

Índice

1. Responsáveis pelo formulário

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis	1
1.1 – Declaração do Diretor Presidente	2
1.2 - Declaração do Diretor de Relações com Investidores	3

2. Auditores independentes

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores	4
2.3 - Outras informações relevantes	5

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações Financeiras	7
3.4 - Política de destinação dos resultados	8
3.7 - Nível de endividamento	12
3.8 - Obrigações	13
3.9 - Outras informações relevantes	14

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco	15
4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado	26
4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes	29
4.5 - Processos sigilosos relevantes	34
4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto	35
4.7 - Outras contingências relevantes	37
4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados	38

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.3 - Descrição dos controles internos	39
5.4 - Alterações significativas	40
5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	41

Índice

6. Histórico do emissor

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM	42
6.3 - Breve histórico	43
6.5 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial	45
6.6 - Outras informações relevantes	46

7. Atividades do emissor

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas	47
7.9 - Outras informações relevantes	54

8. Negócios extraordinários

8.1 - Negócios extraordinários	68
8.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor	69
8.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais	70
8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.	71

9. Ativos relevantes

9.2 - Outras informações relevantes	72
-------------------------------------	----

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais	73
10.2 - Resultado operacional e financeiro	100
10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras	107
10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor	108
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras	110
10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras	111
10.8 - Plano de Negócios	112
10.9 - Outros fatores com influência relevante	113

11. Projeções

Índice

11.1 - Projeções divulgadas e premissas	114
11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas	115
12. Assembleia e administração	
12.1 - Descrição da estrutura administrativa	116
12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal	119
12.7/8 - Composição dos comitês	122
12.13 - Outras informações relevantes	123
13. Remuneração dos administradores	
13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	124
13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal	128
13.13 - Percentual na remuneração total devido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores	129
13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor	130
13.16 - Outras informações relevantes	132
14. Recursos humanos	
14.5 - Outras informações relevantes	134
15. Controle e grupo econômico	
15.1 / 15.2 - Posição acionária	135
15.3 - Distribuição de capital	138
15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico	139
15.7 - Principais operações societárias	142
15.8 - Outras informações relevantes	143
16. Transações partes relacionadas	
16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas	144
16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado	166

Índice

16.4 - Outras informações relevantes	168
17. Capital social	
17.1 - Informações sobre o capital social	169
17.5 - Outras informações relevantes	170
18. Valores mobiliários	
18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil	171
18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação	174
18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros	175
18.8 - Títulos emitidos no exterior	176
18.9 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor	177
18.12 - Outras informações relevantes	178
19. Planos de recompra/tesouraria	
19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria	197
20. Política de negociação	
20.2 - Outras informações relevantes	198
21. Política de divulgação	
21.4 - Outras informações relevantes	199

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Gustavo Estrella

Cargo do responsável

Diretor de Relações com Investidores

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Carlos Zamboni Neto

Cargo do responsável

Diretor Presidente

Os diretores acima qualificados, declaram que:

a. reviram o formulário de referência

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

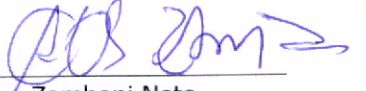
c. o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira do emissor e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos

1. Identificação das pessoas responsáveis pelo conteúdo do formulário**1.1 Declaração individual do Diretor Presidente devidamente assinada, atestando que:**

Conforme orientações de divulgação do Formulário de Referência apresentadas pela Instrução CVM 480/09, alterada pela Instrução CVM 552/14 (Anexo 24, item 1.1), o diretor abaixo-assinado da Companhia Piratininga de Força e Luz ("Companhia") atesta que:

- a. reviu o formulário de referência;
- b. todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos artigos 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.

Data: 30/05/2016


Carlos Zamboni Neto
Diretor Presidente

1.2 Declaração individual do Diretor de Relações com Investidores devidamente assinada, atestando que:

Conforme orientações de divulgação do Formulário de Referência apresentadas pela Instrução CVM 480/09, alterada pela Instrução CVM 552/14 (Anexo 24, item 1.1), o diretor abaixo-assinado da Companhia Piratininga de Força e Luz ("Companhia") atesta que:

- a. reviu o formulário de referência;
- b. todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos artigos 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.

Data: 30/05/2016



Gustavo Estrella
Diretor Financeiro e de Relações
com Investidores

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores

Possui auditor?	SIM
Código CVM	385-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes
CPF/CNPJ	49.928.567/0001-11
Período de prestação de serviço	12/03/2012
Descrição do serviço contratado	Auditoria das Demonstrações Financeiras para os exercícios sociais findos em 31/12/2015, 31/12/2014, 31/12/2013 e 31/12/2012 e revisão especial das informações trimestrais destes exercícios, incluindo serviços de revisão fiscal para os respectivos anos calendário. Em 25 de março de 2015, foi aprovada a contratação de mais 24 meses dos serviços da Deloitte.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	A remuneração total paga à Deloitte no exercício de 2015 foi de R\$ 804 mil, dos quais os valores de (i) R\$ 590 mil referem-se ao serviço de auditoria das demonstrações financeiras e revisão das informações intermediárias; (ii) R\$ 22 mil referem-se a revisão de Escrituração Contábil Fiscal (ECF); (iii) R\$ 145 mil referem-se a auditoria das demonstrações contábeis regulatórias; (iv) R\$ 47 mil referem-se a asseguaração sobre cumprimento de covenants financeiros.
Justificativa da substituição	Não aplicável, uma vez que não houve substituição dos auditores.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não aplicável, uma vez que não houve substituição dos auditores.

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Christian Canezin	30/10/2015 a 14/02/2016	027.382.469-40	Av. Dr. José Bonifácio Coutinho Nogueira, 150, 5º andar, Jd. Madalena, Campinas, SP, Brasil, CEP 13091-611, Telefone (19) 37073000, Fax (19) 37073001, e-mail: ccanezin@deloitte.com
Marcelo Magalhães Fernandes	12/03/2012 a 29/10/2015	110.931.498-17	Av. Dr. José Bonifácio Coutinho Nogueira, 150, 5º andar, Jd. Madalena, Campinas, SP, Brasil, CEP 13091-611, Telefone (19) 37073000, Fax (19) 37073001, e-mail: mfernandes@deloitte.com
Marcelo Magalhães Fernandes	15/02/2016	110.931.498-17	Av. Dr. José Bonifácio Coutinho Nogueira, 150, 5º andar, Jd. Madalena, Campinas, SP, Brasil, CEP 13091-611, Telefone (19) 37073000, Fax (19) 37073001, e-mail: mfernandes@deloitte.com

2.3 - Outras informações relevantes

2.3 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

As políticas da Companhia na contratação de serviços de auditores independentes buscam certificar que não haja conflito de interesses, perda de independência e de objetividade dos referidos prestadores de serviços. Para tanto, foram estabelecidos procedimentos específicos para a contratação desses serviços, dentre os quais: (i) a competência do Conselho Fiscal da controladora CPFL Energia para opinar ao Conselho de Administração sobre a contratação, substituição e remuneração dos auditores independentes, assim como para manifestar-se sobre a contratação de auditores independentes para a prestação de outros serviços que não tenham sido objeto de pré-aprovação pelo Conselho de Administração; e (ii) a competência do Conselho de Administração para deliberar sobre a seleção ou destituição dos auditores externos da Companhia. A Companhia adota a prática de não contratação dos auditores independentes para a prestação de serviços que não sejam relacionados à auditoria.

A Deloitte iniciou suas atividades a partir da revisão das informações trimestrais (ITRs) do primeiro trimestre de 2012 e encerrou com as demonstrações financeiras anuais de 2014. Adicionalmente em 25 de março de 2015, foi aprovada pelo Conselho de Administração da controladora CPFL Energia a contratação da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes por mais 24 meses a partir das informações trimestrais de 31 de março de 2015.

Em atendimento à Instrução CVM nº 381/03, informamos que essa empresa de auditoria não prestou, em 2015, serviços não relacionados à auditoria externa cujos honorários fossem superiores a 5% do total de honorários recebidos por esse serviço.

Durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2015, a Deloitte prestou além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras e de revisão das informações intermediárias, os seguintes serviços relacionados à auditoria:

Natureza	Data do contrato	Duração	Valor	Percentual do total do contrato de auditoria
Revisão de Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)	22/04/2015	Ano calendário 2015	21.510,00	3%
Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR)	16/04/2015	Média de 5 meses	144.737,42	18%
Procedimentos previamente acordados sobre assecuração de <i>covenants</i> financeiros	09/05/2014	Média de 1 mês	47.302,59	6%
			213.550,01	27%

Como se observa, a Companhia não contratou a Deloitte para a prestação de outros serviços que não sejam relacionados à auditoria durante o exercício de 2015.

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

Em cumprimento ao Art. 31 da Instrução CVM 308/99, que determina o limite de prestação de serviços de auditoria independente em prazo não superior a cinco anos consecutivos, o Conselho de Administração da CPFL Energia, em reunião realizada em 14 de dezembro de 2016, aprovou a contratação da KPMG Auditores Independentes para a realização dos

2.3 - Outras informações relevantes

serviços de auditoria do Grupo CPFL para os exercícios de 2017 a 2021, dando sequência aos serviços efetuados pela Deloitte Auditores Independentes, que se encerram com o exercício de 2016.

3.1 - Informações Financeiras - Individual

(Reais)

Exercício social (31/12/2015)

Exercício social (31/12/2014)

Exercício social (31/12/2013)

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

	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2013
a) Regras sobre retenção de lucros	<p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das Sociedades por Ações") e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>b) pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>c) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho</p>	<p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das Sociedades por Ações") e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>b) pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>c) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho</p>	<p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das Sociedades por Ações") e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>b) pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>c) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela</p>

3.4 - Política de destinação dos resultados

	<p>de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p> <p>Em 2015, amparada no artigo 194 da Lei nº 6.404/1976, a Companhia constituiu Reserva Estatutária – Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão com a finalidade de adequar o fluxo de caixa proveniente do recebimento da indenização, pelo Poder Concedente, ao final do prazo de concessão da Companhia, com o resultado acumulado nas alterações da expectativa dos fluxos de caixa desses ativos financeiros.</p>	<p>de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p> <p>Em 2014, amparada no artigo 194 da Lei nº 6.404/1976, a Companhia constituiu Reserva Estatutária – Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão com a finalidade de adequar o fluxo de caixa proveniente do recebimento da indenização, pelo Poder Concedente, ao final do prazo de concessão da Companhia, com o resultado acumulado nas alterações da expectativa dos fluxos de caixa desses ativos financeiros.</p>	<p>do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p> <p>Em 2013, nos termos do artigo 194 da Lei nº 6.404/76, a Companhia constituiu Reserva de Retenção de Lucros para Investimento, de forma a assegurar o programa de investimento para expansão e preservação do negócio da Companhia previsto no orçamento para o ano de 2014. Em 2013, com a aprovação das mudanças no Estatuto Social, em Assembleia Geral Extraordinária ocorrida em 28 de junho de 2013, foi criada a conta contábil "Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão", amparada no artigo 194 da Lei nº 6.404/1976, a Companhia constituiu Reserva Estatutária – Ativo Financeiro da Concessão com a finalidade de adequar o fluxo de caixa proveniente do recebimento da indenização, pelo Poder Concedente, ao final do prazo de concessão da Companhia, com o resultado acumulado nas alterações da expectativa dos fluxos de caixa desses ativos financeiros. O saldo de 31 de dezembro de</p>
--	---	---	---

3.4 - Política de destinação dos resultados

			2012 foi transferido, em 2013, de reserva de retenção de lucros para investimento para a "Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão".
a.1) Valores das Retenções de Lucros	Reserva estatutária – ajustes do ativo financeiro da concessão: constituição de R\$ 90.403.358,99, saldo final de R\$ 177.610.270,75	Reversão da Retenção de lucros para investimentos constituída em 2013: R\$ 2.439.168,85; Reserva estatutária – ajustes do ativo financeiro da concessão: constituição de R\$ 12.086.463,16, saldo final de R\$ 87.206.911,76	Retenção de lucros para investimentos: R\$ 2.439.168,85; Reserva estatutária – ajustes do ativo financeiro da concessão: constituição de R\$ 10.540.872,18, saldo final de R\$ 75.120.448,60
b) Regras sobre distribuição de dividendos	<p>O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de, no mínimo, 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações.</p> <p>De acordo com as práticas contábeis internacionais, CPC 24 e ICPC 08, apenas o dividendo mínimo obrigatório pode ser provisionado. Já o dividendo declarado ainda não aprovado, só deve ser reconhecido como passivo nas demonstrações financeiras após aprovação pelo órgão competente. Desta forma, quando aplicável dividendos adicionais propostos serão mantidos no patrimônio líquido, em conta denominada de "Dividendo", em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das referidas demonstrações financeiras.</p>		
c) Periodicidade das distribuições de dividendos	<p>O Estatuto Social da Companhia estabelece que o dividendo obrigatório poderá ser pago antecipadamente, no curso do exercício e até a Assembleia Geral Ordinária que deliberar sobre o respectivo montante. O valor do dividendo antecipado será compensado com o do dividendo obrigatório do exercício. A Assembleia Geral determinará o pagamento do saldo do dividendo obrigatório, se houver, bem como a reversão àquela reserva do valor pago antecipadamente.</p> <p>Ressaltamos que cabe ao nosso Conselho de Administração a prerrogativa de declarar dividendos intermediários à conta de lucros apurados no balanço semestral ou, observadas as disposições legais, apurado em períodos menores que o semestre, ou, ainda, à conta de lucros acumulados ou reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral.</p>		

3.4 - Política de destinação dos resultados

	<p>Os dividendos, salvo deliberação em contrário da Assembleia Geral, devem ser pagos no prazo máximo de 60 (sessenta) dias, contado a partir da data da deliberação de sua distribuição e, em qualquer caso, dentro do exercício social.</p> <p>Historicamente, a Companhia vem distribuindo dividendos semestralmente, exceto quando as condições econômicas não estão favoráveis.</p>
<p>d) Eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais</p>	<p>A Companhia esta sujeita a restrições de distribuição de dividendos em função de alguns empréstimos, mais especificamente empréstimos obtidos junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social - BNDES.</p> <p>A regra geral versa que a Companhia pode distribuir dividendos se atendidas (i) integralmente as obrigações restritivas estabelecidas no contrato; e (ii) à manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Exemplos destes parâmetros podem ser: Endividamento financeiro líquido dividido pelo EBITDA e endividamento financeiro líquido dividido pela soma do endividamento financeiro líquido e o patrimônio líquido, entre outros.</p>

3.7 - Nível de endividamento

Exercício Social	Soma do Passivo Circulante e Não Circulante	Tipo de índice	Índice de endividamento	Descrição e motivo da utilização de outro índice
31/12/2015	3.697.513.000,00	Índice de Endividamento	6,87692327	

3.8 - Obrigações

Exercício social (31/12/2015)							
Tipo de Obrigação	Tipo de Garantia	Outras garantias ou privilégios	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total
Financiamento	Garantia Real		60.626.000,00	115.252.000,00	80.280.000,00	48.883.000,00	305.041.000,00
Financiamento	Quirografárias		4.861.000,00	8.000.000,00	4.000.000,00	0,00	16.861.000,00
Títulos de dívida	Quirografárias		21.631.000,00	124.188.000,00	161.238.000,00	58.732.000,00	365.789.000,00
Empréstimo	Quirografárias		449.350.000,00	527.119.000,00	411.050.000,00	0,00	1.387.519.000,00
Total			536.468.000,00	774.559.000,00	656.568.000,00	107.615.000,00	2.075.210.000,00

Observação

Observações: A separação dos valores das obrigações do emissor em função das garantias atreladas utilizaram as categorias garantia real, garantia fluante e quirografária, bem como outro tipo de garantia ou privilégio:

Garantias reais: referem-se a recebíveis, vinculação de receitas, direitos creditórios, vinculação de bens próprios, alienação fiduciária, cessão fiduciária e penhor de quotas;

Garantias flutuantes: são aquelas que asseguram privilégio geral sobre o ativo da Companhia, mas não impedem a negociação dos bens que compõem esse ativo. A Companhia não possui obrigações com esta categoria de garantias;

Quirografárias: contemplam também as garantias fidejussórias que são as fianças e avais corporativos dados pela controladora, assim como os demais passivos sem garantia específica.

3.9 - Outras informações relevantes

3.9 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

(Valores apresentados em milhares de reais a partir desta seção, exceto quando indicado de outra forma)

4. Fatores de risco

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

a. ao emissor;

As tarifas que cobramos pelo fornecimento de energia elétrica a Consumidores Cativos, e as tarifas de uso do sistema de distribuição que cobramos de Consumidores Livres e Especiais são determinadas pela ANEEL em conformidade com contratos de concessão celebrados com o governo brasileiro, podendo afetar adversamente a nossa receita operacional caso a ANEEL estabeleça tarifas de maneira que não nos seja favorável.

A ANEEL dispõe de ampla discricionariedade para determinar as tarifas cobradas pela Companhia aos nossos consumidores. Nossas tarifas são determinadas de acordo com contrato de concessão celebrado com o governo brasileiro e em conformidade com os regulamentos e decisões da ANEEL.

Nosso contrato de concessão e a legislação brasileira estabelecem um mecanismo que admite três tipos de reajustes tarifários: (i) reajuste tarifário anual, ou RTA; (ii) revisão tarifária periódica, ou RTP e (iii) revisão tarifária extraordinária, ou RTE. Temos o direito de requerer a cada ano o reajuste anual, que é destinado a compensar certos efeitos da inflação sobre as tarifas e repassar aos consumidores certas alterações da nossa estrutura de custos que estão fora do nosso controle, tais como o custo da energia elétrica que compramos e certos encargos regulatórios, incluindo encargos do uso da rede de transmissão e distribuição. Ademais, a ANEEL costuma realizar a revisão tarifária periódica a cada quatro anos. Essa revisão periódica tem por objetivo compartilhar quaisquer ganhos correlatos com nossos consumidores e incentivar as concessionárias a atingirem melhores níveis de eficiência. Dessa forma, ela visa identificar a variação dos nossos custos, bem como determinar um fator de redução baseado em nossa eficiência operacional que será aplicado em comparação com o índice dos nossos reajustes tarifários anuais correntes. As revisões extraordinárias das nossas tarifas podem ser realizadas a qualquer tempo, ou podem ser pleiteadas por nós. As revisões extraordinárias podem tanto afetar negativamente os nossos resultados operacionais ou posição financeira, quanto compensar custos imprevisíveis (tais como tributos que afetem significativamente a nossa estrutura de custo). Adicionalmente, a ANEEL agora revisa as metodologias aplicáveis ao setor elétrico de tempos em tempos, item por item, metodologias essas outrora revisadas em ciclos, tal como ocorrido em 2008-2010 e 2010-2014. Não podemos prever se a ANEEL estabelecerá tarifas que nos beneficiem.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nosso contrato de concessão, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento da nossa concessão.

A ANEEL pode impor-nos penalidades caso deixemos de cumprir qualquer disposição do nosso contrato de concessão. Dependendo da gravidade do descumprimento, as penalidades poderiam incluir:

- advertências;
- multa por inadimplemento, limitada a no máximo 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão;
- embargo às atividades de construção;
- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- obrigações de aportes adicionais pelos acionistas controladores da concessionária;
- suspensão temporária de participação em licitações para obtenção de novas concessões, bem como de impedimento de contratar com a ANEEL e de receber autorização para serviços e instalações de energia elétrica;
- intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e
- extinção da concessão.

O governo brasileiro pode ainda, extinguir a nossa concessão por meio de desapropriação caso entenda haver motivos de interesse público.

Atualmente estamos cumprindo todas as condições relevantes do nosso contrato de concessão. No entanto, não podemos garantir que não seremos penalizados pela ANEEL por descumprimentos do nosso contrato de concessão ou que nossa concessão não será revogada no futuro. A indenização a que temos direito na ocorrência de eventual rescisão ou revogação antecipada da nossa concessão pode não ser suficiente para recuperarmos o valor integral de certos ativos. Além disso, caso o nosso contrato de concessão seja rescindido por razões que nos sejam imputáveis, o valor efetivo de indenização pelo poder concedente pode ser reduzido de maneira significativa por meio da imposição de multas ou de outras penalidades. Por conseguinte, caso nos sejam impostas multas ou penalidades ou caso ocorra a revogação da nossa concessão, a nossa situação financeira e os nossos resultados operacionais poderão sofrer um efeito adverso relevante.

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

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, um Distribuidor de energia elétrica está obrigado a contratar antecipadamente, por meio de licitações públicas, 100% de suas necessidades previstas de energia elétrica para as suas respectivas áreas de concessão e está autorizado a repassar até 105% do custo desta energia aos consumidores. As previsões acima ou abaixo da demanda podem gerar impactos adversos. Caso, por uma razão que nos seja imputável sob a legislação aplicável, a nossa previsão de demanda se mostre incorreta e

4.1 - Descrição dos fatores de risco

compremos energia elétrica em quantidade menor ou maior do que as nossas necessidades, poderemos não ser capazes de realizar o repasse integral dos custos das nossas compras de energia aos consumidores e sermos forçados a acessar o mercado *spot* para comprar energia a preços substancialmente maiores do que aqueles previstos em contratos de longo prazo; ou vender energia a preços substancialmente mais baixos do que aqueles previstos na nossa concessão. Por exemplo, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece, entre outras limitações, que se nossas projeções de demanda de energia ficarem significativamente abaixo da nossa demanda real, poderemos ser forçados a adquirir este saldo no mercado *spot*. Por outro lado, a nossa demanda estimada de energia pode se mostrar excessiva, por exemplo, se a ANEEL alocar-nos uma cota de energia em excesso no mercado, cujos custos não sejamos capazes de repassar aos consumidores, tal como ocorrido em 2015, ou, ainda, se uma parcela significativa dos nossos Consumidores Potencialmente Livres migrarem e passarem a comprar energia no Mercado Livre. Caso ocorram variações significativas entre a nossa demanda estimada de energia elétrica e a quantidade de energia elétrica efetivamente adquirida, o resultado das nossas operações poderá ser adversamente afetado.

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

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

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

Se vivenciarmos esses ou outros problemas, poderemos não ser capazes de distribuir energia elétrica em quantidades compatíveis com as nossas projeções, o que pode vir a afetar de maneira adversa a nossa situação financeira e os nossos resultados operacionais.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

Temos um planejamento de investimentos em nossa atividade de distribuição durante o período de 2016 a 2020. Nossa capacidade de concluir esse programa de investimento depende de uma série de fatores, inclusive da nossa capacidade de cobrar tarifas adequadas pelos nossos serviços, nosso acesso aos mercados de capitais nacionais e internacionais e uma variedade de contingências operacionais e regulatórias, dentre outras. Não há certeza de que disporemos de recursos financeiros para concluir nosso programa de investimento proposto, sendo que a impossibilidade de o fazer poderá afetar de maneira adversa e relevante a nossa operação e o desenvolvimento dos nossos negócios.

