em circulação da mesma classe e espécie.**

Não aplicável, uma vez que a Companhia não mantém qualquer valor mobiliário de sua emissão em tesouraria

19.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Não há outras informações consideradas relevantes para esta Seção 19 do Formulário de Referência.

20. Política de negociação de valores mobiliários**20.1 Indicar se o emissor adotou política de negociação de valores mobiliários de sua emissão pelos acionistas controladores, diretos ou indiretos, diretores, membros do conselho de administração, do conselho fiscal e de qualquer órgão com funções técnicas ou consultivas, criado por disposição estatutária, informando:**

Data aprovação	27/04/2012
Cargo e/ou função	<u>Pessoas Vinculadas</u> : Para maiores detalhes sobre Pessoas Vinculadas, vide texto anexo no item 20.2.
Principais características	Possuímos 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 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 dias anteriores e os cinco dias posteriores à divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (DFP) da Companhia; (d) sempre que estiver em curso a aquisição ou a alienação de Ações pela própria Companhia; (e) nos períodos determinados pela regulamentação emitida pela Comissão de Valores Mobiliários; (f) quando o Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores, independentemente de justificação ou da existência de Ato ou Fato Relevante, estipular períodos em que as Pessoas Vinculadas não possam negociar com Valores Mobiliários, podendo ser considerados eventos, entre outros, que justificam a estipulação destes períodos, (i) operações de fusão ou aquisição envolvendo empresas do Grupo CPFL e (ii) operações de aumento do capital social da Companhia, de distribuição de dividendos, de pagamento de juros sobre capital próprio, de bonificação em Ações ou seus derivativos, de grupamento e/ou desdobramento de Ações. No caso de a Pessoa Vinculada se afastar da Companhia e/ou de algum dos órgãos deliberativos e/ou de comitês relacionados, esta Pessoa Vinculada continuará obrigada a observar os termos e condições da presente Política de Negociação pelo prazo de 180 (cento e oitenta) dias após o seu afastamento. Os termos e condições da presente Política de Negociação aplicam-se a negociações indiretas com Valores Mobiliários realizadas por Pessoas Vinculadas, seja por intermédio de sociedade controlada por uma ou mais Pessoas Vinculadas ou na qual tais pessoas detenham participação, seja por interposta pessoa com a qual tenha sido firmado ou estipulado contrato de fidúcia ou administração de carteira de valores mobiliários ou qualquer outra avença contratual, verbal ou escrita.

20.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

AUTORIZAÇÃO PARA NEGOCIAÇÃO

As Pessoas Vinculadas poderão negociar Valores Mobiliários:

(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 Executiva 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 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 Executiva; (iv) demais pessoas as quais, em decorrência de sua função, cargo, posição ou relacionamento com a Companhia ou com as sociedades direta ou indiretamente controladas pela Companhia ou Acionistas Controladores, tenham acesso a Ato ou Fato Relevante; e (v) pessoas naturais 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 companheiro; (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.

RESPONSABILIDADES

O Diretor Financeiro e de Relações com Investidores é o responsável pelo acompanhamento e execução da Política de Negociação, competindo-lhe o dever de informar às Pessoas Vinculadas e aos órgãos públicos competentes sobre os períodos de vedação a negociação de Valores Mobiliários.

O Diretor 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 à Política de Negociação 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 Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia e, por este, à Comissão de Valores Mobiliários e às Bolsas de Valores, (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.

DISPOSIÇÕES GERAIS

As vedações da Política de Negociação não se aplicam a negociações realizadas por fundos de investimento de que sejam cotistas das 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 da Política de Negociação devem ser aprovadas pelo Conselho de Administração, reunido para deliberar sobre este fim. Quaisquer casos omissos na Política de Negociação devem ser apreciados pelo Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e, quando for o caso, encaminhados para o Conselho de Administração para serem aprovados.

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.