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

Nos termos da legislação brasileira, temos responsabilidade objetiva por perdas e danos, diretos e indiretos, decorrentes da prestação inadequada de serviços de distribuição de energia elétrica. Além disso, a Companhia poderá ser responsabilizada por perdas e danos causados a terceiros em decorrência de interrupções ou distúrbios nos sistemas de distribuição, sempre que essas interrupções ou distúrbios não forem atribuíveis a um integrante identificado do ONS. Até que todos os responsáveis finais sejam identificados, a responsabilidade por tais perdas e danos será alocada entre os agentes, na seguinte proporção: (i) 35,7% para as Distribuidoras; (ii) 28,6% para as Transmissoras; e (iii) 35,7% para as Geradoras. Tal proporção é estabelecida de acordo com o número de votos que cada concessionária tem nas assembleias gerais do ONS e, portanto, pode ser futuramente alterada. Não podemos assegurar que as nossas apólices de seguro cobrirão integralmente as perdas e danos resultantes da prestação inadequada de serviços de energia, o que poderá nos causar um efeito adverso.

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

Em 31 de dezembro de 2015, tínhamos um endividamento de R\$ 2.075 milhões. O nosso grau de endividamento aumenta a possibilidade de não termos caixa suficiente para pagar pontualmente o principal, juros e outros encargos relacionados ao nosso endividamento. Adicionalmente, poderemos incorrer em endividamentos adicionais, periodicamente, para financiar outros propósitos, sujeitos às restrições aplicáveis aos nossos financiamentos atuais. Caso incorramos em endividamentos adicionais, os riscos relacionados ao nosso endividamento podem aumentar.

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

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

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

Em 31 de dezembro de 2015, a ESC Energia S.A. ou ESC, PREVI (por meio da BB Carteira Livre I FIA) e Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações ou Energia São Paulo FIA/Bonaire Participações S.A., detinham 23,58%, 29,45% e 15,06%, respectivamente, do total de ações ordinárias em circulação da nossa controladora CPFL Energia. A Bonaire Participações S.A., ou

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Bonaire, é uma *holding* controlada pela Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações. Essas empresas são partes de um acordo de acionistas, por meio do qual compartilham o poder de controle de nossa controladora CPFL Energia. Estes acionistas controladores poderão tomar medidas que podem ser contrárias aos interesses de V.Sa., podendo impedir outros acionistas, inclusive V.Sa., de bloquear essas medidas. Em particular, os acionistas controladores controlam as decisões das assembleias da controladora CPFL Energia e podem eleger a maioria dos membros de seu Conselho de Administração. Os acionistas controladores podem dirigir ações em áreas como estratégia de negócios, financeira, distribuição, aquisição e alienação de ativos ou negócios. As decisões dos acionistas controladores da controladora CPFL Energia quanto a estes assuntos podem divergir das expectativas ou preferências, dos acionistas não controladores de nossa controladora CPFL Energia, inclusive detentores de suas ADSs (American Depositary Share).

c. a seus acionistas;

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

d. a suas controladas e coligadas;

Não aplicável em função do emissor não possuir empresas controladas ou coligadas.

e. a seus fornecedores;

O risco associado aos fornecedores está informado no item g, "O impacto de uma escassez de energia elétrica e do racionamento de energia elétrica dela decorrente, a exemplo do ocorrido em 2001 e 2002, pode ter um efeito adverso substancial sobre nosso negócio e resultados de operações".

f. a seus clientes;

O nível de inadimplência de nossos consumidores pode afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e/ou situação financeira.

O nível de inadimplência pode ser afetado por variáveis como renda, emprego, taxa de juros, inflação e preço de energia. A atual situação macroeconômica brasileira, associada ao aumento das tarifas de energia elétrica nos últimos anos pode representar um aumento no risco de inadimplimento de nossos consumidores. Embora tenhamos diversas ações de cobrança, não podemos assegurar que estas serão suficientes e efetivas para manter o atual nível de inadimplência de nossos clientes. Caso o índice de inadimplência aumente, as condições financeiras e resultados operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados.

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

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

Em 31 de dezembro de 2015, aproximadamente 36% do nosso endividamento total estavam denominados em Reais e atrelados a taxas do mercado financeiro brasileiro ou índices de inflação, ou, ainda, estavam sujeitos a taxas flutuantes de juros. Em 31 de dezembro de 2015, os 64% restantes do nosso endividamento total estavam denominados em dólares norte-americanos (comparados a aproximadamente 41%, em 31 de dezembro de 2014), embora, em grande parte, vinculados a *swaps* cambiais que os convertiam em reais.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Adicionalmente, compramos energia da usina hidrelétrica de Itaipu, que é uma das nossas principais fornecedoras, cujo custo está atrelado à variação cambial do dólar norte-americano. Anualmente, no momento do reajuste tarifário, as nossas tarifas são reajustadas para contemplar os ganhos ou perdas na aquisição desta energia. Desse modo, quando o real deprecia em relação ao dólar norte-americano, como ocorreu em 2015, as nossas despesas financeiras aumentam.

Mais informações sobre o risco de flutuações de taxas de juros e a riscos cambiais, consulte item 5.1 do Formulário de Referência da controladora CPFL Energia.

A atual situação econômica do Brasil e suas perspectivas podem levar o governo a adotar medidas que afetariam o nosso negócio e o preço das ADSs e ações ordinárias da controladora CPFL Energia.

As ações do governo brasileiro para controlar a inflação e outras políticas e regulamentações frequentemente envolvem, entre outras medidas, aumentos nas taxas de juros, mudanças nas políticas fiscais, controles de preço, depreciações de moeda, controles de capital e limites às importações. Nossas atividades, situação financeira e resultados operacionais podem ser adversamente afetados por mudanças na política ou regulamentação em qualquer nível (federal, estadual ou municipal), que envolvam ou afetem fatores como:

- taxas de juro;
- política monetária;
- variações cambiais;
- inflação;
- liquidez dos mercados de capitais e empréstimos;
- políticas tributárias;
- alterações em leis trabalhistas;
- regulamentações ambientais em nosso setor;
- taxas de câmbio e controles e restrições sobre remessas para o exterior, como aquelas brevemente impostas em 1989 e começo de 1990; e
- outros desenvolvimentos políticos, sociais ou econômicos que afetem o Brasil.

A incerteza de que o governo brasileiro não mudará políticas ou regulamentações, que afetem esses ou outros fatores, pode contribuir para o aumento da instabilidade política e econômica no País, da volatilidade do mercado de capitais brasileiro e dos valores mobiliários emitidos no exterior por companhias brasileiras.

A Standard & Poor's retirou o selo de bom pagador do Brasil, em 9 de setembro de 2015. A Fitch Ratings rebaixou o *rating* do Brasil de BBB- para BB+, em 16 de dezembro de 2015. A Moody's Investors Service rebaixou o risco Brasil para Ba2, com perspectiva negativa, em 24 de fevereiro de 2016. Esses rebaixamentos refletem as críticas condições econômicas, a manutenção de políticas fiscais adversas e o aumento da incerteza política no Brasil.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Não podemos garantir que o governo brasileiro manterá as políticas econômicas atuais, ou que esses ou outros eventos envolvendo a economia brasileira e/ou políticas governamentais não afetarão, direta ou indiretamente, o nosso negócio, a nossa situação financeira e/ou os resultados de nossas operações.

Mais informações sobre os principais fatores de risco de mercado que afetam nossos negócios, consulte item 4.2 deste Formulário de Referência.

As condições políticas podem ter um impacto adverso na economia brasileira e no nosso negócio.

As condições políticas atuais no Brasil podem afetar a confiança dos investidores e do público em geral, assim como o desenvolvimento da nossa economia. Incertezas quanto à política de administração presidencial, as indicações para posições importantes, assim como as investigações em curso sobre um suposto esquema de corrupção envolvendo companhias estatais podem afetar a confiança dos investidores e do público em geral. Também pode ter um efeito adverso na economia brasileira, no nosso negócio, condição financeira, resultados operacionais e no preço de mercado das ações ordinárias e ADSs da controladora CPFL Energia.

Atualmente, o mercado brasileiro está vivenciando uma crescente volatilidade, causada por incertezas decorrentes da Operação Lava Jato e de outras investigações conduzidas pela Polícia Federal, pelo Ministério Público e por outras autoridades, assim como pelos impactos dessas investigações nos cenários político e econômico do País. Determinadas companhias sob investigação também estão sendo investigadas pela Comissão de Valores Mobiliários, ou CVM, e pela SEC (*Securities and Exchange Commission*). Membros de diversas esferas do governo brasileiro, do Congresso, bem como executivos de grandes companhias (inclusive de companhias estatais) estão sendo acusados da prática de atos de corrupção, de lavagem de dinheiro e de outros crimes relacionados, no âmbito de contratos firmados entre o governo brasileiro e determinadas companhias de infraestrutura, óleo, gás e construção.

Ainda não podemos prever qual será o resultado final dessas investigações. Contudo, já é possível identificar um impacto adverso na percepção geral do mercado sobre os cenários político e econômico brasileiros. Não podemos prever se tais acusações e investigações aumentarão o atual clima de instabilidade no País, tampouco se haverá novas acusações contra outros agentes do governo. Também não podemos prever o resultado de tais alegações ou o seu efeito na economia brasileira. Todos esses aspectos podem afetar adversamente o nosso negócio, a nossa condição financeira e os nossos resultados operacionais.

A instabilidade da taxa de câmbio poderá afetar adversamente a nossa condição financeira e os nossos resultados operacionais e o preço de mercado das ADSs e ações ordinárias da controladora CPFL Energia.

Durante as últimas décadas, o real sofreu variações frequentes e substanciais em relação ao dólar norte-americano e a outras moedas estrangeiras. A taxa de câmbio do real em relação ao dólar norte-americano foi de R\$2,343 por US\$ 1,00, em 31 de dezembro de 2013, de R\$2,656 por US\$1,00, em 31 de dezembro de 2014, e de R\$ 3,905 por US\$ 1,00, em 31 de dezembro de 2015. Em 12 de maio de 2016, a taxa de câmbio era de R\$3,4877 por US\$1,00. O real poderá ainda, futuramente, se depreciar em comparação com o dólar norte-americano.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

A depreciação do real também reduz o valor em dólar norte-americano das distribuições e dividendos atribuíveis às ADSs da controladora CPFL Energia e o equivalente em dólares norte-americanos ao preço de mercado das ações ordinárias da controladora CPFL Energia e, conseqüentemente, das suas ADSs.

Mais informações qualitativas e quantitativas em relação à instabilidade de taxa de câmbio que afetam nosso negócio, consulte item 4.2 deste Formulário de Referência.

A inflação e as políticas sobre taxas de juros podem impedir o crescimento da economia brasileira e afetar o nosso negócio.

O Brasil conviveu no passado com taxas de inflação extremamente elevadas e, por este motivo, adotou políticas monetárias que resultaram em uma das maiores taxas de juros reais do mundo. Entre 2006 e 2015, a SELIC no Brasil variou entre 7,25% a.a. e 18% a.a, atingindo a sua maior baixa (7,25%) ao final de 2012. Em 12 de maio de 2016, a SELIC foi de 14,25%. A inflação tem tido e poderá ter efeitos significativos na economia brasileira e em nosso negócio. Políticas governamentais e do Banco Central do Brasil, mais brandas, sobre taxas de juros podem desencadear o aumento da inflação, e conseqüentemente, a maior volatilidade do crescimento e necessidade de aumentos imprevistos e substanciais na taxa de juros, o que poderá afetar negativamente o nosso negócio. Adicionalmente, se o Brasil vivenciar novamente o aumento de índices de inflação, poderemos não conseguir corrigir as tarifas que cobramos dos nossos consumidores para compensar os efeitos da inflação sobre a nossa estrutura de custos. Por outro lado, políticas de restrição monetária com altas taxas de juros podem restringir o crescimento do País e a disponibilidade de crédito.

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

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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Nosso negócio está sujeito a extensa regulação de várias autoridades regulatórias brasileiras, particularmente a Agência Nacional de Energia Elétrica, ou ANEEL. A ANEEL regula e supervisiona vários aspectos do nosso negócio e estabelece nossas tarifas. Se formos obrigados pela ANEEL a fazer investimentos de capital adicionais e não esperados e não nos for permitido reajustar nossas tarifas de maneira correspondente, ou se a ANEEL não autorizar o reembolso de todos os custos, ou ainda, se a ANEEL modificar a regulação relativa à ajustes tarifários, poderemos ser adversamente afetados.

Adicionalmente, tanto a implementação da nossa estratégia de crescimento, como a condução do nosso negócio no seu curso ordinário podem ser adversamente afetados por ações governamentais, tais como a modificação da atual legislação, o cancelamento dos programas de concessão estaduais e federais, criação de critérios mais rígidos para qualificação em leilões públicos de energia ou o atraso na revisão e implementação de novas tarifas anuais.

Caso mudanças regulatórias exijam que nós conduzamos o nosso negócio de maneira substancialmente diferente das nossas operações atuais, as nossas operações e os nossos resultados financeiros podem ser adversamente afetados.

Não podemos assegurar a renovação da nossa concessão.

Conduzimos nossa atividade de distribuição nos termos de contrato de concessão firmados com o governo brasileiro. O alcance da duração da nossa concessão é de até 30 anos, com a data de expiração em 2028, com opção de renovação por no máximo igual período. A Constituição Federal da República Federativa do Brasil requer que todas as concessões relativas a serviços públicos sejam outorgadas por meio de leilão. Com base em leis e regulamentos específicos do setor de energia elétrica, o governo brasileiro pode renovar as atuais concessões por um período adicional de até 30 anos, sem leilão, desde que a concessionária tenha alcançado determinados padrões mínimos financeiros, de desempenho, dentre outros, bem como, que a proposta seja, por outro lado, aceitável para o governo brasileiro. O governo brasileiro possui considerável discricionariedade, nos termos da Lei nº 8.987/95, ou Lei de Concessões, da Lei nº 9.074/95, do Decreto nº 7.805/12, da Lei nº 12.783/13 e do Decreto nº 8.461/15, bem como dos contratos de concessão, com relação à renovação das concessões. Ressaltamos, ainda, que podemos estar sujeitos a novas regulamentações emitidas pelo governo brasileiro, que poderiam afetar retroativamente as normas sobre renovação de concessão.

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

O governo brasileiro implementou mudanças fundamentais na regulação do setor elétrico por meio da legislação aprovada em 2004, conhecida como a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Contestações quanto à constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ainda estão pendentes perante o Supremo Tribunal Federal. Se toda ou parte da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico fosse declarada inconstitucional, isso traria consequências incertas quanto à validade da atual regulação e quanto ao desenvolvimento da estrutura regulatória. É difícil prever qual será o resultado do processo legal, porém ele pode ter um impacto adverso em todo o setor energético, incluindo no nosso negócio e nos resultados de nossas operações.

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

Nossa atividade esta sujeita a uma abrangente legislação federal, estadual e municipal, obtenção e manutenção de licenças, bem como regulação e fiscalização por agências governamentais brasileiras responsáveis pela implementação de leis e políticas ambientais e de

4.1 - Descrição dos fatores de risco

saúde. Essas agências podem tomar medidas contra nós, caso não cumpramos a regulamentação aplicável e/ou deixemos de obter ou manter as nossas respectivas licenças. Essas medidas podem incluir, entre outras coisas, sanções nas esferas criminal e administrativa, tais como a imposição de multas e a revogação de licenças. As sanções dependem da intensidade da infração ou do dano causado, assim como de eventuais circunstâncias agravantes ou atenuantes aplicáveis ao agente violador. É possível que um aumento no rigor da regulamentação ambiental e de saúde nos force a aumentar ou direcionar os nossos investimentos para cumprir essa regulamentação e, conseqüentemente, desviar recursos de investimentos já planejados o que pode afetar de maneira adversa a nossa situação financeira e o resultado das nossas operações.

i. aos países estrangeiros onde o emissor atue.

Não aplicável em função do emissor somente atuar em território brasileiro.

j. A questões socioambientais.

Nossos resultados operacionais dependem das condições hidrológicas existentes. As más condições hidrológicas podem afetar os nossos resultados operacionais.

Somos dependentes das condições hidrológicas existentes no Brasil. Em 2015, de acordo com dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico ou ONS, aproximadamente 71% da energia elétrica consumida no Brasil foi fornecida por Usinas Hidroelétricas.

O Brasil está sujeito a condições hidrológicas imprevisíveis, com desvios não cíclicos da média pluviométrica. Quando as condições hidrológicas estão em situação crítica, o ONS pode despachar Usinas Termoelétricas, para cobrir a geração de energia hidroelétrica e manter os níveis de segurança dos reservatórios, assim como os níveis de fornecimento de energia elétrica, nos casos em que as Usinas Hidroelétricas, não são capazes de gerar energia suficiente que lhes permita honrar o compromisso de energia assegurada por elas assumido no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia, ou MRE. Esse déficit de energia proveniente de Usinas Hidroelétricas, chamado de Fator de Geração em Escala, ou "GSF", expõe o operador das Usinas Hidroelétricas a riscos de preços *spot*. O GSF foi acionado em 2014 e 2015, obrigando as geradoras a comprarem energia de Usinas Termoelétricas. Nos termos da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, diversas geradoras repactuaram a exposição a esse risco para toda a vigência dos contratos de compra de energia, bem como foram cobertos os desembolsos de janeiro de 2015 a julho de 2020, por meio do pagamento de GSF em 2015, com relação à energia necessária para suprir a demanda dos consumidores no Mercado Regulado. Contudo, permanece a exposição a esse risco de preço *spot* para os custos relacionados à energia a ser fornecida aos consumidores no Mercado Livre. Para mais informações, vide "O Setor Elétrico Brasileiro – GSF".

No segmento de Distribuição, a geração termoelétrica poderá gerar diversos custos adicionais de aquisição de energia quando o ONS despacha Usinas Termoelétricas por ordem de mérito, e custos extraordinários, como componentes do Encargo de Serviço do Sistema, o ESS, relacionados à segurança energética, ou ESS-SE, quando essas usinas são despachadas fora da ordem de mérito. Esses custos adicionais poderão ser repassados pelas Distribuidoras aos consumidores por meio de aumentos na tarifa nos ajustes anuais futuros ou revisões periódicas, nos termos da legislação aplicável. Contudo, poderá haver uma incompatibilidade de fluxo de caixa no período intermediário, uma vez que as Distribuidoras terão que arcar com estes custos imediatamente, enquanto as tarifas somente serão reajustadas mais tarde. Para mais informações, vide "O Setor Elétrico Brasileiro - Encargos Regulatórios – ESS".

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Em janeiro de 2015, o setor elétrico começou a implementar um mecanismo de “bandeiras tarifárias” mensais, em que as faturas dos consumidores podem estar sujeitas a acréscimos tarifários mensais, quando os custos de fornecimento atingirem certos níveis, permitindo que os consumidores adaptem seu uso para os custos de energia atuais. As receitas cobradas sob o sistema das bandeiras tarifárias são reembolsadas às companhias distribuidoras com base no seu custo de energia relativo ao período. Devido às condições hidrológicas desfavoráveis observadas desde 2013, bandeiras tarifárias vermelhas foram aplicadas durante o ano de 2015, desde a introdução deste sistema, em janeiro de 2015. Embora esse mecanismo reduza, em parte, o descompasso de fluxo de caixa, pode ser insuficiente para cobrir os custos de fornecimento de energia termoelétrica, sendo que as Distribuidoras podem, ainda, correr risco de descasamento de fluxo de caixa de curto prazo.

O impacto de uma escassez de energia elétrica e do racionamento de energia elétrica dela decorrente, a exemplo do ocorrido em 2001 e 2002, pode ter um efeito adverso substancial sobre o nosso negócio e resultados operacionais.

Períodos de precipitação pluviométricas baixas ou extremamente baixas que resultem em escassez de energia elétrica podem afetar adversamente a nossa condição financeira e os nossos resultados operacionais. Por exemplo, durante o período de baixa precipitação pluviométrica nos anos de 2000 e 2001, o governo brasileiro instituiu o Programa de Racionamento, um programa de redução do consumo de energia elétrica que esteve em vigor de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002. O Programa de Racionamento estabeleceu limites para o consumo de energia elétrica para consumidores industriais, comerciais e residenciais, que variavam de 15,0% a 25,0% de redução no consumo de energia. Caso o Brasil experimente outra escassez de energia elétrica (situação que pode ocorrer e não temos possibilidade de controlar ou prever), o governo brasileiro poderá implementar políticas similares ou outras no futuro para fazer frente à escassez. Por exemplo, programas abrangentes de conservação de energia elétrica, incluindo reduções compulsórias no consumo poderão ser implementados caso as condições hidrológicas desfavoráveis não possam ser compensadas, na prática, por outras fontes de energias, como Usinas Termoelétricas, resultando assim em um menor suprimento de energia elétrica para o mercado brasileiro.

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

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

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

Risco de Mercado em Comercialização de Energia: Os negócios de distribuição estão sujeitos ao risco de mercado associado a comercialização de energia. As particularidades são detalhadas a seguir:

Risco de sub/sobrecontratação: As distribuidoras podem sofrer perdas no repasse dos custos com aquisição de energia quando: (1) o volume contratado exceder em mais de 5% o volume demandado por seus clientes. Neste cenário, a parcela adquirida que exceder este percentual é vendida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") ao valor do preço de curto prazo ("PLD") ou; (2) quando o volume demandado por seus clientes exceder o volume de energia contratado. Neste cenário, a aquisição de energia na CCEE pode não ser integralmente repassada às tarifas e a distribuidora está exposta a penalidades por insuficiência de lastro contratual.

O percentual de contratação da Companhia, em 2015, foi de 105,9% (0,9% acima do limite regulatório), entretanto não houve perda no repasse dos custos com aquisição de energia devido ao nível do preço de curto prazo realizado ("PLD") acima do preço médio de compra.

Risco de crédito: O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. O risco de inadimplência que gera a Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa ("PDD") impactou a Receita Operacional Líquida da Companhia no exercício de 2015 em 1,1% (R\$ 39,4 milhões), efeito total do impacto no resultado de 2015 ..

Risco de taxa de juros: Esse risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures.

Em consonância com a Instrução CVM nº 475/2008, a Companhia realiza análise de sensibilidade do risco de variação da taxa de juros.

Quando a exposição é considerada ativa, o risco a ser considerado é uma redução dos indexadores pertinentes, que teria um impacto negativo no resultado da Companhia. Ao contrário, quando a exposição é considerada passiva, o risco é a elevação dos indexadores.

Assumindo que: (i) o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2015 seja mantido, e (ii) os respectivos indexadores anuais acumulados nos últimos 12 meses, para esta data base, permaneçam estáveis (CDI 13,18% a.a. e TJLP 6,21% a.a.), os efeitos que seriam registrados nas demonstrações financeiras para os próximos 12 meses seria uma despesa financeira líquida de R\$ 120.194 (CDI R\$ 109.976 e TJLP R\$ 10.218). Caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o valor da despesa financeira líquida seria impactado em:

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

Instrumentos	Exposição (R\$ mil)	Risco	Redução (aumento)		
			Cenário I (a)	Elevação de índice em 25% (b)	Elevação de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	565.059		14.805	37.124	59.444
Instrumentos financeiros passivos	(424.984)		(11.135)	(27.921)	(44.708)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(974.495)		(25.532)	(64.024)	(102.517)
	(834.419)	alta CDI	(21.862)	(54.821)	(87.781)
Instrumentos financeiros passivos	(164.534)	alta TJLP	(1.300)	(4.179)	(7.059)
Total	(998.953)		(23.162)	(59.000)	(94.839)

(a) Os índices de CDI e TJLP considerados de 15,80% e 7%, respectivamente, foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

(b) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/08, os percentuais de elevação foram aplicados sobre os índices do cenário I.

Risco de taxa de câmbio: Esse risco decorre da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. Adicionalmente a Companhia está exposta em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu..

Em consonância com a Instrução CVM nº 475/2008, a Companhia realiza análise de sensibilidade do risco de variação da taxa de câmbio.

Quando a exposição é considerada ativa, o risco consiste na redução dos indexadores pertinentes, que teria um impacto negativo no resultado da Companhia. Ao contrário, quando a exposição é considerada passiva, o risco é uma elevação dos indexadores.

Assumindo a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2015, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para três cenários distintos, seria:

Instrumentos	Exposição (R\$ mil) (a)	Risco	Redução (aumento)		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação / depreciação cambial de 25% (c)	Apreciação / depreciação cambial de 50% (c)
Instrumentos financeiros passivos	(1.092.662)		(166.440)	148.335	463.111
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	1.135.150		172.912	(154.103)	(481.119)
	42.488	baixa dólar	6.472	(5.768)	(18.008)
Instrumentos financeiros passivos	(236.474)		(36.514)	(104.761)	(173.008)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	232.051		35.831	102.801	169.772
	(4.423)	alta euro	(683)	(1.960)	(3.236)
Total	38.065		5.789	(7.728)	(21.244)

(a) A taxa de câmbio considerada em 31.12.2015 foi de R\$ 3,90 para o dólar e R\$ 4,25 para o euro.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela BM&FBOVESPA, sendo a taxa de câmbio considerada R\$ 4,50 e R\$ 4,91 e a depreciação cambial 15,23% e 15,44% do dólar e do euro respectivamente.

(c) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, os percentuais de elevação dos índices aplicados são referentes às informações disponibilizadas pela BM&FBOVESPA.

Em função da exposição cambial líquida do dólar ser um ativo, o risco é baixa do dólar e portanto o câmbio local é apreciado em 25% e 50% em relação ao câmbio provável. Em função da exposição cambial líquida do euro ser um passivo, o risco é alta do euro e o câmbio local é depreciado em 25% e 50% em relação ao câmbio provável.

Risco de aceleração de dívidas: A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros.

A apuração de *covenant* prevê um limite máximo de 3,75x do indicador de Dívida Líquida / EBITDA, apurado no consolidado da controladora CPFL Energia, sob pena de eventual aceleração

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

da dívida em caso de descumprimento do limite. Para o exercício findo em 31.12.2015 o consolidado da controladora CPFL Energia fechou a apuração do *covenant* em 3,41x, permanecendo dentro do limite estabelecido.

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

Revisão Tarifária

Em outubro de 2015, a ANEEL finalizou o processo de revisão tarifária da Companhia. A mudança da metodologia impactou positivamente o cálculo da Parcela B. Os fatores que mais influenciaram nesse cálculo foram a inclusão da remuneração de obrigações especiais, aumento do WACC de 7,50% para 8,09% e o aumento da BRR líquida. Assim, a parcela B teve um aumento de 5,31%, se comparada à parcela B que compunha a tarifa anterior (de R\$ 717 milhões para R\$ 755 milhões). Sobre o montante de CVAs acumulado, o repasse determinado pela agência foi de R\$ 475 milhões. Em comparação com a Revisão Tarifária Extraordinária de fevereiro de 2015, o efeito médio para o consumidor será de 21,11%, composto da seguinte forma: Parcela A (8,10%), Parcela B (1,36%) e componentes financeiros (11,65%). O impacto nas contas dos consumidores será de 16,60% nos clientes de alta tensão e 24,81% nos clientes de baixa tensão.

Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) 2015

Em 27 de fevereiro a ANEEL homologou, por meio da Resolução Homologatória nº 1.858/2015, a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE das distribuidoras de energia elétrica que pleitearam tal revisão, dentre elas a Companhia. Essa RTE foi necessária para reestabelecer o equilíbrio econômico-financeiro da Companhia frente aos seguintes fatos: (i) aumento da taxa de câmbio para R\$2,80/US\$ e da tarifa adotada nos contratos de compra de energia da Usina de Itaipu em 2015; (ii) aumento do custo de compra de energia decorrente do Leilão de Ajuste de 2015 e do Leilão de Energia Existente de 2014; (iii) aumento significativo da quota CDE em 2015; e (iv) recálculo do encargo de pesquisa e desenvolvimento (P&D). As novas tarifas entraram em vigor em 02 de março de 2015.

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

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

Encontram-se identificados neste Formulário de Referência todos os processos em andamento nos quais a Companhia figura como parte, classificados como não sigilosos e que são relevantes para a Companhia, com a posição atualizada até 31 de dezembro de 2015. No processo de análise de relevância, a Companhia não se deteve somente nos potenciais efeitos econômicos e financeiros de uma decisão desfavorável, considerando, também, os processos em que a imagem da Companhia possa ser afetada de maneira adversa.

Apresentamos a seguir os detalhes dos processos em que somos parte, que não estão sob sigilo e que consideramos relevantes para o nosso negócio em 31 de dezembro de 2015.

PROCESSOS FISCAIS

1) ICMS:

Processo Fiscal nº 0001734-86.2010.8.26.0114 – ICMS	
a) Juízo	1ª Vara da Fazenda Pública de Campinas
b) Instância	2ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	22/05/2009
d) Partes no processo	Companhia Piratininga de Força e Luz x Fazenda do Estado de São Paulo
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 53.793
f) Principais fatos	A Companhia ajuizou uma ação de anulação de um débito fiscal de ICMS que surgiu em razão da Companhia ter dado cumprimento à decisão em uma ação movida pelo Ministério Público contra o Estado de São Paulo que questionava a metodologia de cálculo do tributo para o fornecimento de energia a uma cidade do Estado de São Paulo. Foi proferida sentença anulando o débito. Posteriormente, a Fazenda Pública interpôs Apelação, a qual foi parcialmente provida apenas para reduzir o valor de honorários sucumbenciais, mantendo-se a anulação do débito. Desta forma, ambas as partes apresentaram embargos declaratórios, os quais foram improvidos. Atualmente, aguarda-se análise e julgamento dos Recursos Especiais interpostos pela empresa e pela Fazenda. Denominado anteriormente pelo nº 0030990-11.2009.8.26.0114, alterado para o processo nº 0001734-86.2010.8.26.0114 que refere-se a ação anulatória do débito.
g) Chance de perda	Possível

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

h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia no valor de R\$ 53.793, que representa 1,5% de nossa Receita Líquida, sem maiores impactos nas nossas operações.
--	--

2) Plano de Pensão:

Processo Fiscal nº 10830.001019/2007-39 - Auto de infração de IRPJ e CSLL	
a) Juízo	Receita Federal
b) Instância	2ª Instância
c) Data de instauração	02/03/2007
d) Partes no processo	Companhia Piratininga de Força e Luz x Delegado da Receita Federal de Campinas
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 161.466
f) Principais fatos	A Companhia recebeu uma autuação fiscal relacionada à dedutibilidade de despesas provenientes dos pagamentos previstos no acordo financeiro firmado para o equacionamento do déficit com o fundo de pensão da Fundação CESP. Foi indeferida a Impugnação apresentada pela empresa. Assim, a Companhia ingressou com Recurso Voluntário, o qual foi indeferido. Atualmente, aguarda-se julgamento dos Embargos de Declaração apresentado pela companhia.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Processo em esfera administrativa: em caso de perda, é passível de julgamento em esfera judicial. Em caso de perda em esfera judicial, o impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia no valor de R\$ 161.466, que representa 4,4% de nossa Receita Líquida, sem maiores impactos nas nossas operações.

3) INDEDUTIBILIDADE DA CSLL:

Processo Fiscal nº 0002005-38.2002.4.03.6100 – CSLL	
a) Juízo	19ª Vara Federal de São Paulo
b) Instância	2ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	30/01/2002
d) Partes no processo	CPFL Piratininga x Receita Federal do Brasil
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 129.906
f) Principais fatos	Mandado de Segurança com o objetivo de assegurar a Companhia o direito à dedução integral do valor da

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

	Contribuição Social sobre o Lucro (CSLL) da base de cálculo do Imposto sobre a Renda (IR), referente ao ano-base de 2002 e nos seguintes, afastando, desta forma, o artigo 1º da Lei nº 9.316/96. O pedido foi julgado improcedente, com a denegação da ordem, ao fundamento de que o artigo 1º da Lei nº 9.136/96 não padece de inconstitucionalidade. Ingressamos com Recurso de Apelação, ao qual foi negado provimento. Apresentamos Recursos Especial e Extraordinário, os quais aguardam análise e julgamento.
g) Chance de perda	Provável
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa da Companhia CPFL Piratininga no valor de R\$ 129.906 que representa 3,5% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

4) IRPJ e CSLL

Processo Fiscal nº 10830.727673/2014-03	
a) Juízo	Delegacia da Receita Federal
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	09/01/2015
d) Partes no processo	Companhia Piratininga de Força e Luz x Delegado da Receita Federal de Campinas
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 27.029
f) Principais fatos	Auto de Infração e Imposição de Multa, pelo qual houve a glosa de despesas pagas à Fundação CESP no período de 2009 a 2012 e exigência da CPFL dos valores de IRPJ e CSLL, tendo como fundamento o disposto no artigo 299 do Regulamento do Imposto de Renda (RIR/99). Atualmente, aguarda-se julgamento da Impugnação.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia no valor de R\$ 27.029, que representa 0,7% de nossa Receita Líquida, sem maiores impactos nas nossas operações.

5) Inclusão do ICMS na base de cálculo do PIS/PASEP e COFINS

Processo Fiscal nº 0025074-88.2012.8.26.0114	
a) Juízo	9ª Vara Cível de Campinas/SP
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	18/04/2012
d) Partes no processo	Companhia Piratininga de Força e Luz x Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S/A
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 21.512
f) Principais fatos	Ação ordinária ajuizada pela Usiminas, para cessar o

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

	repasso de PIS/PASEP e da COFINS com a inclusão, em suas bases de cálculo, do ICMS-ST. No momento, estamos aguardando a prolação de sentença nos autos.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia no valor de R\$ 21.512, que representa 0,6% de nossa Receita Líquida, sem maiores impactos nas nossas operações.

PROCESSOS CÍVEIS**1) ABRADÉE – ANEEL**

Ação Ordinária n.º 0039494-18.2002.4.01.3400 (2002.34.00.039564-0)	
a) Juízo	3ª Vara Federal do Distrito Federal
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	12/12/2002
d) Partes no processo	ABRADÉE X ANEEL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Neste momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo.
f) Principais fatos	A Companhia, bem como outras empresas brasileiras de distribuição, por meio da ABRADÉE, são autoras de um processo contra a ANEEL questionando a base para a remuneração dos ativos da concessão desde o primeiro ciclo de revisão tarifária. Após manifestação das partes sobre o laudo pericial (que constata o desequilíbrio econômico-financeiro alegado pela ABRADÉE) e apresentação de alegações finais, os autos da ação ordinária foram conclusos para sentença
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Pagamento de custas processuais e honorários de sucumbência arbitrados pelo tribunal, visto tratar-se de processo ativo.

2) MAJORAÇÃO TARIFÁRIA

Processo Cível nº 0614287-81.1998.8.26.0100	
a) Juízo	14ª Vara Cível/SP – Capital – Foro Central Cível
b) Instância	2ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	11/02/1998
d) Partes no processo	Companhia Piratininga de Força e Luz x Ultrafértil S/A
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 17.496
f) Principais fatos	Trata-se de processo acerca da ilegalidade do aumento tarifário perpetrado em face da edição, aprovação e vigência das Portarias 38 e 45 de 1986, entabuladas pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. Esta contrariedade entre aludidas Portarias e a "lei" advém do chamado "Plano Cruzado" (Decretos-lei nº 2283/86 e 2284/86), o qual instituiu o chamado "congelamento de

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

	preço". Processo em fase de execução.
g) Chance de perda	Provável
h) Análise do impacto em caso de perda	Nenhum, pois há depósito judicial e provisão.

4.3.1 Indicar o valor provisionado, se houver, dos processos descritos no item 4.3

O valor total provisionado referente aos processos descritos no item 4.3 em 31 de dezembro de 2015 é de R\$ 147.402.

4.5 - Processos sigilosos relevantes

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

Todos os processos relevantes foram divulgados nos itens anteriores.

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

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:

Encontram-se identificados neste item do Formulário de Referência todos os processos em andamento, nos quais a Companhia figura como parte, que não estão classificados como sigilosos e que, quando considerados em conjunto, são considerados relevantes para a Companhia, com a posição atualizada até 31 de dezembro de 2015. No processo de análise de relevância, a Companhia não se deteve somente nos potenciais efeitos econômicos e financeiros de uma decisão desfavorável, considerando, os processos em que a imagem da Companhia possa ser afetada de maneira adversa.

Apresentamos a seguir os detalhes dos processos repetitivos ou conexos em que somos parte, que não estão sob sigilo e que, quando considerados em conjunto, são relevantes para o nosso negócio em 31 de dezembro de 2015.

Trabalhistas: Terceirizadas	
Valores envolvidos	R\$ 92.421 mil
Práticas do emissor ou da Companhia que causou tal contingência	Trata-se de ação em que o reclamante, contratado por empresa que presta serviços à Companhia, pleiteia o recebimento de verbas decorrentes da relação de trabalho existente entre ele e a terceirizada.
Trabalhistas: Horas Extras	
Valores envolvidos	R\$ 24.879 mil
Práticas do emissor ou da Companhia que causou tal contingência	Ações nas quais os reclamantes pleiteiam pagamento de horas extras, supressão de intervalo intrajornada, sobreaviso, ou diferenças decorrentes de alegado pagamento incorreto.
Trabalhistas: Equiparação Salarial	
Valores envolvidos	R\$ 21.168 mil
Práticas do emissor ou da Companhia que causou tal contingência	Ações em que os autores, alegando exercício das mesmas atividades por eles e pelo paradigma apontado, que possui remuneração superior, pretende o recebimento de diferenças salariais.
Cível – (Acidentes / Eletroplessão)	
Valores envolvidos	R\$ 2.829 mil

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

Práticas do emissor ou da Companhia que causou tal contingência	Pleiteiam os autores o recebimento de indenização por danos materiais e morais em razão de acidentes com energia elétrica
---	---

Cíveis: Majoração Tarifária

Valores envolvidos	R\$ 47.657 mil
--------------------	----------------

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

4.6.1 Indicar o valor provisionado, se houver, dos processos descritos no item 4.6

Trabalhistas

Terceirizadas – R\$ 6.165

Horas Extras – R\$ 7.263

Equiparação Salarial – R\$ 8.534

Cíveis

Acidentes/Eletroplessão – R\$ 457

Majoração Tarifária – R\$ 22.418

4.7 - Outras contingências relevantes

4.7 Descrever outras contingências relevantes não abrangidas pelos itens anteriores.

Todas as contingências relevantes foram abrangidas pelos itens anteriores.

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

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

a. restrições impostas ao exercício de direitos políticos e econômicos;

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, bem como os direitos dos titulares de valores mobiliários nessa situação;

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

d. Hipóteses em que os titulares de valores mobiliários terão direito de preferência na subscrição de ações, valores mobiliários lastreados em ações ou valores mobiliários conversíveis em ações, bem como das respectivas condições para o exercício desse direito, ou das hipóteses em que esse direito não é garantido, caso aplicável.

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

e. outras questões do interesse dos investidores.

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

5.3 - Descrição dos controles internos

5.3 Em relação aos controles adotados pelo emissor para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis, indicar:

a. as principais práticas de controles internos e o grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las

Item facultativo em função da Companhia ser uma empresa classificada como categoria B.

b. as estruturas organizacionais envolvidas

Item facultativo em função da Companhia ser uma empresa classificada como categoria B.

c. se e como a eficiência dos controles internos é supervisionada pela administração do emissor, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento

Item facultativo em função da Companhia ser uma empresa classificada como categoria B.

d. deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório circunstanciado, preparado e encaminhado ao emissor pelo auditor independente, nos termos da regulamentação emitida pela CVM que trata do registro e do exercício da atividade de auditoria independente

Considerando os trabalhos realizados pelos auditores independentes para avaliar a estrutura de controles internos, que tem como objetivo garantir a adequação das demonstrações financeiras, nossa administração atualmente não tem conhecimento de fatos ou aspectos que possam indicar a presença de deficiências significativas nos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

e. comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas

Mesmo não sendo de conhecimento de nossa administração fatos ou aspectos que possam indicar a presença de fraquezas materiais nos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2015, as demais deficiências são encaminhadas aos diretores responsáveis para definição dos planos de ação. Tanto a Gerência de Compliance, como a Assessoria de Auditoria Interna realizam o acompanhamento e verificação do atendimento do plano de ação ao longo do exercício fiscal. A Comunicação de Deficiências de Controles Internos, emitida pelos Auditores Independentes, é anualmente arquivada no órgão regulador, ANEEL. Os status dos planos de ação são acompanhados pelo Conselho Fiscal da nossa controladora CPFL Energia, órgão independente da Administração e da auditoria externa, que desempenha as funções do Comitê de Auditoria da controladora CPFL Energia.

5.4 - Alterações significativas

5.4 Informar se, em relação ao último exercício social, houve alterações significativas nos principais riscos a que o emissor está exposto ou na política de gerenciamento de riscos adotada, comentando, ainda, eventuais expectativas de redução ou aumento na exposição do emissor a tais riscos.

Item facultativo em função da Companhia ser uma empresa classificada como categoria B.

5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos

5.5 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Todas as informações pertinentes já foram divulgadas no Formulário de Referência da nossa controladora CPFL Energia e no item 5.3.

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

Data de Constituição do Emissor	01/12/2000
Forma de Constituição do Emissor	Sociedade por ações
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	18/04/2002

6.3 - Breve histórico

6.3 Breve histórico do emissor

A Companhia Piratininga de Força e Luz foi criada em 14 de dezembro de 2000 e incorporou parcelas do patrimônio cindido da Bandeirante Energia S.A., através de Assembleia Geral Extraordinária realizada em 01 de outubro de 2001. No passado, a Companhia teve suas origens em 07 de abril de 1899 com a fundação da The São Paulo Tramway, Light and Power Co., Ltd., em Toronto, Canadá. Em 17 de julho do mesmo ano, a empresa foi autorizada, por decreto do presidente Campos Sales, a atuar no Brasil. A partir de então sua história se confundiu com o desenvolvimento do Estado de São Paulo. Em 1904, o grupo fundou a The Rio de Janeiro Tramway, Light and Power Co., Ltd. e estendeu seu mercado à capital da República, o Rio de Janeiro. A partir de 1912, as empresas passaram a ser controladas pela holding Brazilian Traction Light and Power Co., Ltd. Em 1956, o grupo reestruturou-se tendo por base a Brascan Limited. Em 1979, o governo brasileiro, através da Eletrobrás, adquiriu da Brascan o controle acionário da então Light – Serviços de Eletricidade S.A.

Em 1981, o Governo do Estado de São Paulo adquiriu da Eletrobrás o subsistema paulista da Light, criando a Eletropaulo – Eletricidade de São Paulo S.A. Com a aprovação do PED – Programa Estadual de Desestatização, a partir de 01 de janeiro de 1998 a Eletropaulo, por sua vez, foi submetida a um processo de cisão parcial vertendo parcelas de seu patrimônio para a formação de mais três empresas, a saber: uma distribuidora a Bandeirante Energia S.A. (que assumiu as 4 micro regiões, compreendidas pelo Alto do Tietê, Vale do Paraíba, Baixada Santista e regional Oeste, compreendendo os municípios de Sorocaba e Jundiaí), uma transmissora a EPTE - Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica S.A. e uma geradora a EMAE - Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.

Em setembro de 1998, com o propósito de consolidar sua posição no setor elétrico nacional, a CPFL Paulista – por intermédio de sua controlada a Draft I, em consórcio com a Energia Paulista Ltda. (Enerpaulo), Companhia controlada pela Eletricidade de Portugal (EDP) – adquiriu o controle acionário da Empresa Bandeirante de Energia (EBE), Companhia oriunda da cisão da Eletropaulo.

Por meio da Draft I, em outubro de 2000, a CPFL Paulista elevou sua participação indireta no capital social da Bandeirante para 43,01% das ações ordinárias e 41,73% das ações preferenciais. Sua participação acionária no capital social total da empresa chegou a 42,24%.

Através da Assembleia Geral Extraordinária de dezembro de 2000, foi deliberada a aprovação do programa de cisão parcial da Bandeirante, tendo sido obtida a anuência do órgão regulador a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, através da Resolução nº 336 de 16 de agosto de 2001.

Em outubro de 2001, foi realizada a cisão parcial da Bandeirante. A parcela cindida, equivalente a 46,64% da distribuidora, foi incorporada à CPFL Piratininga, controlada pela CPFL Paulista, que detinha 96,48% do seu capital total. Após a efetivação da cisão, os controladores da antiga Bandeirante (Draft I e Enerpaulo) permutaram a totalidade de suas ações. Com isso, a Draft I passou a participar somente do capital social da CPFL Piratininga.

Em setembro de 2004, a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, através da Resolução Autorizativa nº 332, anuiu a proposta de incorporação da DRAFT I pela Companhia, com a consequente transferência do controle acionário da Companhia para a Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL Paulista.

Em novembro de 2004, através de Assembleia Geral dos Acionistas das referidas empresas, foi aprovada a incorporação da DRAFT I pela Companhia.

6.3 - Breve histórico

Em novembro de 2005, através de Assembleia Geral Extraordinária os acionistas aprovaram por unanimidade de votos, a incorporação pela CPFL Paulista da totalidade das ações de emissão da Companhia e subsequentemente a incorporação pela CPFL Energia da totalidade das ações de emissão da CPFL Paulista. Como consequência e objetivo da conversão, a CPFL Piratininga passa a ser uma subsidiária integral da CPFL Paulista e esta uma subsidiária integral da CPFL Energia.

Em dezembro de 2005, através da Assembleia Geral Extraordinária os acionistas aprovaram por unanimidade de votos e sem qualquer restrição, a redução do capital social da Companhia, com restituição aos acionistas na proporção de suas participações, no montante total de R\$ 300.000 mil, em função de seu excesso, nos termos do artigo 173 da Lei nº 6.404/76, sem cancelamento de ações de emissão da Companhia.

Em abril de 2006, através da Assembleia Geral Extraordinária da Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista"), foi aprovada a implementação da primeira etapa de processo de Reorganização Societária visando a segregação das participações societárias mantidas pela CPFL Paulista, em atendimento ao disposto na Lei nº 10.848/04, e Resolução Autorizativa ANEEL nº 305/05, de 05 de setembro de 2005 e em conformidade com o Despacho ANEEL nº 454, de 08 de março de 2006.

Esta etapa da Reorganização Societária consistiu em redução de capital da CPFL Paulista que foi implementada sem o cancelamento de ações de referida Companhia e mediante a restituição à CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia"), único acionista da CPFL Paulista. Esses ativos foram avaliados a Valores Contábeis, conforme Laudo de Avaliação elaborado por especialistas na data-base de 31 de dezembro de 2005.