Conforme Instrução CVM nº 358, nossa Política de Divulgação de Informação de Atos ou Fatos Relevantes ("Política de Divulgação") consiste na divulgação de informações relevantes e na manutenção de sigilo acerca das informações que ainda não tenham sido divulgadas ao público. Nossa Política de Divulgação foi aprovada em reunião do nosso Conselho de Administração realizada em 25 de setembro de 2014. Abaixo as principais características da nossa Política de Divulgação:

1. Objetivo E Âmbito De Aplicação

A Política de Divulgação de Ato e Fato Relevante ("Política") tem o objetivo de regular o cumprimento das obrigações determinadas pela CVM (Comissão de Valores Mobiliários), por meio do disposto na Instrução CVM nº 358/2002 e alterações posteriores, no que tange ao: (i) procedimento relativo à divulgação e uso de informações sobre ato ou fato relevante e (ii) procedimento relativo à manutenção de sigilo acerca de ato ou fato relevante ainda não divulgado ao mercado sobre a CPFL Energias Renováveis S.A., suas sociedades Controladas ou eventuais Coligadas, nos termos previstos no âmbito de aplicação.

A Política é aplicável à CPFL Energias Renováveis S.A., suas sociedades Controladas ou eventuais Coligadas.

2. Definições

Os principais termos contidos na Política envolvem as seguintes definições:

ACIONISTAS CONTROLADORES OU SOCIEDADES CONTROLADORAS OU CONTROLADORA: o acionista ou grupo de acionistas vinculado por acordo de acionistas ou sob controle comum que (i) detenha a titularidade de direitos de sócio que assegurem, de modo permanente, preponderância nas deliberações sociais e o poder de eleger a maioria dos administradores; e (ii) efetivamente exerça o poder de controle de direção das atividades sociais e orientação do funcionamento dos órgãos da Companhia, nos termos da Lei n.º 6.404/76.

ADMINISTRADORES: os diretores estatutários e membros do conselho de administração (titulares e suplentes) da Companhia e suas Controladas ou eventuais Coligadas.

ATO OU FATO RELEVANTE OU ATOS OU FATOS RELEVANTES: qualquer decisão de Acionistas Controladores, deliberação da assembleia geral ou dos órgãos de administração da Companhia; ou qualquer outro ato ou fato de caráter político-administrativo, técnico, negocial ou econômico-financeiro, ocorrido ou relacionado aos seus negócios, que possa influir de modo ponderável: (i) na cotação dos Valores Mobiliários da Companhia; (ii) na decisão dos investidores de comprar, vender ou manter os Valores Mobiliários; ou (iii) na decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos inerentes à condição de titular de Valores Mobiliários da Companhia.

BM&FBOVESPA (Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros): é a bolsa de valores no Brasil, em que os valores mobiliários de emissão da(s) Companhia(s) são admitidos à negociação.

CONSULTORES: todas as pessoas que prestem serviços à Companhia, às Controladas e às Coligadas, tais como auditores independentes, analistas de valores mobiliários, instituições do sistema de distribuição, assessores, advogados, contadores, que tenham acesso à informação privilegiada.

CPFL RENOVÁVEIS OU COMPANHIA: a CPFL Energias Renováveis S.A..

CVM (Comissão de Valores Mobiliários): órgão regulador do mercado de capitais brasileiro.

DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (DRI): Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Renováveis, responsável pela prestação de informações ao público investidor, à CVM, à SEC, e às Bolsas de Valores e/ou Mercado de Balcão, no País ou no exterior, bem como manter atualizado o registro de companhia aberta da CPFL Renováveis.

EX-ADMINISTRADORES: os ex-diretores estatutários e ex-membros do conselho de administração (titulares ou suplentes) que deixarem de integrar a administração da Companhia.

INFORMAÇÃO PRIVILEGIADA OU INFORMAÇÃO RELEVANTE: informação relativa a Atos ou Fatos relevantes ainda não divulgados aos órgãos reguladores, às Bolsas de Valores e outras entidades similares e, simultaneamente, aos acionistas e investidores em geral.