Em decorrência da implementação da redução de capital da CPFL Paulista foi restituído a CPFL Energia a totalidade das ações de emissão da Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga") de que a CPFL Paulista é titular equivalente a 100% do capital social da CPFL Piratininga, no valor de R\$ 385.364 mil, consequentemente o controle acionário da CPFL Piratininga, passou a ser detido diretamente pela CPFL Energia.

A Companhia Piratininga de Força e Luz teve seu registro de Companhia aberta concedido em 18 de abril de 2002, código CVM 1927-5, com fundamento no art. 21 da Lei nº 6385/76, incisos I e II. Por meio do OFÍCIO/CVM/SEP/GEA-1/Nº 456/2009, de 04 de novembro de 2009, foi aprovada a alteração do mercado de negociação dos valores mobiliários de sua emissão, de Mercado de Bolsa para Mercado de Balcão Não-Organizado.

Em decorrência da criação da Instrução CVM nº 480 de 07 de dezembro de 2009, as empresas passaram a ser classificadas como categoria A ou B. A CPFL Piratininga está classificada como categoria B. O registro na categoria B autoriza a negociação de valores mobiliários do emissor em mercados regulamentados, exceto os seguintes valores mobiliários: (i) ações e certificados de depósitos de ações ou (ii) valores mobiliários que confirmam ao titular o direito de adquirir ações e certificados de depósitos de ações, em consequência da sua conversão ou do exercício dos direitos que lhe são inerentes, desde que emitidos pelo próprio emissor desses valores mobiliários ou por uma companhia pertencente ao grupo do referido emissor.

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

6.5 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.

6.6 - Outras informações relevantes

6.6 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

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

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

7. Atividades do emissor

7.1 Descrever sumariamente as atividades principais desenvolvidas pelo emissor e suas controladas

A Companhia distribui energia elétrica para uma região que abrange 6.785 quilômetros quadrados na parte sul do Estado de São Paulo, com uma população de aproximadamente 4,1 milhões de habitantes. Sua área de concessão abrange 27¹ municípios, incluindo as cidades de Santos, Sorocaba e Jundiaí. A Companhia tinha aproximadamente 1,7 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2015. Em 2015, a Companhia distribuiu 9.236 GWh de energia elétrica, representando aproximadamente 9,8% do total da energia elétrica distribuída no Estado de São Paulo e 2,6% do total da energia elétrica distribuída no Brasil, durante esse período.

A nossa rede de distribuição possui linhas de distribuição com níveis de tensão que variam de 11,9 kV a 138 kV. Essas linhas distribuem energia elétrica a partir do ponto de conexão com a Rede Básica para nossas subestações de energia em nossa área de concessão. Todos os consumidores conectados a essas linhas de distribuição, tais como Consumidores Livres ou outras concessionárias, estão obrigados a pagar uma Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição ("TUSD").

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

Em 31 de dezembro de 2015, nossa rede de distribuição consistia em 23.292 quilômetros de linhas de distribuição, incluindo 42.596 transformadores de distribuição. A Companhia tinha 660 km de linhas de distribuição de alta tensão entre 34,5 kV e 138 kV. Naquela data, detínhamos 44 subestações transformadoras de alta tensão para média tensão para subseqüente distribuição, com capacidade total de transformação de 3.206 megavolt *amperes*. Entre os consumidores industriais e comerciais em nossa área de concessão, 88 recebiam energia elétrica em 69 kV, 88 kV ou 138 kV, distribuída por meio de conexões diretas às nossas linhas de distribuição em alta tensão.

Performance do Sistema

Perdas de Energia elétrica

Enfrentamos dois tipos de perdas de energia elétrica: perdas técnicas e perdas comerciais. As perdas técnicas são inerentes ao fluxo de energia elétrica através do sistema de distribuição. As perdas comerciais são perdas que resultam de conexões ilegais, fraude ou erros de faturamento e similares. Os índices de perda de energia elétrica da Companhia são mais favoravelmente comparadas ao percentual médio de outras importantes distribuidoras brasileiras, segundo as informações mais recentes disponibilizadas pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, ou ABRADÉE, uma associação do setor.

¹ Este total refere-se ao número de municípios dentro de nossas áreas de concessão. Adicionalmente, atendemos consumidores localizados em municípios fora de nossa área de concessão nos casos onde estes consumidores não são atendidos pela concessionária local

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

Estamos também nos empenhando ativamente em reduzir as perdas comerciais decorrentes de conexões ilegais, fraude ou erros de faturamento. Para isso, destacamos equipes técnicas qualificadas para realizar inspeções, aumentamos o monitoramento de consumos irregulares, aumentamos as reposições de equipamentos de medição obsoletos e desenvolvemos um programa de computador para descobrir e analisar faturamentos irregulares. Realizamos 84.233 inspeções em 2015, o que acreditamos ter conduzido a uma recuperação de recebíveis estimada em mais de R\$ 9 milhões.

Interrupções de Energia

A tabela abaixo determina, para a Companhia, a frequência e duração das interrupções de energia por consumidor nos anos findos em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013:

	Para o exercício findo em 31 de dezembro de		
	2015	2014	2013
FEC ¹	4,31	4,20	4,58
DEC ²	7,24	6,98	7,44

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

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

Estamos continuamente buscando melhorar a qualidade e confiabilidade de nosso fornecimento de energia, tendo como parâmetro as medições de frequência e duração de nossas interrupções de energia. De acordo com os dados da ABRADÉE de 2014, que são as informações mais recentes disponíveis, nossa frequência e duração média das interrupções por consumidor durante os últimos anos se comparam favoravelmente com as médias para as demais distribuidoras brasileiras.

Com base nos dados publicados pela ANEEL, a duração e frequência das interrupções da Companhia estão entre as mais baixas do Brasil em comparação com companhias de tamanho similar.

A ANEEL estabelece indicadores de desempenho por consumidor para serem seguidos pelas empresas de energia. Caso estes indicadores não sejam alcançados, somos obrigados a reembolsar nossos consumidores, e nossas receitas são negativamente afetadas. Em 2015, de acordo com informações da ANEEL, o valor que reembolsamos aos nossos consumidores foi menor que o valor médio reembolsado por outras empresas de energia de porte similar.

A Companhia tem tecnologia de construção e manutenção que permite reparos em redes energizadas sem interrupção do serviço, permitindo-nos, assim, ter baixos índices de interrupção programada, equivalendo a aproximadamente 9,7% do total de interrupções. As interrupções não programadas em razão de acidentes ou causas naturais, incluindo descargas atmosféricas, incêndio e ventos representaram o total remanescente de nossas interrupções. Em 2015, investimos aproximadamente R\$ 153 milhões principalmente em: (i) expansão, manutenção, melhoria, automação, modernização e reforço do sistema elétrico para atender o crescimento do mercado, (ii) infraestrutura operacional, (iii) atendimento ao cliente, e (iv) programas de pesquisa e desenvolvimento, dentre outros. Esperamos investir um adicional de R\$ 193 milhões para tais fins durante 2016.

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

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

Compras de Energia Elétrica

A maior parte da energia elétrica que vendemos é adquirida de partes não relacionadas e o montante total de energia elétrica comprada no ano de 2015 foi de 11.044 GWh.

Em 2015, compramos 2.300 GWh de energia elétrica da Usina de Itaipu, chegando a 20,8% do total da energia elétrica adquirida. Itaipu está localizada na fronteira entre Brasil e Paraguai e é objeto de um tratado bilateral entre os dois países, por meio do qual o Brasil se comprometeu a comprar quantidades de energia elétrica previamente estabelecida. Este tratado irá expirar em 2023. As prestadoras de serviços públicos de energia elétrica que operam por concessões nas regiões Centro-Oeste, Sul e Sudeste do Brasil são obrigadas por lei a comprar uma parte da energia elétrica que o Brasil é obrigado a comprar de Itaipu. As quantidades que essas empresas estão obrigadas a comprar são regidas por contratos *take-or-pay*, com tarifas estabelecidas em dólares norte-americanos por kW. A ANEEL determina anualmente a quantidade de energia elétrica a ser vendida por Itaipu. Pagamos pela energia adquirida de Itaipu de acordo com a proporção entre a quantidade estabelecida pela ANEEL e nossa quota-parte estabelecida por lei, independentemente de Itaipu ter gerado essa quantidade de energia elétrica ou não por um preço de US\$ 38,07/kW. Nossas compras representam aproximadamente 3,81% do fornecimento total de Itaipu para o Brasil. Essa quota-parte foi fixada por lei, de acordo com a quantidade de energia elétrica vendida em 1991. As tarifas pagas são estabelecidas de acordo com o tratado bilateral e fixadas de maneira a cobrir as despesas operacionais de Itaipu, os pagamentos do principal e juros de suas dívidas expressos em dólares norte-americanos e os custos de transmissão da energia a suas áreas de concessão.

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

Em 2015, pagamos uma média de R\$ 279,62 por MWh para as compras de energia elétrica de Itaipu, em comparação com R\$ 132,85 em 2014 e R\$ 121,11 durante 2013. Esses números não incluem a taxa de transmissão.

Compramos 8.744 GWh de energia elétrica em 2015 de outras empresas geradoras que não Itaipu, o que representa 79,2% do total da energia elétrica que adquirimos. Pagamos uma média de R\$ 230,34/MWh por compras de energia elétrica de empresas geradoras que não Itaipu, comparado com R\$ 212,60/MWh em 2014 e R\$ 168,08/MWh em 2013. Para obter mais informações sobre o mercado regulado e o ambiente de contratação livre, consulte "O Setor Elétrico Brasileiro - A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico" no item 7.9 deste Formulário de Referência.

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

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	<u>(em GWh)</u>		
Energia comprada para revenda:			
Itaipu	2.300	2.356	2.834
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	222	977	472
PROINFA	234	232	230
Energia adquirida no Ambiente de Contratação Regulada e por meio de contratos bilaterais	<u>8.288</u>	<u>7.279</u>	<u>6.737</u>
Total	11.044	10.844	10.272

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

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

Com início em 2013, todas as companhias distribuidoras do Brasil são obrigadas a comprar energia elétrica de entidades geradoras cujas concessões foram renovadas nos termos da Lei nº 12.783/13. As tarifas e os volumes de eletricidade a serem comprados por cada distribuidora, assim como os termos aplicáveis para cada contrato entre as companhias geradoras e distribuidoras, foram estabelecidas pela ANEEL por meio de regulamentações. Uma vez que as companhias distribuidoras são requeridas a contratar de forma antecipada 100% da sua demanda por energia, através de leilões públicos, e são autorizadas a repassar somente 105% do custo relacionado a compra de energia aos consumidores, quaisquer cotas atribuídas involuntariamente atribuídas a serem adquiridas das companhias geradoras cujas concessões foram renovadas nos termos da Lei nº 12.783/13, resultando em um custo maior que os 105% permitidos de sua demanda projetada, gerando assim custo adicional para as distribuidoras. Como resultado, a Resolução Normativa nº 706 de 29 de março de 2016 definiu que os custos relacionados as cotas alocadas involuntariamente podem ser repassadas aos consumidores, e o volume de energia ser compensado em leilões de energia existente nos próximos anos. Vide Item 4.1.j – Fatores de Risco – “Nossos resultados operacionais dependem das condições hidrológicas existentes. As más condições hidrológicas podem afetar os nossos resultados operacionais” e item 4.1.a – Fatores de Risco – “Podemos não ser capazes de repassar integralmente os custos de nossas compras de energia elétrica e, para satisfazer à nossa demanda, poderíamos ser forçados a firmar contratos de curto prazo para adquirir energia elétrica a preços consideravelmente mais altos do que aqueles estabelecidos em nossos contratos de compra de longo prazo”.

Tarifas de Transmissão. Em 2015, pagamos um total de R\$ 323 milhões em tarifas pelo uso da rede de transmissão, inclusive as tarifas da Rede Básica, as tarifas de conexão e transmissão de energia elétrica de alta tensão de Itaipu às taxas estabelecidas pela ANEEL.

Consumidores

Classificamos nossos consumidores em cinco categorias principais. Consulte a Nota 23 de nossas demonstrações financeiras auditadas para um detalhamento de nossas vendas por categoria.

- *Consumidores industriais.* As vendas para consumidores industriais finais responderam por 22,0% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2015.
- *Consumidores residenciais.* As vendas para consumidores residenciais finais responderam por 45,9% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2015.
- *Consumidores comerciais.* As vendas para consumidores comerciais finais, que incluem as empresas prestadoras de serviços, universidades e hospitais, responderam por 23,6% de nosso fornecimento faturado em 2015.
- *Consumidores rurais.* As vendas para consumidores rurais responderam por 0,8% de nosso fornecimento faturado em 2015.
- *Outros consumidores.* As vendas para os demais consumidores, que incluem serviços públicos, tais como iluminação pública, responderam por 7,7% de nosso fornecimento faturado em 2015.

Tarifas

Tarifas de Distribuição no Varejo. Classificamos nossos consumidores em dois grupos diferentes: consumidores do Grupo A e consumidores do Grupo B, com base no nível de tensão em que a energia elétrica lhes é fornecida. Cada consumidor se enquadra em certo nível tarifário definido por lei e com base em sua respectiva classificação. Alguns descontos estão disponíveis dependendo da classificação do consumidor, nível tarifário ou ambiente de negociação (Consumidores Livres e geradoras). Os consumidores do Grupo B pagam tarifas maiores. As tarifas no Grupo B variam por tipos de consumidor (residencial, rural, outras categorias e iluminação pública). Os Consumidores no Grupo A pagam tarifas menores,

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

decrecendo de A4 para A1, pois seu fornecimento é feito em voltagens mais elevadas, que demandam menor utilização do sistema de distribuição de energia elétrica. As tarifas que cobramos pelas vendas de energia elétrica aos Consumidores Finais são determinadas segundo nosso contrato de concessão e regras ratificadas pela ANEEL. Esse contrato de concessão e a regulamentação correlata estabelecem um preço máximo com reajustes anuais, periódicos e extraordinários. Para maiores informações sobre o regime regulatório aplicável as nossas tarifas e respectivos reajustes, consulte "O Setor Elétrico Brasileiro" no item 7.9 deste Formulário de Referência.

Os consumidores do Grupo A recebem energia elétrica em tensões iguais ou superiores a 2,3 kV. As tarifas para os consumidores do Grupo A têm por base os níveis de tensão de fornecimento de energia elétrica no horário do dia em que a energia elétrica é fornecida. Os consumidores podem optar por uma tarifa diferente nos períodos de pico a fim de otimizar o uso da rede elétrica. As tarifas aplicáveis aos consumidores do Grupo A contêm dois componentes: TUSD e a tarifa para consumo de energia, ou TE. A TUSD, expressa em Reais por kW, tem por base (i) a demanda de eletricidade contratada pela parte conectada ao sistema; (ii) certas cobranças regulatórias; e (iii) perdas técnicas e não técnicas de energia no sistema de distribuição. A TE, expressa em Reais por MWh, tem por base o valor da energia elétrica efetivamente consumida. Esses consumidores poderão optar pela compra de energia no Mercado Livre/Ambiente de Contratação Livre nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Consulte "- O Setor Elétrico Brasileiro – Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico".

Os consumidores do Grupo B recebem energia elétrica em tensão inferior a 2,3 kV (220 V e 127 V). As tarifas para os consumidores do Grupo B são cobradas por tarifa para usar o sistema de distribuição e também pelo consumo de energia, ambas cobradas em R\$/MWh.

A tabela a seguir contém informações relativas à média de nossos preços de fornecimento para cada categoria de consumidor em 2015, 2014 e 2013. Estes preços incluem tributos (ICMS, PIS e COFINS) e são calculados com base em nossas vendas e na quantidade de energia elétrica vendida em 2015, 2014 e 2013.

	Preço Médio (R\$/MWh)		
	2015	2014	2013
Residencial	612,81	378,82	351,98
Industrial	550,31	330,51	304,74
Comercial	569,18	352,67	328,12
Rural	391,27	232,05	210,91
Outros	418,14	254,17	237,18
Total	565,51	347,00	321,24

De acordo com as regras em vigor, consumidores residenciais podem ser elegíveis para pagar a Tarifa Social de Energia Elétrica, ou TSEE. As famílias elegíveis para se beneficiarem da TSEE são: (i) aquelas registradas no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal com renda per capita mensal de ou abaixo da metade do salário mínimo nacional e (ii) aquelas que recebem o Benefício da Prestação Continuada da Assistência Social. Os descontos variam de 10% a 65% no consumo de energia por mês. Além disso, esses consumidores residenciais não necessitam pagar a tarifa do PROINFA ou qualquer tarifa extraordinária aprovada pela ANEEL. Comunidades indígenas e quilombolas recebem eletricidade de graça até um consumo máximo de 50 kWh.

TUSD. As tarifas em uso no sistema de distribuição, ou TUSD, são estabelecidas pela ANEEL e consistem de três tarifas descritas em "TUSD", no item 7.9 deste formulário. Em 2015, as receitas de tarifas pelo uso de nossa rede por Consumidores Livres totalizaram R\$ 568 milhões. A tarifa média pelo uso de nossa rede foi de R\$ 100,68/MWh, 43,84/MWh, e R\$ 43,93/MWh em

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

2015, 2014 e 2013, respectivamente, incluindo a TUSD que cobramos de outras distribuidoras conectadas às nossas Redes de Distribuição.

Procedimentos de Faturamento

O procedimento que utilizamos para faturamento e pagamento da energia elétrica fornecida a nossos consumidores é determinado por categorias de consumidor e de tarifas. As leituras de medidores e o faturamento são realizados mensalmente para os consumidores de baixa tensão, com exceção dos consumidores rurais, cuja leitura é realizada em uma periodicidade que varia de um a dois meses, de acordo com a legislação em vigor. As faturas são emitidas com base nas leituras dos medidores ou se as leituras dos medidores não forem possíveis, a partir da média de consumo mensal. Os consumidores de baixas tensões são faturados no prazo máximo de três dias úteis após a leitura, sendo o respectivo vencimento no prazo de até cinco dias úteis a contar da data da apresentação da fatura. Na hipótese de inadimplência, uma notificação acompanhada da fatura do mês seguinte é encaminhada ao consumidor inadimplente, conforme a qual um prazo de 15 dias é concedido para que o saldo devedor seja quitado pelo consumidor inadimplente. Caso o pagamento não seja recebido em até três dias contados do término do prazo de 15 dias, o fornecimento de energia elétrica do consumidor poderá ser suspenso. Nós também podemos tomar outras medidas, tais como a inclusão dos consumidores nas listas de devedores das agências de informação de crédito, ou cobrança extrajudicial ou judicial através de agências de cobrança.

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

De acordo com dados recentes disponibilizados pela ABRADEE, o percentual de consumidores inadimplentes da Companhia é favoravelmente comparável à média de outras principais distribuidoras brasileiras de energia elétrica. Para este fim, os consumidores inadimplentes são aqueles cujas faturas estão com mais de 90 dias em atraso. Faturas vencidas e em atraso por mais de 360 dias são consideradas incobráveis.

Atendimento ao Consumidor

Empenhamo-nos em prestar serviços de atendimento de alta qualidade aos nossos consumidores. Prestamos serviço ao consumidor 24 horas por dia, sete dias por semana. Os pedidos são recebidos por meio de várias plataformas, como call centers, nosso website, SMS e nosso aplicativo de smartphone. Em 2015, atendemos aproximadamente 8,8 milhões de protocolos. Também prestamos serviço de atendimento ao consumidor por meio de nossas agências as quais atenderam aproximadamente 1,1 milhões de solicitações de consumidores em 2015. O crescimento em solicitações eletrônicas nos permitiu reduzir os custos de atendimento ao consumidor e fornecer assistência através do nosso call center a um grande número de consumidores sem acesso à Internet. Após o recebimento de uma solicitação de serviço de consumidor, enviamos nossos técnicos para efetuar os reparos necessários.

Concorrência

Companhias de distribuição são obrigadas a permitir o uso das suas linhas e instalações auxiliares para a distribuição de energia elétrica por outros mediante recebimento de tarifa.

Segundo a legislação brasileira e nosso contrato de concessão, a nossa concessão para distribuição pode ser renovada uma vez, desde que haja aprovação do Ministério das Minas e Energia ou da ANEEL, na qualidade de poder concedente, contanto que a concessionária solicite renovação e que determinados parâmetros em relação à prestação do serviço público tenha sido atendido. Pretendemos solicitar a renovação da nossa concessão quando da sua expiração. Poderemos enfrentar concorrência significativa de terceiros ao pleitear a renovação de nossa concessão. O governo federal brasileiro tem total discricionariedade sobre a renovação das concessões já existentes. Adicionalmente, o novo contrato de concessão poderá possuir

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

cláusulas contratuais distintas das vigentes atualmente.

Sazonalidade

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

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

Eventual volatilidade em seus preços

Eventuais diferenças entre contratos de compra e venda de energia e as energias geradas ou consumidas são liquidadas no curto prazo na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE ao Preço de Liquidação de Diferenças – PLD. O PLD é calculado semanalmente pela CCEE com base nas condições hidrológicas, na projeção da demanda de energia, nos preços de combustível, nos custos de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão. Para o cálculo é utilizado um modelo computacional que obtém o despacho (geração) ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado e os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado. O PLD é um valor com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado. Estes limites são determinados anualmente pela ANEEL.

Assim, grandes variações nos dados de entrada e/ou na situação hidrológica mês a mês, podem fazer o PLD se alterar significativamente, principalmente na persistência de períodos secos, quando há um deplecionamento acima do previsto nos reservatórios, indicando a necessidade do acionamento das térmicas mais caras.

7.9 - Outras informações relevantes

7.9 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

O Setor Elétrico Brasileiro

Segundo a ANEEL, em 31 de dezembro de 2015, a Capacidade Instalada de geração de energia no Brasil era de 140.858 MW. Historicamente, aproximadamente 65% do total da Capacidade Instalada no Brasil provém de Usinas Hidroelétricas. Grandes Usinas Hidroelétricas tendem a estarem mais distantes de centros de consumo. Isso requer a construção de grandes linhas de transmissão em alta e extra-alta tensão (230 kV a 750 kV) que frequentemente cruzam o território de vários estados. O Brasil tem um robusto sistema de rede elétrica, com mais de 130.000 km de linhas de transmissão com tensão igual ou maior que 230 kV e capacidade de processamento de mais de 315.000 MVA do Estado do Rio Grande do Sul ao longo do Estado do Amazonas.

De acordo com a EPE, o consumo de eletricidade no Brasil reduziu em 2,1% em 2015, alcançando 464.700 GWh. O MME e a EPE estimam que o consumo de eletricidade crescerá 4% por ano até 2024. De acordo com o Plano de Expansão com duração de dez anos, publicado pelo MME e pela EPE, objetivando satisfazer a demanda em função do crescimento esperado, a Capacidade Instalada do Brasil deve atingir 206,4 GW até 2024, dos quais 117 GW (56,7%) corresponderão à geração hidroelétrica, 33 GW (16,0%) à geração termoeletrica e nuclear e 56,4 GW (27,3%) aos outros recursos renováveis.

Atualmente, cerca de 33% da Capacidade Instalada no Brasil é de propriedade da Eletrobrás, uma sociedade de economia mista e companhia de capital aberto controlada pelo governo brasileiro. O grupo CPFL Energia é o terceiro maior concorrente privado no setor de geração de energia, com 2,3% de participação no mercado.

O segmento de distribuição no Brasil permanece fragmentado, com seis empresas controlando aproximadamente 53% do mercado. O grupo CPFL Energia é o maior competidor com 12,4% do mercado de distribuição de eletricidade.

Principais Autoridades Regulatórias

Ministério de Minas e Energia - MME

O MME é a principal autoridade do governo brasileiro no setor elétrico. Após a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico em 2004, o governo brasileiro, agindo principalmente por meio do MME, assumiu determinadas obrigações que anteriormente constituíam responsabilidade da ANEEL, inclusive a redação das diretrizes que regem a outorga de concessões e a emissão de instruções para o processo de licitação em concessões relacionadas a serviços e ativos públicos.

Conselho Nacional de Política Energética - CNPE

O CNPE, comitê criado em agosto de 1997, presta assessoria ao Presidente da República do Brasil no tocante ao desenvolvimento e criação da política nacional de energia. O CNPE é presidido pelo Ministro de Minas e Energia e é composto por oito ministros do Governo Federal, três membros escolhidos pelo Presidente da República do Brasil, um outro representante do MME e o presidente da EPE. O CNPE foi criado com a finalidade de otimizar a utilização dos recursos energéticos do Brasil e assegurar o fornecimento nacional de energia elétrica.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

7.9 - Outras informações relevantes

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

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

O ONS é uma organização sem fins lucrativos que coordena e controla a produção e a transmissão de energia por empresas que se dedicam à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. O principal papel do ONS é supervisionar as operações de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional; de acordo com a regulamentação e supervisão da ANEEL. Os objetivos e as principais responsabilidades do ONS incluem: (i) planejamento da operação de geração; (ii) a organização e controle da utilização da rede nacional e interconexões internacionais; (iii) a garantia de acesso à rede de transmissão de maneira não discriminatória, a todos os agentes do setor; (iv) o fornecimento de subsídios para o planejamento da expansão do sistema elétrico; (v) apresentação ao MME de propostas de ampliações da Rede Básica; e (vi) proposição de normas para operação do sistema de transmissão para aprovação pela ANEEL.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

A CCEE é uma organização sem fins lucrativos sujeita à autorização, fiscalização e regulação da ANEEL. A CCEE substituiu o Mercado Atacadista de Energia. A CCEE é responsável (i) pelo registro de todos os CCEARs e todos os contratos resultantes dos leilões de ajustes, bem como da quantidade de energia dos contratos celebrados no ambiente de contratação livre e (ii) pela contabilização e liquidação dos montantes de energia elétrica comercializados no mercado de curto prazo, dentre outras atribuições. A CCEE é integrada pelas entidades que possuem concessões, permissões ou autorizações de serviços de energia elétrica, e pelos Consumidores Livres e Especiais. O seu conselho de administração é composto por quatro membros indicados pelas referidas partes, e um membro indicado pelo MME. O membro indicado pelo MME atua como Presidente do Conselho de Administração.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

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

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE

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

Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

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

7.9 - Outras informações relevantes

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

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

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

Regulamentos nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem, entre outras disposições, normas relativas a procedimentos de leilão, a forma de PPAs e o método de repasse de custos aos Consumidores Finais. Nos termos da regulamentação, todas as partes que comprem energia elétrica devem contratar a totalidade de sua demanda de energia elétrica segundo as diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. As partes que venderem energia elétrica devem apresentar o correspondente lastro físico, por exemplo, a quantidade de energia vendida na CCEE deve ser previamente comprada no âmbito de PPAs e/ou gerada por usinas do próprio vendedor. Os agentes que descumprirem tais exigências ficarão sujeitos às penalidades impostas pela ANEEL e CCEE.

A partir de 2005, todo agente gerador, distribuidor e transmissor de energia, Produtores Independentes de Energia ou Consumidores Livres e Especiais deverá notificar ao MME, até 1º de agosto de cada ano, sua previsão de mercado ou carga, conforme o caso, para cada um dos cinco anos subsequentes. Cada agente de distribuição deverá notificar o MME em até sessenta dias antes de cada leilão de energia, sobre a quantidade de energia que pretende contratar nos leilões. Baseado nessa informação, o MME deve estabelecer a quantidade total de energia a ser contratada no ambiente de contratação regulado e a lista dos projetos de geração que poderão participar dos leilões.

Ambientes para Comercialização de Energia Elétrica

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

7.9 - Outras informações relevantes

Distribuidoras de energia elétrica cumprem suas obrigações de atender à totalidade de seu mercado principalmente por meio de leilões públicos. As distribuidoras podem também comprar energia elétrica sem a necessidade do processo de leilão público, proveniente: (i) de geradoras conectadas diretamente a tal distribuidora, com exceção de geradoras hidroelétricas com capacidade superior a 30 MW e certas geradoras termoelétricas e geradoras afiliadas; (ii) de projetos de geração de energia elétrica participantes da primeira etapa do PROINFA, programa destinado a diversificar as fontes de energia do Brasil; (iii) da Usina de Itaipu; (iv) de leilões administrados pelas distribuidoras, se o mercado que elas fornecem não for superior a 500 GWh/ano; e (v) de usinas hidroelétricas cujas concessões foram renovadas pelo governo nos termos da Lei nº 12.783/13 (nesse último caso, em "cotas de energia" distribuídas entre companhias distribuidoras pelo governo brasileiro, com preço determinado pelo MME/ANEEL). A energia elétrica gerada por Itaipu continua a ser vendida pela Eletrobrás às concessionárias de distribuição que operam no Sistema Interligado Nacional Sul/Sudeste/Centro-Oeste, embora nenhum contrato específico tenha sido firmado por essas concessionárias. O preço pelo qual a energia elétrica gerada em Itaipu é comercializada é denominado em dólar norte-americano e estabelecido de acordo com tratado celebrado entre o Brasil e Paraguai. Em consequência, o preço da energia elétrica de Itaipu aumenta ou diminui de acordo com a variação da taxa de câmbio entre o Real e o dólar norte-americano. As alterações no preço de venda da energia elétrica gerada em Itaipu estão sujeitas, no entanto, ao mecanismo de recuperação dos custos da Parcela A, exposto abaixo em "- Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica".

Ambiente de Contratação Regulada - ACR

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

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

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, observados certos limites (conforme abaixo explicado) as distribuidoras de energia elétrica têm o direito de repassar a seus respectivos consumidores o custo relacionado à energia elétrica por elas adquirida por meio de leilões públicos, bem como quaisquer impostos e encargos do setor.

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

Ambiente de Contratação Livre

O ambiente de contratação livre engloba as operações entre concessionárias geradoras, produtores independentes de energia elétrica, autoprodutores, comercializadores de energia elétrica, importadores de energia elétrica, Consumidores Livres e Consumidores Especiais. O ambiente de contratação livre também pode incluir contratos bilaterais existentes entre geradoras e distribuidoras até a respectiva expiração. Quando de sua expiração, tais contratos deverão ser celebrados nos termos das diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. No entanto, geradoras normalmente vendem sua geração simultaneamente, dividindo o total de

7.9 - Outras informações relevantes

energia entre o Mercado Regulado e Livre. É possível vender energia separadamente em um ou mais mercados.

Os Consumidores Livres estão divididos em dois tipos: Consumidores Livres Convencionais e Consumidores Livres Especiais:

- Consumidores Livres Convencionais são aqueles cuja demanda de energia contratada é de pelo menos 3MW. Esses consumidores podem optar por adquirir a energia convencional, no todo ou em parte, de outro vendedor autorizado, nos termos da legislação em vigor. Os consumidores que tenham exercido essa opção são denominados "Consumidores Livres Convencionais".
- Consumidores Livres Especiais são consumidores individuais ou grupos de consumidores cuja demanda de energia contratada varia entre 500 kW e 3 MW. Os consumidores que tenham exercido essa opção são denominados "Consumidores Livres Especiais". Os Consumidores Livres Especiais somente podem adquirir energia de fontes renováveis: (i) Pequenas Centrais Hidroelétricas com capacidade superior a 3.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW; (ii) geradores de hidroelétricas com capacidade superior a 3.000 kW e igual ou inferior a 50.000 kW, no âmbito do regime de produção independente de energia; (iii) geradores com capacidade limitada a 3.000 kW; e (iv) geradores de energia alternativa (empreendimentos solares, eólicos ou a biomassa) cuja capacidade gerada não exceda 50.000 kW. As geradoras estatais poderão vender energia elétrica aos Consumidores Livres, contudo, diferentemente das geradoras privadas, estas unidades só podem fazê-lo por meio de processos de leilão.
- Também nos referimos aos consumidores que satisfazem os respectivos requisitos de demanda, mas que não tenham exercido a opção de migrar ao Mercado Livre como "Consumidores Livres Convencionais Potenciais" ou "Consumidores Livres Especiais Potenciais", conforme o caso, e, de modo geral, como "Consumidores Livres Potenciais".

Recentes Desenvolvimentos no Mercado Livre

Em 2 de agosto de 2012, o MME promulgou a Portaria nº 455, prevendo novas normas a respeito do registro de PPAs no Mercado Livre. Atualmente os PPAs devem estar registrados com antecedência na CCEE mensalmente, mas o volume de eletricidade contratada pode estar ajustado em uma base ex post após o consumo ter sido realizado. Sob a Portaria nº 455, de 1º de junho de 2014 os PPAs precisam estar registrados na CCEE com antecedência semanal e o ajuste do volume ex post será proibido. Como resultado, as partes terão que declarar seu volume de consumo ex ante esperado, exceto quando eles indicaram especificamente à CCEE que o PPA em questão se refere ao volume de consumo efetivo. No entanto, a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica (ABRACEEL) obteve uma liminar contra a Portaria nº 455, impedindo a aplicação ex ante da regra de registro de contrato para comerciantes de energia. A aplicação desta Lei na CCEE foi suspensa para todos os agentes (geradores, comerciantes e consumidores), já que pode não se aplicar apenas a um grupo específico de agentes. O ato se aplica apenas ao Mercado Livre, não afetando os distribuidores.

Essas restrições na liberdade de negociação entre vendedores e compradores podem ter um impacto no custo de energia comprada no Mercado Livre, e podem reduzir o nosso benefício de comercializar no Mercado Livre.

Leilões no Ambiente de Contratação Regulada

Os leilões de compra de energia elétrica para novos projetos de geração em andamento são realizados (i) como leilões A-5; ou (ii) três anos antes da data de início da entrega (denominados leilões "A-3"). Leilões de compra de energia provenientes de empreendimentos de geração existentes ocorrem (i) no ano anterior ao de início da entrega da energia (denominados leilões "A-1") ou (ii) aproximadamente quatro meses antes da data de entrega (denominados "ajustes de mercado"). Os editais dos leilões são elaborados pela ANEEL com

7.9 - Outras informações relevantes

observância das diretrizes estabelecidas pelo MME, tendo como requerimento a utilização do critério de menor tarifa no julgamento do vencedor do leilão.

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

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

Desde 2005, a CCEE realizou 22 leilões para novos projetos de geração, 15 leilões especificamente relativos a usinas existentes de geração de energia, três leilões para projetos de geração de energia alternativa, e nove leilões para a geração de energia eólica ou a biomassa, classificada como "energia de reserva". Até 1º de agosto de cada ano, as distribuidoras devem apresentar suas demandas de energia elétrica estimadas para os cinco anos subsequentes. Com base nessas informações, o MME estabelece o montante total de energia elétrica a ser comercializado no leilão e define as empresas de geração que poderão participar do leilão. O leilão é realizado em duas fases, por meio de um sistema eletrônico. Como regra geral, os contratos celebrados no âmbito do leilão têm os seguintes prazos: (i) de 15 a 30 anos contados a partir do início do fornecimento em caso de novos projetos de geração; (ii) de um a 15 anos contados a partir do ano subsequente ao do leilão em caso de usinas existentes de geração de energia; (iii) de 10 a 30 anos contados a partir do início do fornecimento em caso de projetos de geração de energia alternativa; e (iv) 35 anos, no máximo, para energia de reserva, sendo usual a negociação de contratos de 20 anos.

Após a conclusão do leilão, geradoras e distribuidoras firmam o CCEAR, no qual as partes estabelecem o preço e a quantidade de energia contratados no leilão. Grande parte de nossos CCEARs estabelece que o preço será corrigido anualmente pela variação do IPCA. Contudo, fazemos uso de outros indicadores para correção do preço dos nossos CCEARs, tais como o preço dos combustíveis. As distribuidoras oferecem garantias financeiras para as geradoras (principalmente valores a receber do serviço de distribuição) a fim de garantir suas obrigações de pagamento nos termos do CCEAR.

O Valor Anual de Referência

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

O Valor Anual de Referência cria um incentivo para que as distribuidoras contratem suas necessidades de energia elétrica previstas pelo preço mais baixo nos leilões "A-5" e "A-3". A regulação estabelece os seguintes limites à capacidade das distribuidoras de repassar custos aos consumidores: (i) nenhum repasse de custos para as compras de energia elétrica que excedam 105,5% da demanda real; (ii) repasse limitado de custos para compras de energia

7.9 - Outras informações relevantes

elétrica em um leilão "A-3", se a quantidade de energia elétrica adquirido exceder 2,0% da demanda de energia elétrica; (iii) repasse limitado dos custos de aquisição de energia elétrica dos novos projetos de geração de energia elétrica, se a quantidade contratada nos termos dos novos contratos relacionados às instalações de geração existentes for inferior a 96,0% da quantidade de energia elétrica previsto no contrato por vencer; (iv) total repasse dos custos relativos às compras de energia elétrica das instalações existentes no leilão "A-1" se a compra for maior do que o limite máximo de 96%. O MME estabelece o preço máximo de aquisição para a energia elétrica gerada pelos projetos existentes que participam dos leilões para venda de energia elétrica a distribuidoras e, se as distribuidoras não cumprirem a obrigação de contratar integralmente sua demanda, o repasse dos custos de energia adquirida no mercado de curto-prazo será o menor entre o "spot price" (Preço de Liquidação de Diferenças), ou PLD, e o Valor Anual de Referência.

O PLD é utilizado para avaliar a energia comercializada no mercado *spot*. É calculado para cada nível de submercado e carga, numa base semanal e baseia-se no custo marginal de operação. O valor máximo do PLD está fixado em R\$422,56, de acordo com a Resolução da ANEEL 2.002/2015. Antes de tal resolução, o valor máximo do PLD era de R\$388,48 (Resolução nº 832/2014). O seu valor foi reduzido de modo a diminuir os riscos de agentes expostos.

Convenção de Comercialização de Energia Elétrica

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

Restrição de Atividades das Distribuidoras

As distribuidoras integrantes do Sistema Interligado Nacional não poderão: (i) conduzir negócios relacionados à geração ou transmissão de energia elétrica; (ii) vender energia elétrica aos Consumidores Livres, com exceção dos situados em sua área de concessão e sob as mesmas condições e tarifas que se aplicam a Consumidores Cativos; (iii) deter, direta ou indiretamente, qualquer participação em qualquer outra empresa, sociedade anônima ou limitada ou; (iv) conduzir negócios que não tenham relação com suas respectivas concessões, com exceção das permitidas por lei ou no contrato de concessão pertinente. As geradoras não podem deter o controle ou participações societárias significativas nas distribuidoras.

Eliminação do Direito à Autocontratação

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

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

Partidos políticos estão atualmente contestando a constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico perante o Supremo Tribunal Federal. Em outubro de 2007, o Supremo Tribunal Federal emitiu uma sentença relativa a agravos que foram solicitados no âmbito da ação, negando referidos agravos por maioria de votos. Até o momento, não existe ainda uma decisão final sobre este mérito e não sabemos quando será proferida. Neste ínterim, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico continua em vigor. Independentemente da decisão final do Supremo Tribunal Federal, esperamos que certas disposições da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

7.9 - Outras informações relevantes

relacionadas à proibição às distribuidoras que se dediquem a atividades não relacionadas à distribuição de energia elétrica pelas distribuidoras, incluindo vendas de energia elétrica para Consumidores Livres, e a eliminação do direito à autocontratação, continuem em vigor.

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

Limitações à Concentração no Mercado de Energia Elétrica

A ANEEL havia estabelecido limites à concentração de determinados serviços e atividades dentro do setor elétrico, os quais foram eliminados através da Resolução nº 378 de 10 de novembro de 2009.

Nos termos da Resolução nº 378, a ANEEL agora apresenta potenciais violações na livre concorrência no setor de energia elétrica para análise do Ministério da Justiça (Secretaria de Direito Econômico), ou SDE. A ANEEL também tem o poder de monitorar a atividade sobre livre concorrência potencial, sejam ao seu próprio critério ou mediante solicitação da SDE, identificando: (i) o mercado relevante; (ii) a influência de partes envolvidas na troca de energia nos submercados em que elas operam; (iii) o exercício real do poder de mercado em relação aos preços do mercado; (iv) a participação das partes no mercado de geração de energia; (v) a transmissão, distribuição e comercialização de energia em todos os submercados; e (vi) os ganhos de eficiência dos agentes de distribuição durante os processos de revisão tarifária.

Em termos práticos, o papel da ANEEL é limitado a fornecer à SDE as informações técnicas para dar suporte à opinião técnica da SDE. A SDE, por sua vez, considerará os comentários e decisões da ANEEL e somente poderá desconsiderar estes se demonstrar razões para tanto.

Tarifas de Sistema

A ANEEL fiscaliza e regulamenta o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e estabelece as tarifas referentes ao uso desses sistemas e consumo de energia. Diferentes tarifas se aplicam a diferentes categorias de consumidores de acordo com a forma como eles se conectam ao sistema e compram energia. As tarifas são: (i) a TUSD; (ii) tarifas cobradas pelo uso do sistema de transmissão, consistindo na Rede Básica e suas instalações auxiliares, ou TUST; e (iii) a TE.

TUSD

A TUSD é paga por geradoras e consumidores pelo uso do sistema de distribuição da concessionária na qual a geradora ou consumidor está conectado. A TUSD consiste em três tarifas com objetivos distintos:

- A TUSD Fio, que é definida em R\$/kW, dividida em segmentos de tempo de acordo com a categoria tarifária, é aplicada para a demanda de eletricidade contratada pela parte ligada ao sistema e remunera a concessionária de distribuição e transmissão para os custos de operação, manutenção e renovação do sistema de distribuição. Ele também fornece à concessionária de distribuição uma margem legal.
- A TUSD Encargos, que é definida em R\$/MWh, é aplicada ao consumo de eletricidade (em MWh) e contempla certos encargos regulatórios aplicáveis ao uso da rede local, tais como PROINFA, a conta CDE, a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (ou TFSEE), ONS e outros. Esses encargos são definidos pelas autoridades regulatórias e vinculados à quantidade de energia realizada pelo sistema.
- A TUSD Perdas compensa perdas técnicas de energia nos sistemas de transmissão e distribuição, bem como perdas não técnicas de energia no sistema de distribuição.

7.9 - Outras informações relevantes

TUST

A TUST é paga por distribuidoras, geradoras e Consumidores Livres que se conectam diretamente à Rede Básica. Ela se aplica a sua utilização da Rede Básica e é reajustada anualmente de acordo com (i) a inflação; e (ii) as receitas anuais das empresas concessionárias de transmissão determinadas pela ANEEL. Segundo os critérios estabelecidos pela ANEEL, os proprietários das diferentes partes da rede de transmissão transferiram a coordenação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários de sistemas de transmissão. Os usuários da rede, inclusive geradoras, distribuidoras e Consumidores Livres, diretamente se conectaram à rede de transmissão, assinaram contratos com o ONS e companhias de transmissão (representadas pelo ONS), que lhes conferem o direito de utilizar a rede de transmissão em troca do pagamento de certas tarifas.

TE

A TE (Tarifa de Energia) é paga por Consumidores Cativos e Concessionárias ou Permissionárias de Distribuição pelo consumo de energia, com base no montante de eletricidade realmente consumida, remunera o custo de energia, determinados encargos regulatórios relacionados ao uso de energia, custos de transmissão relacionados à Itaipu, certas perdas de sistema de transmissão, relacionados ao mercado de Consumidor Cativo, custos com pesquisa e desenvolvimento e Taxa de Fiscalização da ANEEL – TFSEE.

Base de Cálculo de Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica

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

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

- custos de aquisição mandatória de energia elétrica de Itaipu e das companhias de geração, renovados nos termos da Lei nº 12.783/13;
- custos de aquisição de energia elétrica conforme contratos bilaterais negociados livremente entre as partes;
- custos de energia elétrica adquirida por meio de CCEARs;
- custos referentes aos encargos de uso e conexão aos sistemas de transmissão e distribuição;
- custos de encargos regulatórios; e
- custos associados à pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética.

Os custos da Parcela B incluem, entre outros, os seguintes fatores, cada um determinado e periodicamente revisado pela ANEEL:

- taxa de retorno do investimento em ativos necessários para as atividades de distribuição de energia;
- depreciação destes ativos;

7.9 - Outras informações relevantes

- despesas operacionais relacionadas à operação destes ativos, e
- receitas incobráveis;

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

As concessionárias distribuidoras de energia elétrica têm direito a revisões tarifárias periódicas de suas tarifas a cada quatro ou cinco anos. Essas revisões visam:

- assegurar que as receitas serão suficientes para cobrir os custos operacionais da Parcela B e a remuneração adequada com relação a investimentos considerados essenciais aos serviços objeto da concessão de cada distribuidora,
- incentivar as concessionárias a crescer o nível de eficiência, e
- determinar o fator X, que consiste em três componentes:
 - aumentos potenciais de produtividade, com base nos custos, conforme comparado ao crescimento de mercado;
 - qualidade do serviço; e
 - uma meta de despesas operacionais.

Os aumentos de produtividade e a meta de despesa operacional são determinados a cada revisão periódica. A partir do 4º ciclo de revisão periódica, a "qualidade do serviço" é determinada em cada reajuste anual e na revisão periódica.

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

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

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

Com a introdução da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o MME reconheceu que os custos variáveis associados à compra de energia elétrica podem ser incluídos por meio da conta de compensação de variação de valores de itens da Parcela A ou CVA, criada para reconhecer alguns de nossos custos quando do reajuste das tarifas de nossas subsidiárias de distribuição pela ANEEL.

Em dezembro de 2011, a ANEEL estabeleceu a metodologia e os procedimentos aplicáveis às novas revisões periódicas do mesmo ano. Desde 2015, a ANEEL revisa periodicamente as metodologias subjacentes aplicáveis ao setor de energia elétrica, com base em cada item, sendo que anteriormente todas as metodologias eram endereçadas a ciclos determinados, tais como de 2008-2010 e 2010-2014. Para informações sobre as revisões e metodologias tarifárias, consultar "Fatores de Riscos – As tarifas que cobramos pelo fornecimento de energia elétrica a Consumidores Cativos e as tarifas de uso do sistema de distribuição que cobramos de Consumidores Livres e Especiais são determinadas pela ANEEL em conformidade com contratos de concessão celebrados com o governo brasileiro, podendo afetar adversamente a nossa receita operacional caso a ANEEL estabeleça tarifas de maneira que não nos seja favorável".