EMPREGADOS E COLABORADORES: os empregados, executivos da CPFL Renováveis, bem como quaisquer pessoas que, em virtude de seu cargo ou posição na Companhia, tenham acesso a qualquer Informação Privilegiada.

PESSOAS VINCULADAS: significa (i) a própria Companhia; (ii) seus Administradores, Acionistas Controladores, Conselheiros Fiscais, e integrantes dos demais Órgãos com Funções Técnicas e Consultivas da CPFL Renováveis; (iii) seus Colaboradores; e (iv) quem quer que, em virtude de seu cargo, função ou posição na Companhia e em sociedade Controladora, nas eventuais Sociedades Coligadas, tenha conhecimento de informação que possa constituir Ato ou Fato Relevante sobre a CPFL Renováveis.

POLÍTICA DE DIVULGAÇÃO DE ATO OU FATO RELEVANTE: significa o inteiro teor deste documento aprovado pelo Conselho de Administração.

SEC: a Securities and Exchange Commission, órgão regulador do mercado de valores mobiliários dos Estados Unidos da América.

SOCIEDADES COLIGADAS: Sociedades nas quais a Companhia possui participação igual ou superior a 10% (dez por cento), sem controlá-las.

SOCIEDADES CONTROLADAS: Sociedades nas quais a Companhia, diretamente ou indiretamente, detenha poder de decisão sobre questões relevantes, bem como o poder de eleger a maioria dos Administradores.

TERMO DE ADESÃO: é o documento a ser firmado na forma do artigo 16, § 1º da Instrução CVM nº 358/02. O documento padrão foi disponibilizado pela BM&FBovespa no Manual da Política de Divulgação.

VALORES MOBILIÁRIOS: (i) quaisquer Ações, debêntures, direitos, recibos de subscrição (incluindo aqueles emitidos fora do Brasil com lastro em ações), direitos de subscrição, notas promissórias e demais valores mobiliários de emissão da Companhia e/ou de suas controladas; e (ii) os derivativos lastreados ou de qualquer forma referenciados aos valores mobiliários mencionados no item (i).

3. Público Alvo

- (i) a própria CPFL Renováveis;
- (ii) acionistas controladores, diretos ou indiretos;
- (iii) diretores estatutários;
- (iv) membros do conselho de administração;
- (v) membros do conselho fiscal;
- (vi) membros de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária;
- (vii) quem quer que, em virtude de seu cargo, função ou posição na companhia aberta, sua controladora, suas controladas ou coligadas, tenha conhecimento da informação relativa ao ato ou fato relevante;
- (viii) quem quer que tenha conhecimento de informação referente a ato ou fato relevante, sabendo que se trata de informação ainda não divulgada ao mercado, em especial àqueles que tenham relação comercial, profissional ou de confiança com a CPFL Renováveis, tais como auditores independentes, analistas de mercado, consultores e peritos;
- (ix) administradores que se afastarem da administração da CPFL Renováveis antes da divulgação pública de negócio ou fato iniciado durante seu período de gestão.

4. Documentos Aplicáveis

Principais documentos e regulamentações relacionados com esta política:

- Instrução CVM nº 358/2002
- Instrução CVM nº 369/2002
- Instrução CVM nº 449/2007
- Instrução CVM nº 480/2009
- Instrução CVM nº 547/2014
- Lei nº 6.404/1976

5. Atribuições

Cumpra ao DRI da CPFL Renováveis, no exercício das funções relativas à Divulgação de Ato ou Fato Relevante, zelar para que a Companhia cumpra a legislação vigente, por meio do cumprimento das obrigações aqui citadas:

- Acompanhar a regulação vigente e atualizar a presente Política sempre que a regulação assim exigir;
- Providenciar as aprovações necessárias, quando da atualização, junto ao Conselho de Administração, no que for exigido pela regulação;
- Disponibilizar a Política e suas atualizações ao órgão regulador (CVM);
- Assegurar as adesões das Pessoas sujeitas à Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante, por meio da assinatura do Termo de Adesão, constante desse documento.
- Manter, na sede da Companhia, a relação das pessoas que firmarem o Termo de Adesão, com as respectivas qualificações, cargo ou função, endereço e número de inscrição no Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas ou Pessoas Físicas. Tal relação deve sempre ser mantida à disposição da CVM.