7.9 - Outras informações relevantes

Desde 2013, variáveis, tais como a necessidade de despacho de usinas termoeletricas, têm feito com que as distribuidoras incorram em custos extraordinários que excedem sua capacidade de pagamento. Para cobrir a exposição involuntária das distribuidoras a esses custos, uma parte dos custos de energia foram reembolsados pela Conta CDE (nos termos do Decreto nº 7945/2013), e a Conta ACR (nos termos do Decreto nº 8.221/2014). Esses reembolsos visam cobrir a totalidade ou parte dos custos incorridos pelas distribuidoras no período de janeiro de 2013 a dezembro de 2014, referentes: (i) à exposição involuntária no mercado *spot*; e (ii) ao despacho de usinas termoeletricas relacionado ao CCEAR. A CCEE, que gerencia a Conta ACR, obteve um empréstimo com 13 bancos para financiar esse pagamento. Desde janeiro de 2015, as distribuidoras têm cobrado tarifas de eletricidade adicionais de consumidores a fim de amortizar o reembolso da Conta CDE, no período de cinco anos, e o empréstimo, no período de 54 meses. As quotas de CDE definidas pela ANEEL e repassadas aos consumidores já levam em consideração essas obrigações. Além disso, como os custos da Conta CDE e de compra de energia permaneceram altos, a ANEEL aumentou suas tarifas por meio de uma Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), aplicável a todas as companhias de distribuição, de acordo com a Resolução nº 1.858 de 27 de fevereiro de 2015. O objetivo da RTE é repassar os custos projetados no período de março de 2015 até a data da próxima revisão ou ajuste tarifário das distribuidoras.

Em janeiro de 2015, o setor elétrico começou a implementar um mecanismo de "bandeiras tarifárias" mensais, em que as faturas do consumidor podem estar sujeitas a acréscimos tarifários em uma base mensal, quando os custos de fornecimento de energia chegarem a certos níveis, permitindo que os consumidores adaptem o seu uso para os custos de energia atuais. Anteriormente, o repasse de custos de energia nas tarifas era fixado anualmente. O sistema de bandeira tarifária foi inicialmente aprovado em 2011 e testado durante 2013 e 2014. Inicialmente tratava-se de uma bandeira tarifária verde (normal), amarelo (elevada) ou vermelha (crítica), determinada pela ANEEL com base nas condições de geração de eletricidade, nos termos do Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015. A partir de 1º de fevereiro de 2016, o modelo das bandeiras foi alterado pela ANEEL e atualmente consiste em verde (normal), amarela (alerta) e 2 níveis de vermelho (crítico nível 1 ou 2). As receitas cobradas no âmbito do sistema de bandeira tarifária são cobradas pelas empresas de distribuição e transferidas para uma Conta de Centralização de Recursos de Bandeira Tarifária administrada pela CCEE, cujos rendimentos são pagos para as distribuidoras com base nos seus custos de energia relativos ao período.

Devido às condições hidrológicas desfavoráveis que têm sido observadas desde 2013, as bandeiras tarifárias vermelhas foram aplicadas desde a introdução deste sistema em janeiro de 2015 e até fevereiro de 2016. Considerando a melhoria no cenário nas condições hidrológicas observadas no começo de 2016, a bandeira amarela foi aplicada para o mês de março e a bandeira verde é atualmente aplicada para o mês de abril. Embora esse mecanismo reduza parte do impacto no caixa as distribuidoras continuam sujeitas ao risco de descasamento de fluxo de caixa no curto prazo.

Incentivos Governamentais ao Setor Elétrico

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

Em 2002, o governo brasileiro estabeleceu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, ou PROINFA. Nos termos do PROINFA, a Eletrobrás oferece garantias de

7.9 - Outras informações relevantes

compra de até 20 anos para a energia gerada por fontes alternativas , sendo a energia adquirida por empresas de distribuição para entrega aos Consumidores Finais. O custo de aquisição dessa energia alternativa é arcado pelos Consumidores Finais em base mensal (exceto por Consumidores Finais de baixa renda, que são isentos desses pagamentos), com base em planos estimados de compras anuais, preparados pela Eletrobrás e aprovados pela ANEEL. Em sua fase inicial, o PROINFA estava limitado a uma capacidade contratada total de 3.299 MW. O objetivo dessa iniciativa era atingir uma capacidade contratada de até 10% do consumo anual total de energia elétrica do Brasil em 20 anos a partir de 2002.

Visando criar incentivos para geradores de energia alternativa, o governo brasileiro estabeleceu que uma redução não inferior a 50% se aplica aos valores da TUSD devida por: (i) Pequenas Centrais Hidroelétricas com capacidade entre 3.000 kW e 30.000 kW; (ii) Usinas Hidroelétricas com capacidade de até 3.000 kW; e (iii) geradores de energia alternativa (empreendimentos solares, eólicos ou a biomassa) com capacidade de até 30.000 kW. A redução é aplicável à TUSD devida pela entidade de geração e também por seu consumidor. O valor da redução da TUSD é revisto e aprovado pela ANEEL e reembolsado mensalmente através da Conta CDE por meio de depósitos realizados pela Eletrobrás.

Encargos Tarifários

EER

O Encargo de Energia de Reserva, EER, é uma taxa regulatória cobrada mensalmente, criada para arrecadar fundos para energia de reserva contratada pela CCEE. Essas reservas de energia são utilizadas para aumentar a segurança do suprimento de energia no Sistema Interligado Nacional. O EER é arrecadado mensalmente dos Consumidores Finais do Sistema Interligado Nacional registrado junto à CCEE.

Fundo RGR e UBP

Em certas circunstâncias, empresas de energia elétrica são indenizadas com relação a certos ativos usados em função de uma concessão, em caso de revogação ou encampação da concessão. Em 1957, o governo brasileiro criou um fundo de reserva destinado a prover fundos para tal indenização, conhecido como Fundo RGR. As empresas que operam em regimes de serviço público são obrigadas a efetuar a título de contribuição mensal ao Fundo RGR, a uma alíquota anual igual a 2,5% dos investimentos em ativos fixos da empresa relacionados ao serviço público, sem exceder, contudo, 3,0% das receitas operacionais totais em qualquer exercício. A Lei nº 12.431 de 2011 estendeu a vigência desta taxa até 2035. Entretanto, a Lei nº 12.783/13 estabeleceu que, a partir de 1º de janeiro de 2013, esse encargo não mais incide sobre as companhias de distribuição, geração ou transmissão cujas concessões foram estendidas nos termos da referida lei, ou as novas concessionárias de geração e transmissão.

Os Produtores Independentes de Energia Elétrica que utilizam fontes hidroelétricas devem também pagar uma taxa similar cobrada de empresas de serviço público com relação ao Fundo RGR. Os Produtores Independentes de Energia Elétrica são obrigados a efetuar pagamentos ao Fundo de Uso de Bem Público, ou UBP, de acordo com as regras estabelecidas no processo licitatório referente à concessão correspondente. A Eletrobrás recebeu pagamentos referentes ao Fundo UBP até 31 de dezembro de 2002. Todos os encargos relativos ao Fundo UBP desde 31 de dezembro de 2002 foram pagos diretamente ao governo brasileiro.

CDE

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

7.9 - Outras informações relevantes

todo o Brasil. Além disso, a CDE subsidia as operações de companhias de geração de energia termelétrica para a compra de combustível em áreas isoladas não conectadas ao Sistema Interligado Nacional, cujos custos eram arcados pela (Conta de Consumo de Combustível), ou CCC, antes da promulgação da Lei n.º 12.783/13. Desde 23 de janeiro de 2013 (Decreto nº 7.891/13), a CDE subsidia o desconto de certas categorias de consumidores, tais como Consumidores Especiais, consumidores rurais, concessionárias de distribuição e permissionárias, entre outros. Pelo Decreto nº 7.945 de 7 de março de 2013, o governo brasileiro decidiu usar a CDE para subsidiar: (i) a parte dos custos de energia de geração térmica adquiridas pelas distribuidoras em 2013; (ii) riscos hidrológicos das concessões de geração renovadas pela Lei nº 12.783/13; (iii) sub contratação de energia involuntária em função de alguns geradores não renovarem seus contratos e a energia produzida destas concessões não ser realocada entre os distribuidores; (iv) parte do ESS e da CVA, de forma que o impacto destes reajustes tarifários em conexão com estes dois componentes foi limitado a 3% de reajuste de 8 de março de 2013 a 7 de março de 2014. A CDE está em vigor por 25 anos a partir de 2002. É regulamentada pela ANEEL e administrada pela Eletrobrás.

ESS – Encargo do Serviço do Sistema

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

Em 2013, devido às condições hidrológicas adversas, o ONS despachou um número de Usinas Termelétricas, levando a um aumento dos custos. Estes despachos causaram um aumento significativo no Encargo do Serviço do Sistema Relacionados à Segurança Energética, ou ESS-SE. Uma vez que o encargo ESS-SE se aplica apenas a distribuidoras (embora possa posteriormente ser transferido aos consumidores) e para Consumidores Livres, o CNPE decidiu, através da Resolução nº 03/2013, repartir os custos, ampliando o encargo ESS-SE a todos os participantes do setor de energia elétrica. Essa decisão aumentou a base de custo dos negócios exceto as distribuidoras (já que elas não podem transferir o custo para os consumidores), principalmente no segmento de Geração. No entanto, alguns participantes da indústria, incluindo as subsidiárias de geração do grupo CPFL Energia, estão contestando a validade da Resolução nº 03/2013 e obtiveram uma liminar judicial, que foi confirmada pelo Supremo Tribunal Federal, o STF, isentando-os do ESS-SE.

Taxa pelo Uso de Recursos Hídricos – CFURH

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

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE

A TFSEE é uma taxa anual devida pelos detentores de concessões, permissões ou autorizações na proporção de seu porte e atividades.

Taxa do ONS

A Taxa do ONS, devida mensalmente pelas concessionárias de distribuição, é utilizada para financiar o orçamento do ONS em sua função de coordenação e controle de produção e transmissão de energia no Sistema Interligado Nacional.

Inadimplemento no Pagamento de Encargos Regulatórios

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabeleceu que a falta de pagamento das contribuições ao agente regulatório, ou a não realização de outros pagamentos, tais como os devidos em função da compra de energia elétrica no ambiente de contratação regulada ou de Itaipu,

7.9 - Outras informações relevantes

impedirá a parte inadimplente de proceder com reajustes ou revisões de sua tarifa (exceto por revisões extraordinárias) e que receba recursos oriundos do Fundo RGR e da CDE.

Mecanismo de Realocação de Energia

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

Generating Scaling Factor ("GSF")

O GSF é um índice que compara a soma do volume de energia gerada pelas empresas Hidroelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia, ou MRE e o volume de Energia Assegurada que elas estão obrigadas a entregar por contrato. Se o índice GSF for inferior a 1,0, ou seja, caso esteja sendo gerada menos energia do que a Energia Assegurada total, as empresas hidroelétricas devem comprar energia no mercado *spot* para cobrir a carência de energia e cumprir os volumes de Energia Assegurada, nos termos do MRE. De 2005 a 2012, o GSF permaneceu acima de 1,0. O GSF começou a decrescer em 2013, piorando em 2014, quando permaneceu abaixo de 1,0 por todo o ano. Em 2015, o GSF variou entre 0,783 e 0,825, exigindo que as geradoras de energia elétrica adquirissem energia no mercado *spot*, incorrendo, portanto, em custos significativos.

Subsequentemente às discussões mantidas entre as empresas geradoras e o governo brasileiro sobre esses custos, o governo emitiu a Lei Federal nº 13.203, em 8 de dezembro de 2015. Essa lei abordou o risco GSF separadamente para o Mercado Regulado e Mercado Livre. Para o Mercado Regulado, a Lei Federal nº 13.203 permitiu que as empresas de geração renegociassem seus contratos de energia, estabelecendo um teto para o custo GSF a um prêmio de risco de R\$9,50/MWh por ano, até o final do contrato de compra de energia ou término da concessão, o que ocorresse primeiro. Esse prêmio de risco será pago à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, ou CCRBT.

8.1 - Negócios extraordinários

8. Negócios Extraordinários

8.1 Indicar a aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor

Não houve nenhuma aquisição não enquadrada na operação normal nos negócios da Companhia.

8.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

8.2 Indicar alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

Não houve alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia.

8.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais

8.3 Identificar os contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais.

Não há contratos relevantes que não estejam diretamente relacionados com nossas atividades operacionais.

8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.

8.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Não houve negócios extraordinários nos últimos três exercícios sociais.

9.2 - Outras informações relevantes

9.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Todas as informações pertinentes aos principais ativos já foram divulgadas, no Formulário de Referência da nossa Controladora CPFL Energia.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

10. Comentários dos Diretores

10.1 Os diretores devem comentar sobre:

As demonstrações financeiras de 2015, 2014 e 2013 foram preparadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos técnicos, as orientações e as interpretações técnicas emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM").

a. Condições financeiras e patrimoniais gerais

▪ 2015

O ano de 2015 se provou um dos mais desafiadores da história da Companhia. Porém, ao traçarmos um paralelo da situação que o setor elétrico enfrentava no início de 2015 com o seu atual panorama, é notória a evolução alcançada ao longo do último ano.

No começo do ano de 2015, o risco de racionamento era iminente. Com um período úmido onde a Energia Natural Afluente (ENA) no Sistema Interligado Nacional (SIN) atingiu apenas 71% da média de longo termo (MLT), os reservatórios do SIN chegaram ao final de abril com 35% de sua capacidade. A recuperação veio com uma ENA de 113% da MLT no período seco, aliada à queda da carga no Brasil de 1,7% no ano de 2015. Agora, no começo de 2016, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) calculou o risco de racionamento em 0% trazendo uma preocupação a menos aos agentes do setor.

No campo regulatório, os avanços foram significativos. A Companhia começou o ano com a ameaça de desequilíbrios de caixa, sem poder contar com os recursos da conta ACR ou aportes do Tesouro, que antes subsidiavam as tarifas. No entanto, a ANEEL autorizou uma Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), implementada em 2 de Março de 2015, que aliviou parte dos incrementos nos custos de Parcela A (não-gerenciáveis) das Distribuidoras. A Parcela A estava pressionada em especial pelo aumento na CDE, um encargo setorial que foi reajustado de forma significativa no início de 2015. Outro mecanismo implementado no início do ano foi o de Bandeiras Tarifárias, instrumento de reação mais imediata que permite acionar uma cobrança adicional nas tarifas para cobrir custos de geração térmica e exposição das distribuidoras ao PLD (risco hidrológico, ESS e exposição involuntária). Mesmo assim, o descasamento de caixa continuou e chegou a registrar um acúmulo de ativo e passivo financeiro setorial da ordem de R\$ 593 milhões no final do 3T15, quase o equivalente a um ano de geração de caixa de. No 4T15, esse cenário de acúmulo de ativo e passivo financeiro setorial começou a ser revertido, dando um alívio ao capital de giro da Companhia, que encerrou 2015 com cerca de R\$ 528 milhões.

Apesar de essencial para mitigar os descasamentos no fluxo de caixa das distribuidoras, o "Realismo Tarifário" que permitiu os reajustes nos preços de energia, aliado à deterioração no cenário macroeconômico, levou a uma retração nas vendas de energia, que registraram uma queda na Companhia de 4,5% no ano, sendo 3,0% a queda na classe residencial e 7,5% na classe industrial.

Outro avanço importante de 2015 foi a conclusão da AP23/2014, que tratava das metodologias de Revisão Tarifária das Distribuidoras. A maior parte das metodologias foi publicada ainda no 1T15, como o WACC regulatório e itens como Custos Operacionais, Outras Receitas, Perdas, Procedimentos Gerais e Outros. Em dezembro, as metodologias para o tratamento da Base de Remuneração Regulatória foram publicadas, finalizando então o processo. A Companhia foi a primeira do grupo CPFL que passou pelo 4º ciclo de Revisão Tarifária, cujo evento tarifário se deu em 23 de outubro de 2015. O avanço obtido com as novas condições permitiu à Companhia

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

um incremento de 5,31% em sua Parcela B (Parcela que remunera o Investimento, cobre os custos operacionais e o custo dos Investimentos). O aumento médio de tarifa da CPFL Piratininga foi de 21,11%.

No final de 2015, a dívida financeira bruta (incluindo a posição líquida dos derivativos) da Companhia atingiu R\$ 1.683 milhões, apresentando um aumento de 13,1%. As disponibilidades totalizaram R\$ 576 milhões, um aumento de 84,6%. Com isso, a dívida líquida passou para R\$ 1.107 milhões, registrando uma queda de 5,9%. Comparado ao EBITDA do exercício, nossa alavancagem líquida ficou em 2,79, um aumento de 7,3% em relação a 2014. O aumento da dívida financeira bruta tem o objetivo de suportar a estratégia de expansão dos negócios da Companhia.

Os índices de Liquidez Corrente e Liquidez Geral da Companhia foram respectivamente de 1,03 e 0,90 ao final de 2015 (aumentos de 12,5% e 7,8% em relação a 2014, respectivamente). Este resultado foi obtido majoritariamente devido a um aumento no saldo de disponibilidades de R\$ 264 milhões (ver os motivos descritos no item 10.1.h) de consumidores, concessionárias e permissionárias de R\$ 264 milhões e do ativo financeiro setorial de R\$ 262 milhões, bem como uma redução de R\$ 260 milhões em debêntures, que compensou parcialmente o aumento de R\$ 765 milhões de empréstimos e financiamentos.

Em 2015 o índice de Retorno sobre Patrimônio Líquido foi de 0,394, aumento de 0,6% em relação a 2014. O Lucro Líquido do período atingiu R\$ 212 milhões, com aumento de 12,7% (R\$ 24 milhões) refletindo principalmente o aumento de 31,9% no resultado financeiro (R\$ 102 milhões), compensado parcialmente pela redução de 12,3% no EBITDA (R\$ 55,6 milhões). Os motivos desta variação estão descritos na Variação da Demonstração do Resultado no item 10.1.h.

A diretoria entende que a Companhia apresenta condições financeiras e patrimoniais suficientes para desenvolver as atividades do seu negócio, assim como para cumprir suas obrigações de curto e médio prazo. A diretoria acredita que a Companhia, por meio de uma análise de seu ativo circulante e de seu passivo circulante, possui capital de giro compatível com seus investimentos planejados, suas despesas, suas dívidas e outros valores a serem pagos nos próximos anos. A diretoria da Companhia não tem como garantir que tal situação permanecerá inalterada, mas caso entenda necessário contrair empréstimos para financiar seus investimentos, acredita que terá capacidade para contratá-los.

Apesar das melhorias obtidas em 2015, é importante sempre destacar a necessidade de mais avanços nas questões regulatórias para que sejam gerados incentivos para a retomada da capacidade de investimentos do setor elétrico.

Em 2016, os desafios persistem, dada a deterioração do cenário macroeconômico Brasileiro. No entanto, a Companhia assume o compromisso de continuar com sua estratégia de disciplina financeira e excelência operacional para garantir a Sustentabilidade de longo prazo dos negócios, garantindo um serviço de qualidade para nossos clientes e geração de valor para todos os nossos *Stakeholders*.

▪ 2014

Em 2014, o setor elétrico passou por mais um ano de volatilidade e grandes desafios. A hidrologia fraca, dentre outros fatores, levou os reservatórios ao menor nível da história ao final do período seco, em novembro. Consequentemente, o Operador Nacional do Sistema (ONS), manteve o pleno despacho térmico e o preço de curto prazo (PLD) bateu seu recorde de alta histórica, ficando a maior parte do ano no teto de R\$ 822,83/MWh.

Além do impacto no fluxo de caixa, a alta no PLD também teve um efeito nocivo na demanda de energia, já que desestimulou parte da indústria, que já sofria com o cenário macroeconômico adverso, a produzir, devido à alta no custo de energia. A combinação desses dois efeitos foi uma queda de 5,4% no consumo industrial ao longo do ano na área de concessão. Por outro lado, a baixa tensão continuou apresentando significativo crescimento no consumo, puxada pelas altas

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

temperaturas do início do ano e resultando em incremento de 6,0% para a classe residencial e 8,5% para a classe comercial, mesmo com os efeitos da crise hídrica, que causaram diminuição no ritmo de crescimento na segunda metade do ano.

No âmbito regulatório, ocorreram vários avanços. A Audiência Pública nº 54/2014 foi concluída com a proposta da redução do preço-teto do PLD para R\$ 388,48/MWh, com a adoção da térmica Macaé como referência e também ficou definido o aumento do piso do PLD para R\$ 30,26/MWh. Além disso, os custos do Encargo de Serviços do Sistema (ESS) continuaram a ser rateados entre os consumidores de energia. As discussões ao redor do 4º ciclo de revisão tarifária das distribuidoras progrediram com a abertura da segunda fase da Audiência Pública nº 23/2014, que tratou de itens como Custos Operacionais, Outras Receitas, Perdas, Procedimentos Gerais e outros. É importante destacar avanços por parte do regulador, como a proposta do reconhecimento de um adicional de remuneração para as Obrigações Especiais das distribuidoras entre outros.

O custo médio ponderado de capital das distribuidoras, o WACC, foi definido para o 4º Ciclo de Revisão Tarifária em 8,09% e será implementado para as concessionárias de distribuição com revisão até dezembro de 2017. Após essa data, as séries históricas serão atualizadas para as empresas com revisões a partir de janeiro de 2018.

Fato que deve ser comemorado também é a aprovação pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), no início de dezembro, do reconhecimento de ativos e passivos que até 2013 eram denominados "ativos e passivos regulatórios" nas demonstrações financeiras das distribuidoras de energia elétrica. A medida, um antigo pleito do setor, permitirá a contabilização das diferenças entre os custos de compra de energia e encargos estimados nas tarifas cobradas dos consumidores e os custos reais incorridos no período e que serão repassadas às tarifas na data do reajuste anual. Isso foi possível em função da aprovação pela ANEEL, em 25 de novembro de 2014, Despacho nº 4.621, de aditivo ao contrato de concessão que incluiu cláusula específica garantindo que os saldos remanescentes de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção da concessão, por qualquer motivo, serão objeto de indenização e, conseqüentemente, permitiu o registro de ativos e passivos financeiros setoriais.

Mas há de se destacar a necessidade ainda de mais avanços nas questões regulatórias para que sejam gerados incentivos para a retomada da capacidade de investimentos do setor elétrico.

Em termos de operação, é importante destacar que a Companhia encerrou o ano de 2014 com a telemedição de todos os clientes industriais e comerciais do Grupo A (alta tensão), totalizando 4,1 mil pontos nos quais o faturamento não depende de equipes em campo para realização da leitura de consumo. O processo automatizado aumenta a segurança dos dados dos clientes, identifica possíveis fraudes e dá condições para a Companhia aproveitar melhor o tempo das equipes.

No final de 2014, a dívida financeira bruta (incluindo a posição líquida dos derivativos) da companhia atingiu R\$ 1.488 milhões, apresentando um aumento de 27,1%. As disponibilidades totalizaram R\$ 312 milhões, uma redução de 11,4%. Com isso, a dívida líquida passou para R\$ 1.176 milhões, registrando um aumento de 43,6%. Mas, comparado ao EBITDA do exercício, nossa alavancagem líquida ficou em 2,60, uma redução de 7,3% em relação a 2013. O aumento da dívida financeira bruta tem o objetivo de suportar a estratégia de expansão dos negócios da Companhia.