6. Definição E Exemplos De Ato Ou Fato Relevante

Considera-se relevante, para os efeitos desta Política, qualquer decisão de acionista controlador, deliberação da assembleia geral ou dos órgãos de administração da CPFL Renováveis ou de suas sociedades direta ou indiretamente controladas ou qualquer outro ato ou fato de caráter político-administrativo, técnico, negocial ou econômico-financeiro ocorrido ou relacionado aos seus negócios que possa influir de modo ponderável:

I - na cotação dos valores mobiliários de emissão da CPFL Renováveis ou a eles referenciados;

II - na decisão dos investidores de comprar, vender ou manter aqueles valores mobiliários;

III - na decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos inerentes à condição de titular de valores mobiliários emitidos pela CPFL Renováveis ou a eles referenciados.

São exemplos de ato ou fato potencialmente relevante, dentre outros, os seguintes:

I. assinatura de acordo ou contrato de transferência do controle acionário da Companhia, ainda que sob condição suspensiva ou resolutiva;

II. mudança no controle da Companhia, inclusive através de celebração, alteração ou rescisão de Acordo de Acionistas;

III. celebração, alteração ou rescisão de acordo de acionistas em que a Companhia seja parte ou interveniente, ou que tenha sido averbado no livro próprio da companhia;

IV. ingresso ou saída de sócio que mantenha, com a companhia, contrato ou colaboração operacional, financeira, tecnológica ou administrativa;

V. autorização para negociação dos valores mobiliários de emissão da Companhia em qualquer mercado, nacional ou estrangeiro;

VI. decisão de promover o cancelamento de registro de companhia aberta;

VII. incorporação, fusão ou cisão envolvendo a Companhia ou empresas ligadas;

VIII. transformação ou dissolução da Companhia;

IX. mudança na composição do patrimônio da Companhia;

X. mudança de critérios contábeis;

XI. renegociação de dívidas;

XII. aprovação de plano de outorga de opção de compra de ações;

XIII. alteração nos direitos e vantagens dos valores mobiliários emitidos pela Companhia;

XIV. desdobramento ou grupamento de ações ou atribuição de bonificação;

XV. aquisição de ações da Companhia para permanência em tesouraria ou cancelamento, e alienação de ações assim adquiridas;

XVI. lucro ou prejuízo da Companhia e a atribuição de proventos em dinheiro;

XVII. celebração ou extinção de contrato, ou o insucesso na sua realização, quando a expectativa de concretização for de conhecimento público;

XVIII. aprovação, alteração ou desistência de projeto ou atraso em sua implantação;

XIX. início, retomada ou paralisação da fabricação ou comercialização de produto ou da prestação de serviço;

XX. descoberta, mudança ou desenvolvimento de tecnologia ou de recursos da Companhia;

XXI. modificação de projeções divulgadas pela Companhia;

XXII. impetração de recuperação (judicial ou extrajudicial), confissão de falência ou propositura de ação judicial que possa vir a afetar a situação econômico-financeira da Companhia.

7. Procedimentos Relativos À Divulgação De Ato Ou Fato Relevante

7.1. Cumpre ao DRI da CPFL Renováveis enviar à CVM, por meio de sistema eletrônico disponível na página da CVM na rede mundial de computadores, e à BM&FBOVESPA, qualquer ato ou fato relevante ocorrido ou relacionado aos negócios da CPFL Renováveis, bem como zelar por sua ampla e imediata disseminação, simultaneamente em todos os mercados em que tais valores mobiliários sejam admitidos à negociação.

7.2. Os acionistas controladores, diretores estatutários, membros do conselho de administração, do conselho fiscal e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, que tenham firmado o Termo de Adesão, deverão comunicar expressamente, por escrito, qualquer ato ou fato relevante de que tenham conhecimento ao DRI, que promoverá sua divulgação.

7.2.1. Na hipótese de dúvida acerca da natureza relevante de ato ou fato que qualquer das pessoas referidas no item 7.2 acima tiver conhecimento, deverá ser feita consulta expressa ao DRI, a fim de sanar referida dúvida.

7.3. Caso as pessoas referidas no item 7.2 acima tenham conhecimento pessoal de ato ou fato relevante e, após a consulta referida no item 7.2.1 acima, constatem a omissão do DRI no cumprimento de seu dever de comunicação e divulgação, inclusive na hipótese do parágrafo único do artigo 6º da Instrução CVM nº 358/02, conforme alterada posteriormente, somente se eximirão de responsabilidade caso comuniquem imediatamente o ato ou fato relevante à CVM.

7.3.1. Caso ocorra oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos valores mobiliários de emissão da CPFL Renováveis ou a eles referenciado, o DRI deverá inquirir as pessoas com acesso a atos ou fatos relevantes, com o objetivo de averiguar se elas têm conhecimento de informações que devam ser divulgadas ao mercado.

7.4. Cumpre ao DRI fazer com que a divulgação de ato ou fato relevante na forma prevista nos itens 7.1 e 7.5 desta Política preceda ou seja feita simultaneamente à veiculação da informação ao mercado por qualquer meio de comunicação, inclusive informação à imprensa, ou em reuniões de entidades de classe, investidores, analistas ou com público selecionado, no país ou no exterior.

7.5. A divulgação deverá se dar por meio de, no mínimo, um dos canais de comunicação: (i) jornais de grande circulação utilizados habitualmente pela CPFL Renováveis ou (ii) pelo menos um portal de notícias com página na rede mundial de computadores, que disponibilize, em seção disponível para acesso gratuito, a informação em sua integralidade.

7.5.1. A divulgação de ato ou fato relevante realizada na forma prevista no item 7.5 (i) acima pode ser feita de forma resumida, com indicação dos endereços na rede mundial de computadores onde a informação completa deve estar disponível a todos os investidores, em teor idêntico àquele remetido à CVM.

7.6. A divulgação e a comunicação de ato ou fato relevante, inclusive da informação resumida referida no item 7.5.1 acima, devem ser feitas de modo claro e preciso, em linguagem acessível ao público investidor.

7.7. Nos termos do parágrafo 6º do artigo 3º e do artigo 4º da Instrução CVM nº 358/2002, conforme alterada pela Instrução CVM nº 457/2014, a CVM poderá determinar, a qualquer tempo, a divulgação, correção, aditamento ou republicação de informação sobre ato ou fato relevante, bem como exigir do DRI esclarecimentos adicionais à comunicação e à divulgação de ato ou fato relevante.

7.8. A divulgação de ato ou fato relevante deverá ocorrer, sempre que possível, antes do início ou após o encerramento dos negócios na BM&FBovespa.

7.8.1. Caso os valores mobiliários de emissão da Companhia sejam admitidos à negociação simultânea em mercados de diferentes países, a divulgação do ato ou fato relevante deverá ser feita, sempre que possível, antes do início ou após o encerramento dos negócios em ambos os países, prevalecendo, no caso de incompatibilidade, o horário de funcionamento do mercado brasileiro.

7.8.2. Caso seja imperativo que a divulgação de ato ou fato relevante ocorra durante o horário de negociação, o Diretor de Relações com Investidores poderá, ao comunicar o ato ou fato relevante, solicitar, sempre simultaneamente à BM&FBovespa, a suspensão da negociação dos valores

mobiliários de emissão da CPFL Renováveis, ou a eles referenciados, pelo tempo necessário à adequada disseminação da informação relevante.