Os índices de Liquidez Corrente e Liquidez Geral da companhia foram respectivamente de 0,92 e 0,84 ao final de 2014 (redução de 5,8% e aumento de 8,3% em relação a 2013, respectivamente). A redução no índice corrente deveu-se principalmente à reclassificação de R\$ 260 milhões de debêntures da Companhia para o passivo circulante devido a seu prazo de maturidade. Por sua vez, o aumento no índice geral deveu-se principalmente ao registro do ativo financeiro setorial de R\$ 266 milhões (R\$ 150 milhões no ativo não circulante) em 2014 (ver item 10.1.h para maiores detalhamentos).

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Em 2014 o índice de Retorno sobre Patrimônio Líquido foi de 0,391, aumento de 81,4% em relação a 2013. O Lucro Líquido do período atingiu R\$ 188 milhões, com aumento de 126,2% (R\$ 105 milhões) em comparação ao ano anterior, conforme razões descritas no item 10.1.h, variação da Demonstração do Resultado.

O ano de 2015 será novamente um ano de muito trabalho dada à desaceleração econômica do Brasil e as desafiadoras condições hidrológicas. Mas os consistentes resultados operacionais e econômico-financeiros alcançados nos fazem certos de que nossa estratégia sólida e cautelosa tem criado valor para os acionistas e melhorado os serviços e produtos oferecidos para os nossos clientes.

- **2013**

No início de 2013 houve uma mudança estrutural relevante no setor elétrico: a implantação, em janeiro, da Revisão Tarifária Extraordinária – RTE nas distribuidoras de energia elétrica em função da homologação das novas tarifas decorrentes da aplicação da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013 (“Lei nº 12.783/2013”), que tratou da extensão das concessões de geração e transmissão que venceriam em 2015. Com isso, foi possível reduzir as tarifas de energia elétrica, na média, em 20% para todos os consumidores do País. A atuação do governo federal teve como principal objetivo o aumento da competitividade da indústria brasileira no cenário internacional, além de dar um novo impulso ao crescimento e ao desenvolvimento econômico do País.

No entanto, devido a não adesão de alguns geradores à Lei nº 12.783/2013 e a não realização de um leilão para contratação de energia existente no final de 2012, criou-se uma falha na contratação de energia das distribuidoras em 2013, chamada de exposição involuntária. O montante desta exposição somou aproximadamente 2.000 MW médios de potência, sendo este total liquidado no Mercado de Curto Prazo – MCP. Além disso, dada a hidrologia desfavorável no começo de 2013 e o despacho de usinas termoeletricas para garantir o suprimento de energia, os preços no MCP ficaram bastante pressionados, impondo um custo adicional às distribuidoras. Sendo assim, liderado pela CPFL Energia e pela Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica – ABRADÉE, o setor elétrico iniciou tratativas com o governo federal com o intuito de mitigar estes custos adicionais para as distribuidoras. Dessa forma, em um prazo bastante expedito, o governo federal anunciou o Decreto nº 7.945/2013, através do qual os fundos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE foram utilizados para cobrir estas despesas consideradas extraordinárias. Este mecanismo preveniu que estes custos adicionais fossem repassados para o consumidor final.

Apesar do cenário setorial adverso, as vendas da Companhia para o mercado cativo, em 2013, totalizaram 9.169 GWh, um aumento de 0,1%, enquanto a energia transportada a clientes livres, faturada por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), teve uma alta de 6,4%, alcançando 6.432 GWh, em reflexo principalmente da migração de clientes para o mercado livre. Assim, as vendas nas áreas de concessão totalizaram 15.601 GWh, um crescimento de 2,6% em relação a 2012.

Destacam-se os crescimentos das classes residencial e comercial, que, juntas, representam 38,6%, que cresceram 5,5% e 2,7%, respectivamente, favorecidas pelos efeitos acumulados de fatores como a elevação do emprego e da renda, do aumento do poder de compra do consumidor e da ampliação do crédito ao consumo verificado nos últimos anos. Já a Classe Industrial, cresceu 1,4%, influenciada pelo desempenho ainda modesto da produção industrial, que reflete o fraco volume de exportações, expectativas desfavoráveis e deficiências de infraestrutura.

Outra frente de avanço foi a implantação da tecnologia *smart grid*, que deverá propiciar uma melhor qualidade do serviço prestado aos consumidores e com custos mais baixos. Os medidores deverão promover um expressivo avanço na forma de se medir o consumo pelos clientes (telemedição) e monitorar a estabilidade da rede de distribuição. Além disso, as equipes de atendimento de campo serão dotadas de sistemas de posicionamento GPS e comunicação de dados em tempo real, propiciando mais agilidade no atendimento e reduzindo custos com deslocamento destas equipes.

No final de 2013, a dívida financeira bruta (incluindo a posição líquida dos derivativos) da

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Companhia atingiu R\$ 1.171 milhões, apresentando uma redução de 11,5%. As disponibilidades totalizaram R\$ 352 milhões, uma redução de 1,7%. Com isso, a dívida líquida passou para R\$ 819 milhões, registrando uma redução de 15,1%. Com isso, comparado ao EBITDA do exercício nossa alavancagem líquida ficou em 2,80, uma redução de 7,1% em relação a 2012. O aumento da dívida financeira bruta tem o objetivo de suportar a estratégia de expansão dos negócios da Companhia.

Os índices de Liquidez Corrente e Liquidez Geral da Companhia foram respectivamente de 0,98 e 0,77 ao final de 2013 (redução de 7,9% e aumento 8,2% em relação a 2012, respectivamente) (ver item 10.1.c).

Em 2013 o índice de Retorno sobre Patrimônio Líquido foi de 0,216, redução de 67,3% em relação a 2012. O Lucro Líquido do período que atingiu R\$ 83 milhões, com redução de 41,8% (R\$ 60 milhões) em comparação ao ano anterior, conforme razões descritas no item 10.1.h, variação da Demonstração do Resultado.

É certo que as exigências regulatórias e os desafios de um cenário adverso impõem grandes obstáculos para todo o setor. No entanto, os resultados alcançados pela CPFL Piratininga nos últimos anos reforçam a estratégia de crescimento da Companhia, calcada principalmente na disciplina financeira sólida e conservadora, no foco nos resultados financeiros e operacionais, na criação de valor para seus acionistas e na excelência do serviço prestado a todos os seus consumidores.

b. estrutura de capital:

Estrutura de Capital	2015	2014	2013
Capital próprio	33%	29%	32%
Capital de terceiros	67%	71%	68%

i. hipóteses de resgate

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

ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

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

c. capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Liquidez e Recursos de Capital

- **2015**

Em 31 de dezembro de 2015, nosso capital de giro refletia um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 64 milhões, um aumento de R\$ 149 milhões quando comparado com déficit de R\$ 85 milhões em 31 de dezembro de 2014. As principais causas desse superávit foram:

As principais causas deste aumento são:

- Aumento do caixa e equivalentes de caixa no valor de R\$ 264 milhões conforme explicado no item 10.1.h abaixo;
- Aumento de contas a receber de R\$ 265 milhões relacionadas a consumidores, concessionárias e permissionárias decorrente basicamente do fornecimento de energia elétrica a consumidores cativos em função do aumento nas tarifas médias, decorrente

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

dos reajustes tarifários anuais (RTA e RTP), dos efeitos da revisão tarifária extraordinária e dos faturamentos das bandeiras tarifárias a partir de 2015;

- Aumento de R\$ 284 milhões, relacionados aos ativos financeiros setoriais líquidos (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras);
- Aumento do reconhecimento de derivativos ativos de R\$ 143 milhões;

Compensados parcialmente por:

- Aumento de R\$ 199 milhões com dividendos e juros sobre capital próprio;
- Aumento de R\$ 190 milhões com encargos, empréstimos e financiamentos e debentures;
- Aumento de R\$ 181 milhões com fornecedores, decorrente basicamente de suprimento de energia elétrica (R\$ 120 milhões), encargos do serviço do uso do sistema (R\$ 46 milhões) e materiais e serviços (R\$ 12 milhões);
- Aumento de R\$ 177 milhões com taxas regulamentares, principalmente Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; e
- Aumento de R\$ 69 milhões com impostos, taxas e contribuições.

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2015 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo).

Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2015	Pagamentos devidos por período				
	Total	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	646	646	-	-	-
Empréstimos, Derivativos, Debêntures e financiamentos - principal e encargos ⁽¹⁾	2.856	726	1.297	719	114
Entidade de Previdência Privada ⁽²⁾	223	-	29	45	149
Outros	231	217	-	-	14
Total de itens do Balanço Patrimonial	3.957	1.589	1.326	764	277
Compra de energia (exceto Itaipu) ⁽³⁾	26.841	1.768	3.906	4.399	16.767
Compra de energia de Itaipu ⁽³⁾	7.644	532	1.093	1.118	4.901
Fornecedores de materiais e serviços	417	181	188	48	-
Total de outros compromissos	34.901	2.481	5.187	5.566	21.668
Total das obrigações contratuais	38.858	4.070	6.513	6.330	21.945

- (1) Inclui pagamentos de juros, incluindo juros futuros sobre fluxo de caixa projetado com base em não descontados, através de projeções de índices. Estes juros futuros não são registrados em nosso balanço.
- (2) Futuras contribuições estimadas para os planos de pensão.
- (3) Valores a pagar nos termos de contratos de compra de energia elétrica de longo prazo, que estão sujeitas a variações de preços e estabelecem a renegociação em determinadas circunstâncias. A tabela representa os valores a serem pagos pelos volumes contratados aplicando-se os preços ao final do ano 2015. Veja nota explicativa 31 à nossas demonstrações financeiras auditadas.

Nossas necessidades de recursos destinam-se principalmente aos seguintes objetivos:

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição.
- Amortizar ou refinar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2015, possuíamos um saldo de dívida com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 536 milhões.
- Pagamento semestral de dividendos. Não houve pagamento de dividendos em 2015. Possuíamos um saldo de dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar e dividendo adicional proposto para pagamento nos próximos 12 meses de R\$ 268 milhões.

A Companhia possui capacidade financeira para fazer frente a seus passivos não circulantes. Uma das principais estratégias utilizadas para gerir os passivos de longo prazo é chamada de pre-funding, ou seja, a Companhia antecipa-se nas necessidades de caixa para o horizonte de 18 a 24 meses e prioriza a liquidez de caixa. O custo nominal da dívida aumentou em

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

aproximadamente 2,89 ponto percentual para 13,38% (acompanhando o movimento de alta na taxa básica SELIC, que terminou 2015 em 14,25% a.a.). O aumento da dívida financeira bruta tem o objetivo de suportar a estratégia de expansão dos negócios da Companhia.

Apesar do aumento da dívida financeira bruta, o índice de Liquidez Geral da Companhia tem apresentado evolução nos últimos três anos. O índice foi de 0,90 em 2015, representando um aumento de 7,8% em relação ao índice de 2014.

• 2014

Em 31 de dezembro de 2014, nosso capital de giro refletia um déficit (excedente de passivo circulante em relação ao ativo circulante) de R\$ 85 milhões. A principal causa deste déficit foi o aumento nas despesas com fornecedores (principalmente aquisição de energia e encargos) e debêntures a pagar nos próximos 12 meses.

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2014 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo).

Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2014	Pagamentos devidos por período				
	Total	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	465	465	-	-	-
Empréstimos, Derivativos, Debêntures e financiamentos - principal e encargos ⁽¹⁾	2.034	438	740	685	170
Entidade de Previdência Privada ⁽²⁾	376	26	53	36	262
Outros	43	29	-	-	14
Total de itens do Balanço Patrimonial	2.917	958	793	721	446
Compra de energia (exceto Itaipu) ⁽³⁾	23.013	1.906	3.797	4.005	13.305
Compra de energia de Itaipu ⁽³⁾	5.547	378	815	817	3.536
Fornecedores de materiais e serviços	186	90	86	9	1
Total de outros compromissos	28.746	2.374	4.699	4.831	16.842
Total das obrigações contratuais	31.663	3.331	5.492	5.552	17.288

- (1) Inclui pagamentos de juros, incluindo juros futuros sobre fluxo de caixa projetado com base em não descontados, através de projeções de índices. Estes juros futuros não são registrados em nosso balanço.
- (2) Futuras contribuições estimadas para os planos de pensão.
- (3) Valores a pagar nos termos de contratos de compra de energia elétrica de longo prazo, que estão sujeitas a variações de preços e estabelecem a renegociação em determinadas circunstâncias. A tabela representa os valores a serem pagos pelos volumes contratados aplicando-se os preços ao final do ano 2014. Veja nota explicativa 31 à nossas demonstrações financeiras auditadas.

Nossas necessidades de recursos destinam-se principalmente aos seguintes objetivos:

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição.
- Amortizar ou refinar dadas a vencer. Em 31 de dezembro de 2014, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 346 milhões.
- Pagamento de dividendos. O total de dividendos e juros sobre o capital próprio pagos no ano de 2014 foi de R\$ 247 milhões. Não houve pagamento de dividendos em 2013.

A Companhia possui capacidade financeira para fazer frente a seus passivos não circulantes. Uma das principais estratégias é chamada de pre-funding, ou seja, a Companhia antecipa-se nas necessidades de caixa para o horizonte de 18 a 24 meses e prioriza a liquidez de caixa. O custo nominal da dívida aumentou em aproximadamente 2,07 ponto percentual para 10,49% (acompanhando o movimento de alta da taxa básica SELIC, que terminou 2014 em 11,75% a.a.). O aumento da dívida financeira bruta tem o objetivo de suportar a estratégia de expansão

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

dos negócios da Companhia.

Apesar do aumento da dívida financeira bruta, o índice de Liquidez Geral da Companhia tem apresentado evolução nos últimos dois anos. O índice foi de 0,84 em 2014, representando um aumento de 8,3% em relação ao índice de 2013.

• 2013

Em 31 de dezembro de 2013, nosso capital de giro refletia um déficit (excedente de passivo circulante em relação ao ativo circulante) de R\$ 21 milhões. A principal causa deste déficit foi o aumento nas despesas com fornecedores (principalmente aquisição de energia e encargos).

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2013 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo).

31/12/2013	Média ponderada das taxas de juros	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores (nota 12)		219.784	212.574	215	-	-	432.574
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (nota 13)	9,85%	6.974	28.067	73.142	518.233	26.063	652.478
Derivativos (nota 29)		-	-	9.011	13.959	977	23.948
Debêntures - principal e encargos (nota 14)	11,50%	5.278	24.973	34.911	647.190	154.760	867.112
Taxas regulamentares (nota 16)		3.600	-	-	-	-	3.600
Outros (nota 19)		2.846	16.472	814	-	13.987	34.120
Consumidores e concessionárias		2.251	4.214	814	-	-	7.278
Tecnológico - FNDCT		397	-	-	-	-	397
Empresa de Pesquisa Energética - EPE		199	-	-	-	-	199
Convênio de arrecadação		-	12.259	-	-	-	12.259
Fundo de reversão		-	-	-	-	13.987	13.987
Total		238.483	282.086	118.093	1.179.382	195.787	2.013.831

Obrigações contratuais em 31/12/2013	Vigência	Anos					Total
		2014	2015	2016	2017	A partir de 2017	
Compra de energia (exceto Itaipu)	Até 16 anos	1.496.977	1.567.790	1.672.862	1.784.927	19.542.738	26.065.294
Itaipu	Até 16 anos	298.917	305.877	323.789	327.373	3.534.640	4.790.596
Total		1.795.893	1.873.667	1.996.651	2.112.300	23.077.379	30.855.889

Nossas necessidades de recursos destinam-se principalmente aos seguintes objetivos:

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição.
- Amortizar ou refinar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2013, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 82 milhões (excluindo efeito de encargos e derivativos).
- Pagamento de dividendos. O total de dividendos pagos no ano de 2012 foi de R\$ 117 milhões. Não houve pagamento de dividendos em 2013.

A Companhia possui capacidade financeira para fazer frente a seus passivos não circulantes. Uma das principais estratégias é chamada de pre-funding, ou seja, a Companhia antecipa-se nas necessidades de caixa para o horizonte de 18 a 24 meses e prioriza a liquidez de caixa. Com isso, a Companhia foi capaz de reduzir o seu custo nominal de dívida em aproximadamente 0,71 ponto percentual para 8,42% a.a. (abaixo da Selic, cuja meta era de 10,0% a.a. no final de 2013).

Houve uma redução da dívida financeira bruta, o índice de Liquidez Geral da Companhia foi de 0,77 em 2013, representando um aumento de 8,2% em relação a 2012.

d. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas

As principais fontes de recursos são provenientes da geração de caixa operacional e financiamentos. Durante o ano de 2015, a Companhia captou recursos destinados principalmente para investimentos, bem como reforço do capital de giro.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Para informações mais detalhadas sobre as fontes de financiamento utilizadas pela Companhia, vide alínea (f) deste item 10.1.

Endividamento

- **2015 em comparação a 2014**

O endividamento total apresentou um aumento de 32,6% (R\$ 511 milhões) de 31 de dezembro de 2014 para 31 de dezembro de 2015, alcançando R\$ 2.075 milhões (não considerados os derivativos) principalmente em decorrência de:

- R\$ 135 milhões de captações de empréstimos com o BNDES para cumprimento do plano de investimento por meio do Fundo para Financiamento e Empreendimentos ("FINEM");
- R\$ 525 milhões de captações em dívidas denominadas em dólar e euro para reforço de capital de giro e alongamento do perfil da dívida.

Os aumentos listados acima foram parcialmente compensados pelo pagamento de debêntures no montante de R\$ 268 milhões.

Apesar do endividamento bruto ter aumentado, quando analisamos o endividamento líquido, incluindo derivativos (ativos e passivos), houve um aumento de cerca de R\$ 194 milhões. Isso decorre principalmente do significativo aumento na conta de derivativo ativo em função da desvalorização do real no ano de 2015.

- **2014 em comparação a 2013**

O endividamento total apresentou um aumento de 32,0% (R\$ 379 milhões) de 31 de dezembro de 2013 para 31 de dezembro de 2014 (não considerados os derivativos), principalmente em decorrência de:

- R\$ 12 milhões de captações de empréstimos com o BNDES para cumprimento do plano de investimento por meio do Fundo para Financiamento e Empreendimentos ("FINEM");
- R\$ 379 milhões de captações em dívidas denominadas em dólar para alongamento do perfil da dívida e reforço de capital de giro.

- **2013 em comparação a 2012**

As fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas em 2013 resultaram de:

- R\$ 235 milhões de emissão de debêntures para alongamento do endividamento e reforço de capital de giro;
- R\$ 47 milhões de captações de empréstimos com o BNDES para cumprimento do plano de investimento bianual por meio do Fundo para Financiamento e Empreendimentos ("FINEM");
- R\$ 44 milhões de captações para o reforço de capital de giro através do Banco do Brasil.
- R\$ 100 milhões de captações em dívidas denominadas em dólar para reforço de capital de giro e pagamento de dívidas.

Estes financiamentos tiveram o objetivo principal de financiar investimentos de nossa Companhia.

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

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Em 2016 e 2017, esperamos continuar a nos beneficiar das oportunidades de financiamento oferecidas pelo mercado através da emissão de debêntures e dívida para capital de giro, tanto interna como externa, e as oferecidas pelo governo por meio de linhas de financiamento fornecidas pelo BNDES, para expandir e modernizar o sistema de energia.

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

2015

Em 31 de dezembro de 2015, nosso endividamento total (incluindo encargos) era de R\$ 2.075 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 1.329 milhões ou 64,0% eram expressos em moeda estrangeira, sendo R\$ 1.104 milhões em dólares norte-americanos e R\$ 225 milhões em euro. Foram contratados operações de swap de modo a reduzir nossa exposição às taxas de câmbio que decorrem de parte dessas obrigações. O montante de R\$ 536 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

2014

Em 31 de dezembro de 2014, nosso endividamento total (incluindo encargos) era de R\$ 1.565 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 646 milhões ou 41,3% eram expressos em dólares norte-americanos. Foram contratados operações de swap de modo a reduzir nossa exposição às taxas de câmbio que decorrem de parte dessas obrigações. O montante de R\$ 346 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

2013

Em 31 de dezembro de 2013, nosso endividamento total (incluindo encargos) era de R\$ 1.186 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 203 milhões ou 17,1% eram expressos em dólares norte-americanos. Foram contratados operações de swap de modo a reduzir nossa exposição às taxas de câmbio que decorrem de parte dessas obrigações. O montante de R\$ 111 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Principais Contratos de Financiamentos em 2015 (incluindo encargos):

- *BNDES*: Em 31 de dezembro de 2015, tínhamos R\$ 322 milhões de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais e dizem respeito a financiamento de programas de investimentos – FINEM/FINAME.
- *Debêntures*: Em 31 de dezembro de 2015, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 366 milhões, dividido em duas emissões. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 15 das nossas demonstrações financeiras auditadas.
- *Capital de giro*: Em 31 de dezembro de 2015, existia um saldo de R\$ 58 milhões de empréstimos de capital de giro indexados em CDI.
- *Dívidas denominadas em moeda estrangeira*: Em 31 de dezembro de 2015, possuíamos R\$ 1.329 milhões de empréstimos denominados em moeda estrangeira, sendo R\$ 1.104 milhões em dólares norte-americanos e R\$ 225 milhões em euro. Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

Para mais detalhes sobre nossos empréstimos, debêntures e derivativos, favor ver notas 14,15 e 30 das nossas demonstrações financeiras auditadas de 2015.

Principais Contratos de Financiamentos em 2014 (incluindo encargos):

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- *BNDES*: Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos R\$ 231 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais e diz respeito a financiamento de programas de investimentos por meio das linhas de crédito concedidas de acordo com o empréstimo BNDES – FINEM/FINAME.
- *Debêntures*: Em 31 de dezembro de 2014, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 629 milhões, dividido em três emissões. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 15 das nossas demonstrações financeiras auditadas.
- *Capital de giro*: Em 31 de dezembro de 2014, existia um saldo de R\$ 57 milhões de empréstimos de capital de giro indexados em CDI.
- *Outras Dívidas denominadas em Reais*: Em 31 de dezembro de 2014, havia um saldo devedor de R\$ 1 milhão, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real. A maioria destes empréstimos têm juros a diversas taxas.
- *Outras Dívidas denominadas em Dólares norte-americanos*: Em 31 de dezembro de 2014, possuíamos outros financiamentos denominados em dólares-americanos cujo saldo devedor era de R\$ 646 milhões. Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

Para mais detalhes sobre nossos empréstimos, debêntures e derivativos, favor ver notas 14,15 e 30 das nossas demonstrações financeiras auditadas de 2014.