7.8.3. A suspensão de negociação a que se refere o item 7.8.2 acima não será levada a efeito no Brasil enquanto estiver em funcionamento bolsa de valores ou entidade de mercado de balcão organizado de outro país em que os valores mobiliários de emissão da CPFL Renováveis sejam admitidos à negociação, e na BM&FBovespa os negócios com aqueles valores mobiliários não estiverem suspensos.

7.9. Tendo em vista seu caráter excepcional, a não divulgação de Ato ou Fato Relevante relacionado à CPFL Renováveis será objeto de decisão dos Acionistas Controladores ou dos Administradores, conforme o caso, nos termos do artigo 6º da Instrução CVM nº 358/02, conforme alterada posteriormente.

8. Procedimentos Relativos À Manutenção De Sigilo Acerca De Ato Ou Fato Relevante Ainda Não Divulgado Ao Mercado

8.1. Ressalvado o disposto no item 8.1.1 abaixo, os 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.

8.1.1. Os acionistas controladores e ou administradores ficam obrigados a, diretamente ou através do DRI, divulgar imediatamente o ato ou fato relevante, na hipótese da informação escapar ao controle ou se ocorrer oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos valores mobiliários de emissão da CPFL Renováveis ou a eles referenciados.

8.2. Os Administradores da CPFL Renováveis podem submeter à CVM a decisão de guardar sigilo acerca de ato ou fato relevante. O requerimento deverá ser dirigido ao Presidente da CVM em envelope lacrado, no qual deverá constar a palavra "Confidencial".

8.3. Caso a CVM decida pela divulgação do ato ou fato relevante, determinará ao interessado, ou ao DRI, conforme o caso, que o comunique, imediatamente, à BM&FBovespa, e o divulgue na forma do item 7.1 acima, desta Política.

8.4. Na hipótese da informação escapar ao controle ou se ocorrer oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos valores mobiliários da CPFL Renováveis ou a eles referenciados, o requerimento de que trata o item 8.2 acima, não eximirá os Administradores de sua responsabilidade pela divulgação do ato ou fato relevante.

8.5. Cumpre aos Acionistas Controladores, diretores estatutários, membros do conselho de administração, do conselho fiscal e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, e empregados ou colaboradores da CPFL Renováveis, guardar sigilo das informações relativas a 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.

8.6. Antes da divulgação ao mercado de ato ou fato relevante ocorrido nos negócios da Companhia, é vedada a negociação com valores mobiliários de emissão da CPFL Renováveis, ou a eles referenciados:

- I. pela própria CPFL Renováveis;
- II. pelos acionistas controladores, diretos ou indiretos;
- III. pelos diretores estatutários;
- IV. pelos membros do conselho de administração;
- V. pelos membros do conselho fiscal;
- VI. pelos membros de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária;
- VII. por quem quer que, em virtude de seu cargo, função ou posição na CPFL Renováveis, seus acionistas controladores, suas controladas ou eventuais coligadas, tenha conhecimento da informação relativa ao ato ou fato relevante;
- VIII. por quem quer que tenha conhecimento de informação referente a ato ou fato relevante, sabendo que se trata de informação ainda não divulgada ao mercado, em especial por aqueles que tenham relação comercial, profissional ou de confiança com a CPFL Renováveis tais como auditores independentes, analistas de mercado, consultores e instituições integrantes do sistema de distribuição, aos quais compete

verificar a respeito da divulgação da informação antes de negociar com valores mobiliários de emissão da CPFL Renováveis ou a eles referenciados; e

IX. pelos Administradores que se afastarem da administração da CPFL Renováveis antes da divulgação pública de negócio ou fato iniciado durante seu período de gestão, e cuja vedação se estenderá pelo prazo de seis meses após o seu afastamento.

8.6.1. A vedação de que trata o item 8.6 acima também prevalecerá:

I. se existir a intenção de promover incorporação, cisão total ou parcial, fusão, transformação ou reorganização societária; e

II. em relação aos acionistas controladores, diretos ou indiretos, diretores e membros do conselho de administração, sempre que estiver em curso a aquisição ou a alienação de ações de emissão da CPFL Renováveis pela própria CPFL Renováveis, suas controladas, coligadas ou outra sociedade sob controle comum, ou se houver sido outorgada opção ou mandato para o mesmo fim.

8.6.2. Também é vedada a negociação pelas pessoas mencionadas no item 8.6 acima no período de 15 (quinze) dias que anteceder a divulgação das informações trimestrais e anuais da CPFL Renováveis.

8.6.3. As vedações previstas nos itens 8.6 e 8.6.1, inciso I, deixarão de vigorar tão logo a CPFL Renováveis divulgue o fato relevante ao mercado, salvo se a negociação com as ações puder interferir nas condições dos referidos negócios, em prejuízo dos acionistas da CPFL Renováveis ou dela própria.

8.6.4. Caso tenha sido celebrado qualquer acordo ou contrato visando à transferência do controle acionário respectivo, ou se houver sido outorgada opção ou mandato para o mesmo fim, bem como se existir a intenção de promover incorporação, cisão total ou parcial, fusão, transformação ou reorganização societária, e enquanto a operação não for tornada pública por meio da divulgação de fato relevante, o conselho de administração da CPFL Renováveis não pode deliberar a aquisição ou a alienação de ações de própria emissão.

9. Infração Grave

9.1. Configura infração grave a transgressão às disposições previstas na Instrução CVM nº 358/02, conforme alterada posteriormente, podendo sujeitar o infrator, conforme deliberado pela CVM, 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.

9.2. A CVM deverá comunicar ao Ministério Público a ocorrência dos eventos previstos na Instrução CVM nº 358/02, conforme alterada posteriormente, que constituam crime, como por exemplo:

Uso Indevido de Informação Privilegiada – utilizar informação relevante ainda não divulgada ao mercado, de que tenha conhecimento e da qual deva manter sigilo, capaz de propiciar, para si ou para outrem, vantagem indevida, mediante negociação, em nome próprio ou de terceiro, com valores mobiliários. Pena: reclusão de 1 a 5 anos, e multa de até três vezes o montante da vantagem ilícita obtida em decorrência do crime.

10. Disposições Gerais

10.1. Por deliberação do Conselho de Administração da CPFL Renováveis, em reunião realizada no dia 24/04/2012, a CPFL Renováveis passou a adotar esta Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante, contemplando os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas. Tal política foi atualizada, conforme deliberação do Conselho de Administração, em reunião realizada em 25/09/2014.

10.2. A CPFL Renováveis comunicará formalmente os termos desta Política, com destaque para as alterações aprovadas pelo Conselho de Administração em 25/09/2014, aos acionistas controladores e às demais pessoas indicadas no item 8.6.

10.3 A CPFL Renováveis, a qualquer tempo, ao promover alterações a presente Política de Divulgação, deve comunicar às Pessoas Vinculadas.

10.4. A CPFL Renováveis manterá em sua sede, à disposição da CVM, a relação de pessoas mencionadas no item 8.6 acima e respectivas qualificações, indicando cargo ou função, endereço e número de inscrição no Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas ou no Cadastro de Pessoas Físicas, atualizando-a sempre que houver modificação.

10.5. A aprovação ou alteração desta Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da CPFL Renováveis será comunicada à CVM e à BM&FBovespa, acompanhada de cópia da deliberação e do inteiro teor da presente política.

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.

Vide item 21.1 deste Formulário de Referência.

21.3 Informar os administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações.

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores.

21.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Segundo o Instituto Brasileiro de Governança Corporativa ("IBGC"), governança corporativa é o sistema pelo qual as sociedades são dirigidas e monitoradas, envolvendo os relacionamentos entre acionistas, conselho de administração, diretoria, auditores independentes e conselho fiscal. Os princípios básicos que norteiam essa prática são: (i) transparência; (ii) equidade; (iii) prestação de contas (*accountability*); e (iv) responsabilidade corporativa.

Pelo princípio da transparência, entende-se que a administração de uma companhia deve cultivar o desejo de informar não só o desempenho econômico-financeiro da companhia, mas também todos os demais fatores (ainda que intangíveis) que norteiam a ação empresarial. Por equidade, entende-se o tratamento justo e igualitário de todos os grupos minoritários, colaboradores, clientes, fornecedores ou credores. O *accountability*, por sua vez, caracteriza-se pela prestação de contas da atuação dos agentes de governança corporativa a quem os elegeram, com responsabilidade integral daqueles por todos os atos que praticarem. Por fim, responsabilidade corporativa representa uma visão mais ampla da estratégia empresarial, com a incorporação de considerações de ordem social e ambiental na definição dos negócios e operações.

Dentre as práticas de governança corporativa recomendadas pelo IBGC em seu Código das Melhores Práticas de Governança Corporativa, podem ser citadas algumas adotadas por nós: (a) além de outras atribuições previstas na Lei de Sociedades por Ações, a Assembleia Geral tem competência para deliberar sobre a: (i) eleição ou destituição, a qualquer tempo, dos membros e respectivos suplentes do nosso Conselho de Administração e do nosso Conselho Fiscal; (ii) fixação da remuneração, global ou individual, dos membros do nosso Conselho de Administração e da nossa Diretoria, assim como a dos membros do nosso Conselho Fiscal; (iii) reforma do nosso Estatuto Social; (iv) nossa transformação, fusão, incorporação, cisão, dissolução e liquidação, bem como eleição e destituição de liquidantes e julgar-lhes as contas; (v) proposta apresentada pela administração ou diretoria, sobre a destinação do lucro do exercício e a distribuição de dividendos; e (viii) qualquer matéria que lhe seja submetida pelo nosso Conselho de Administração; (b) contratação de empresa de auditoria independente para análise de nossos balanços e demonstrativos financeiros; (c) previsão estatutária para instalação de um Conselho Fiscal; (d) escolha do local para a realização da Assembleia Geral de forma a facilitar a presença de todos os acionistas ou seus representantes; (d) clara definição no nosso Estatuto Social da forma de eleição, destituição e tempo de mandato dos membros do nosso Conselho de Administração e da nossa Diretoria; (e) relacionamento transparente entre os Diretores Co-Presidentes e os demais Diretores com indivíduos ou entidades que assumam algum tipo de risco, direto ou indireto perante nós; (f) transparência na divulgação pública do nosso relatório anual da Administração; (g) relatório anual que, além das exigências legais, envolve todos os aspectos da nossa atividade empresarial em um exercício completo, comparativamente a exercícios anteriores, ressalvados assuntos de justificada confidencialidade; e (h) livre acesso às nossas informações e instalações pelos membros do nosso Conselho de Administração.

Nossa área de relações com investidores envia periodicamente ao mercado informações eletrônicas contendo os fatos relevantes e a divulgação de resultados do nosso grupo econômico. Além disso, informações sobre nós são atualizadas diariamente em sua página na internet, garantindo acesso a todos os interessados. Tais medidas são tomadas visando o desenvolvimento de um contínuo e transparente relacionamento entre o grupo econômico ao qual pertencemos e o mercado de capitais nacional e internacional.

Dessa maneira, procuramos manter um consistente e proativo relacionamento com o mercado, buscando evitar que determinados grupos de pessoas tenham acesso seletivo ou privilegiado às suas informações, se empenhando em assegurar que a divulgação de suas informações seja feita de forma simultânea a todo o mercado.

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 operações de aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios da Companhia.

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 Identificar os contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais.

Não houve contratos relevantes celebrados pela Companhia e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais.

22.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações consideradas relevantes para esta Seção 22 do Formulário de Referência.