Principais Contratos de Financiamentos em 2013 (incluindo encargos):

- *BNDES*: Em 31 de dezembro de 2013, tínhamos R\$ 287 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais. A parte mais significativa destes empréstimos diz respeito a financiamento de programas de investimentos por meio das linhas de crédito concedidas de acordo com o empréstimo BNDES – FINEM/FINAME.
- *Debêntures*: Em 31 de dezembro de 2013, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 624 milhões, dividido em três emissões. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 14 das nossas demonstrações financeiras auditadas.
- *Capital de giro*: Em 31 de dezembro de 2013, existia um saldo de R\$ 69 milhões de empréstimos de capital de giro indexados em CDI.
- *Outras Dívidas denominadas em Reais*: Em 31 de dezembro de 2013, havia um saldo devedor de R\$ 1 milhão, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real. A maioria destes empréstimos é corrigida com base no CDI e têm juros a diversas taxas.
- *Outras Dívidas denominadas em Dólares norte-americanos*: Em 31 de dezembro de 2013, possuíamos outros financiamentos denominados em dólares-americanos cujo saldo devedor era de R\$ 203 milhões. Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

Para mais detalhes sobre nossos empréstimos, debêntures e derivativos, favor ver notas 13,14 e 29 das nossas demonstrações financeiras auditadas de 2013.

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

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

iii. grau de subordinação entre as dívidas

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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

iv. eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário, bem como se o emissor vem cumprindo essas restrições

Condições Restritivas:

A Companhia está sujeita a cláusulas financeiras e operacionais nos termos dos instrumentos financeiros. Tais cláusulas incluem:

- ***BNDES***

Os financiamentos junto ao BNDES restringe a Companhia: (i) a somente realizar o pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio, cujo somatório exceda o dividendo mínimo obrigatório previsto em lei, após o cumprimento de todas as obrigações contratuais; (ii) ao atendimento integral das obrigações restritivas estabelecidas no contrato; e (iii) à manutenção de determinados índices financeiros pela Companhia em parâmetros pré-estabelecidos apurados anualmente, como segue:

- Dívida onerosa líquida dividida pelo EBITDA - valor máximo 3,5;
- Dívida onerosa líquida dividida pela soma da dívida onerosa líquida e o patrimônio líquido - valor máximo 0,90.

- ***Moeda estrangeira – BNP Paribas, Citibank, Bank of Nova Scotia, Banco Santander e Bank of America Merrill Lynch***

As captações em moeda estrangeira realizadas com os bancos BNP Paribas, Citibank, Bank of Nova Scotia, Banco Santander e Bank of America Merrill Lynch através da Lei nº 4131, de 3 de setembro de 1962 estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da garantidora (CPFL Energia) a manutenção de determinados índices financeiros, calculados semestralmente:

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

- ***Debêntures***

As debêntures referente às 6ª e 7ª emissões estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da garantidora (CPFL Energia) a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Os principais índices são:

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

A definição de EBITDA, para fins de apuração de *covenants* na garantidora (CPFL Energia), leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária direta e indiretamente detida pela controladora CPFL Energia naquelas empresas (tanto para EBITDA como ativos e passivos).

Diversos empréstimos e financiamentos estão sujeitos à antecipação de seus vencimentos no caso de alterações na estrutura societária da controladora CPFL Energia ou na estrutura societária da Companhia que impliquem na perda, por parte dos atuais acionistas da controladora CPFL Energia, do controle acionário ou do controle sobre a gestão da controladora CPFL Energia,

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

exceto se ao menos um dos acionistas (Camargo Corrêa, Previ ou State Grid International Development ou quaisquer das controladas diretas ou indiretas da State Grid Corporation of China)) permaneça direta ou indiretamente no bloco de controle da controladora CPFL Energia.

As debêntures da Companhia estão sujeitas à antecipação de seus vencimentos no caso de alterações na estrutura societária da controladora CPFL Energia que impliquem na perda, por parte dos atuais acionistas da controladora, do controle acionário ou do controle sobre a gestão da Companhia. Foram realizadas AGDs no último trimestre de 2016 para alteração das cláusulas de vencimento antecipado, de forma que a permanência da State Grid Corporate of China ou de suas controladas diretas e indiretas no bloco de controle seja condição para evitar a ativação das cláusulas de antecipação de vencimento.

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

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia todas as condições restritivas e cláusulas foram adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013.

Para mais informações sobre as cláusulas financeiras, vide as notas explicativas 14 e 15 às demonstrações financeiras.

g. limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

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

		Em 2015	
Modalidade	Aprovação	Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2014	194.862	69%
		Em 2014	
Modalidade	Aprovação	Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2012	220.000	66% ¹
		Em 2013	
Modalidade	Aprovação	Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2012	220.000	60% ¹

¹ Saldo remanescente foi cancelado.

h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

Nossa administração apresenta os balanços patrimoniais e as demonstrações de resultado referentes aos exercícios sociais encerrados em de 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013 com a demonstração de todas as variações e comentários sobre as mais relevantes.

Comentários sobre as variações mais relevantes do Ativo:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

ATIVO	Balanco Patrimonial (em milhões de reais)							
	31/12/2015	AH%	AV%	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AV%
Circulante								
Caixa e equivalentes de caixa	576	84,5%	13,6%	312	-11,2%	10,3%	352	13,3%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	639	70,9%	0,150845	374	9,5%	12,3%	341	12,9%
Dividendo e juros sobre o capital próprio	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Títulos e valores mobiliários	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Tributos a compensar	52	114,9%	1,2%	24	-46,6%	0,8%	45	1,7%
Derivativos	143	100,0%	3,4%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Estoques	2	4,6%	0,0%	2	-29,0%	0,1%	2	0,1%
Arrendamentos	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Ativo financeiro da concessão	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Ativo financeiro setorial	400	245,4%	9,4%	116	100,0%	3,8%	-	0,0%
Outros créditos	125	-14,6%	3,0%	146	17,3%	4,8%	125	4,7%
Total do circulante	1.937	98,9%	45,7%	974	12,5%	32,0%	866	32,8%
Não circulante								
Consumidores, concessionárias e permissionárias	11	-11,2%	0,3%	13	0,6%	0,4%	13	0,5%
Coligadas, controladas e controladora	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Depósitos judiciais	197	2,3%	4,7%	193	8,2%	6,3%	178	6,8%
Títulos e valores mobiliários	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Tributos a compensar	18	-7,9%	0,4%	20	13,8%	0,7%	18	0,7%
Derivativos	253	225,1%	6,0%	78	429,7%	2,6%	15	0,6%
Ativo financeiro setorial	129	-14,4%	3,0%	150	100,0%	4,9%	-	0,0%
Créditos fiscais diferidos	-	-100,0%	0,0%	128	-15,9%	4,2%	153	5,8%
Arrendamentos	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Ativo financeiro da concessão	785	33,2%	18,5%	589	19,4%	19,3%	494	18,7%
Investimentos ao custo	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Outros créditos	6	63,0%	0,1%	4	-52,6%	0,1%	8	0,3%
Investimentos	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Imobilizado	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Intangível	898	0,1%	21,2%	897	0,1%	29,5%	897	34,0%
Total do não circulante	2.298	10,9%	54,3%	2.073	16,8%	68,0%	1.774	67,2%
Total do Ativo	4.235	39,0%	100,0%	3.047	15,4%	100,0%	2.640	100,0%

Caixa e equivalentes de caixa:

O saldo de R\$ 576 milhões em 2015, que representa 13,6% do total do ativo, apresentou um aumento de 84,5% (R\$ 264 milhões), comparado a 2014, decorrente:

- (i) caixa gerado pelas atividades operacionais de R\$ 303 milhões, devido basicamente: lucro líquido ajustado (R\$ 511 milhões), fornecedores (R\$ 181 milhões), taxas regulamentares (R\$ 177 milhões), compensado parcialmente pelos aumentos em consumidores (R\$ 304 milhões) e ativo financeiro setorial (R\$ 212 milhões), e pelos pagamentos de encargos de dívidas e debêntures (R\$ 100 milhões), e de imposto de renda e CSLL (R\$ 25 milhões);
- (ii) geração de caixa em atividades de financiamentos (R\$ 106 milhões) decorrente de captação e amortização de empréstimos, debêntures e derivativos; compensado pela;
- (iii) utilização de caixa para aquisição de intangível (R\$ 153 milhões).

O saldo de R\$ 312 milhões em 2014, que representa 10,3% do total do ativo, apresentou uma redução de 11,2% (R\$ 40 milhões), comparado a 2013, decorrente: (i) da utilização de caixa de R\$ 143 milhões nas atividades de investimentos, basicamente pela aquisição de intangível (R\$ 176 milhões) principalmente pelos investimentos em infraestrutura de distribuição; compensado parcialmente pela geração de caixa (ii) de R\$ 74 milhões oriundas das atividades operacionais, basicamente do lucro líquido ajustado (R\$ 558 milhões), compensado pela contabilização dos ativos e passivos setoriais (R\$ 266 milhões), pelo pagamento de encargos de dívidas e debêntures (R\$ 94 milhões), de imposto de renda e CSLL (R\$ 61 milhões) e processos fiscais, cíveis e trabalhistas (R\$ 40 milhões) e contas a receber aporte CDE/CCEE (R\$ 21 milhões); e (iii) de R\$ 30 milhões através das atividades de financiamentos, decorrente da captação de empréstimos, líquida das amortizações (R\$ 276 milhões), compensado parcialmente pelo pagamento de dividendos (R\$ 247 milhões).

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

O saldo de R\$ 352 milhões em 2013, que representa 13,3% do total do ativo, apresentou uma redução de 1,7% (R\$ 6 milhões), comparado a 2012, decorrente: (i) da geração de caixa de R\$ 251 milhões oriundas das atividades operacionais, basicamente do lucro líquido ajustado (R\$ 440 milhões), compensado pelo pagamento de encargos de dívidas e debêntures (R\$ 92 milhões) e de imposto de renda e CSLL (R\$ 40 milhões); (ii) da utilização de caixa de R\$ 117 milhões oriundas das atividades de financiamentos, decorrente da captação de empréstimos e debêntures, líquida das amortizações (R\$ 168 milhões) e (iii) da utilização de caixa de R\$ 139 milhões nas atividades de investimentos basicamente pela aquisição de intangível (R\$ 156 milhões) principalmente pelos investimentos em infraestrutura de distribuição.

Consumidores, concessionárias e permissionárias:

O saldo de R\$ 639 milhões em 2015, que representa 15,1% do total do ativo, apresentou um aumento de 70,9% (R\$ 265 milhões), comparado a 2014, devido basicamente ao aumento nas tarifas médias.

O saldo de R\$ 374 milhões em 2014, que representa 12,3% do total do ativo, apresentou um aumento de 9,5% (R\$ 33 milhões), comparado a 2013, devido basicamente ao aumento nas tarifas médias.

O saldo de R\$ 341 milhões em 2013, que representa 12,9% do total do ativo, apresentou uma redução de 14,5% (R\$ 58 milhões), comparado a 2012, devido basicamente a redução das vendas (faturamento do mês de Dez/2013 comparado com o mês de Dez/2012).

Ativo financeiro setorial:

O saldo de R\$ 528 milhões em 2015 (circulante e não circulante), que representa 12,5% do total do ativo, apresentou um aumento de 98,7% (R\$ 262 milhões), comparado a 2014. Durante o exercício de 2015, registramos: (i) constituição de R\$ 731 milhões, principalmente: CVA do custo de energia (R\$ 439 milhões), CVA dos encargos CDE (R\$ 138 milhões) e ESS (R\$ 61 milhões) e sobrecontratação (R\$ 68 milhões), (ii) amortização de R\$ 169 milhões, (iii) recebimentos: bandeira tarifária (R\$ 252 milhões) e aporte CDE (R\$ 78 milhões).

O saldo de R\$ 266 milhões em 2014, considerando circulante e não circulante, representa 8,7% do total do ativo. O ativo financeiro setorial passou a ser contabilizado para fins societários a partir de dezembro de 2014 (nota explicativa 3.12 e 8 das nossas demonstrações financeiras auditadas) de forma prospectiva.

Outros créditos:

O saldo de R\$ 125 milhões em 2015, que representa 3,0% do total do ativo, apresentou uma redução de R\$ 21 milhões comparado com 2014, devido principalmente contas a receber Aporte CDE/CCEE (R\$ 27 milhões).

O saldo de R\$ 146 milhões em 2014, que representa 4,8% do total do ativo, apresentou um aumento de R\$ 21 milhões comparado com 2013, devido principalmente contas a receber Aporte CDE/CCEE (R\$ 21 milhões).

O saldo de R\$ 125 milhões em 2013, que representa 4,7% do total do ativo, apresentou um aumento de R\$ 56 milhões comparado com 2012, devido principalmente: (i) contas a receber Eletrobrás – aporte CDE no montante de R\$ 32 milhões; (ii) aumento em ordens em curso R\$ 5 milhões (iii) despesas pagas antecipadamente relativa a provisão da parcela de PROINFA no valor de R\$ 8 milhões; (iv) Faturas diversas R\$ 6 milhões principalmente relativas a valores a receber de venda de ativos não circulante.

Derivativos:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

O saldo de R\$ 397 milhões em 2015 (circulante e não circulante), que representa 9,4% do total do ativo, apresentou um aumento de R\$ 319 milhões comparado com 2014, principalmente pelo aumento da dívida em moeda estrangeira e pela significativa variação cambial ocorrida no período.

O saldo de R\$ 78 milhões em 2014, que representa 2,6% do total do ativo, apresentou um aumento de R\$ 63 milhões comparado com 2013, principalmente pelo aumento da dívida em moeda estrangeira e pela significativa variação cambial ocorrida no período.

O saldo de R\$ 15 milhões em 2013, que representa 0,6% do total do ativo, apresentou uma redução de R\$ 106 milhões comparado com 2012, principalmente pela amortização dos empréstimos de moeda estrangeira em 2013.

Créditos fiscais diferidos:

Em 2015 o saldo passou a ser de débitos fiscais diferidos, registrado no passivo não circulante.

O saldo de R\$ 128 milhões em 2014 que corresponde a 4,2% do total do ativo, apresentou uma redução de R\$ 25 milhões comparado com 2013, basicamente em decorrência da realização dos créditos fiscais diferidos relacionados ao reconhecimento dos ativos financeiros setoriais no societário e dos créditos de benefício fiscal do ágio incorporado.

O saldo de R\$ 153 milhões em 2013 que corresponde a 5,8% do total do ativo, apresentou redução de R\$ 20 milhões comparado com 2012, basicamente em decorrência da realização de créditos fiscais diferidos e dos créditos de benefício fiscal do ágio incorporado.

Ativo financeiro da concessão:

O saldo de R\$ 785 milhões em 2015, que representa 18,5% do total do ativo, apresentou um aumento de R\$ 196 milhões quando comparado com 2014, devido basicamente investimentos na infraestrutura referente serviço de distribuição (R\$ 53 milhões) para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico, bem como pelo ajuste de expectativa de fluxo de caixa (R\$ 143 milhões).

O saldo de R\$ 589 milhões em 2014, que representa 19,3% do total do ativo, apresentou um aumento de R\$ 95 milhões quando comparado com 2013, devido basicamente investimentos na infraestrutura referente serviço de distribuição (R\$ 78 milhões) para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico, bem como pelo ajuste de expectativa de fluxo de caixa (R\$ 19 milhões).

O saldo de R\$ 494 milhões em 2013, que representa 18,7% do total do ativo, apresentou aumento de R\$ 99 milhões quando comparado com 2012, devido basicamente investimentos na infraestrutura referente serviço de distribuição para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico, bem como pelo ajuste de expectativa de fluxo de caixa.

Intangível:

O saldo de R\$ 898 milhões em 2015, que representa 21,2% do total do ativo, se manteve no mesmo patamar quando comparado com 2014. Apesar da (i) adição de R\$ 156 milhões em função dos investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico, foram contabilizados (ii) amortização no exercício de R\$ 94 milhões, (iii) transferência para o ativo financeiro da concessão e outros ativos de R\$ 53 milhões e (iv) baixas de R\$ 9 milhões.

O saldo de R\$ 897 milhões em 2014, que representa 29,5% do total do ativo, se manteve no mesmo patamar quando comparado com 2013. Apesar da (i) adição de R\$ 178 milhões em função dos investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

elétrico, foram contabilizados (ii) amortização no exercício de R\$ 91 milhões, (iii) transferência para o ativo financeiro da concessão e outros ativos de R\$ 78 milhões e (iv) baixas de R\$ 8 milhões.

O saldo de R\$ 897 milhões em 2013, que representa 34,0% do total do ativo, apresentou uma redução de 2,1% (R\$ 20 milhões), comparado a 2012, decorrente principalmente: (i) da amortização do exercício de R\$ 86 milhões; (ii) transferência para o ativo financeiro da concessão e outros ativos no montante de R\$ 84 milhões e R\$ 7 milhões, respectivamente; compensado (iii) pelos investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico no montante de R\$ 157 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais**Comentários sobre as variações mais relevantes do Passivo:**

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Balanco Patrimonial (em milhões de reais)							
	31/12/2015	AH%	AV%	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AV%
Circulante								
Fornecedores	646	39,0%	15,2%	465	7,4%	15,2%	433	16,4%
Encargos de dívidas	10	25,4%	0,2%	8	-2,5%	0,3%	8	0,3%
Encargos de debêntures	22	-14,6%	0,5%	25	20,6%	0,8%	21	0,8%
Empréstimos e financiamentos	505	858,5%	11,9%	53	-35,5%	1,7%	82	3,1%
Debêntures	-	-100,0%	0,0%	260	100,0%	8,5%	-	0,0%
Entidade de previdência privada	0	-99,9%	0,0%	18	8,0%	0,6%	17	0,6%
Taxas regulamentares	184	2509,7%	4,3%	7	94,1%	0,2%	4	0,1%
Impostos, taxas e contribuições	177	64,6%	4,2%	108	35,5%	3,5%	79	3,0%
Coligadas, Controladas e Controladora	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Dividendo e juros sobre capital próprio	199	100,0%	4,7%	-	-100,0%	0,0%	129	4,9%
Obrigações estimadas com pessoal	13	16,0%	0,3%	11	-6,8%	0,4%	12	0,5%
Derivativos	0	100,0%	0,0%	0	100,0%	0,0%	-	0,0%
Passivo financeiro setorial	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Uso do bem público	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Outras contas a pagar	118	12,8%	2,8%	104	2,5%	3,4%	102	3,9%
Total do circulante	1.873	76,8%	44,2%	1.059	19,5%	34,8%	886	33,6%
Não circulante								
Fornecedores	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Encargos de dívidas	14	98,7%	0,3%	7	100,5%	0,2%	4	0,1%
Encargos de Debêntures	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Empréstimos e financiamentos	1.180	36,1%	27,9%	867	85,5%	28,5%	468	17,7%
Debêntures	344	0,1%	8,1%	344	-43,0%	11,3%	603	22,9%
Entidade de previdência privada	11	-80,5%	0,3%	55	96,5%	1,8%	28	1,1%
Impostos, taxas e contribuições	-	0,0%	0,0%	-	-100,0%	0,0%	18	0,7%
Débitos fiscais diferidos	46	100,0%	1,1%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	198	-1,9%	4,7%	202	9,8%	6,6%	184	7,0%
Derivativos	4	210,5%	0,1%	1	100,0%	0,0%	-	0,0%
Passivo financeiro setorial	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-100,0%	0,0%	16	-69,0%	0,5%	50	1,9%
Uso do bem público	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Outras contas a pagar	27	79,3%	0,6%	15	7,0%	0,5%	14	0,5%
Total do não circulante	1.825	21,0%	43,1%	1.508	10,2%	49,5%	1.369	51,9%
Patrimônio líquido								
Capital social	179	14,0%	4,2%	157	56,8%	5,1%	100	3,8%
Reservas de capital	111	-5,5%	2,6%	118	-5,4%	3,9%	124	4,7%
Reserva legal	6	3,7%	0,1%	6	0,0%	0,2%	6	0,2%
Reserva estatutária-ativo financeiro da concessão	178	104,1%	4,2%	87	16,0%	2,9%	75	2,8%
Reserva de retenção de lucros para investimento	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	2	0,1%
Dividendo	68	-54,0%	1,6%	149	63,7%	4,9%	91	3,4%
Resultado abrangente acumulado	(4)	100,0%	-0,1%	(37)	100,0%	-1,2%	(14)	-0,5%
Lucros acumulados	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Total do patrimônio líquido	538	12,0%	12,7%	480	25,1%	15,8%	384	
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Total patrimônio líquido	538	12,1%	12,7%	480	24,7%	15,7%	385	14,6%
Total do passivo e patrimônio líquido	4.235	39,0%	100,0%	3.047	15,4%	100,0%	2.640	100,0%

Fornecedores:

O saldo de R\$ 646 milhões em 2015, que representa 15,2% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 39,0% (R\$ 181 milhões) comparado a 2014, decorrente basicamente do (i) aumento no custo com energia comprada (R\$ 120 milhões), (ii) encargos de serviço do sistema (R\$ 46 milhões) e (iii) materiais e serviços (R\$ 12 milhões).

O saldo de R\$ 465 milhões em 2014, que representa 15,2% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 7,4% (R\$ 32 milhões) comparado a 2013, decorrente basicamente do (i) aumento no custo com energia comprada (R\$ 52 milhões), compensado parcialmente pelas reduções em (ii) encargos de distribuição de R\$ 12 milhões e (iii) materiais e serviços (R\$ 10 milhões).

O saldo de R\$ 433 milhões em 2013, que representa 16,4% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 29,9% (R\$ 100 milhões) comparado a 2012, decorrente

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

basicamente do (i) aumento no custo com energia comprada, e (ii) compensado parcialmente pela redução de encargos de distribuição de R\$ 16 milhões.

Empréstimos, financiamentos e debêntures:

O saldo de R\$ 2.075 milhões em 2015, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 49,0% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de R\$ 511 milhões comparado com 2014, decorrente basicamente das captações de R\$ 660 milhões, atualizações cambiais de R\$ 389 milhões, compensado parcialmente pelas amortizações no exercício de R\$ 504 milhões.

O saldo de R\$ 1.565 milhões em 2014, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 51,4% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de R\$ 379 milhões comparado com 2013, decorrente basicamente das captações de R\$ 391 milhões, atualizações monetárias e cambiais de R\$ 71 milhões, compensado pelas amortizações no exercício de R\$ 83 milhões.

O saldo de R\$ 1.186 milhões em 2013, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 44,9% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de R\$ 258 milhões comparado com 2012, decorrente basicamente das amortizações no exercício, compensando pelas captações de novos recursos para investimento e capital de giro e provisão de encargos.

As principais captações de 2015, 2014 e 2013 estão divulgadas nas notas explicativas das nossas Demonstrações Financeiras.

Taxas regulamentares:

O saldo de R\$ 184 milhões em 2015 que corresponde a 4,3% do total do passivo e patrimônio líquido apresentou um aumento de R\$ 177 milhões comparado com 2014, devido basicamente (i) CDE (R\$ 109 milhões) e (ii) bandeira tarifária (R\$ 68 milhões).

Não houve variações relevantes em 2014 e 2013.

Dividendo e juros sobre o capital próprio:

O saldo de R\$ 199 milhões em 2015 que corresponde a 4,7% do total do passivo e patrimônio líquido refere-se a (i) dividendo e juros sobre o capital próprio a pagar aprovado na AGOE de abril/2015 (R\$ 149 milhões), (ii) juros sobre o capital próprio intermediário (R\$ 12 milhões) e (iii) dividendo mínimo obrigatório do exercício de 2015 (R\$ 39 milhões).

No exercício de 2014, a Companhia efetuou o pagamento de R\$ 247 milhões de juros sobre o capital próprio e dividendo referente: (i) saldo em aberto de 2012 e 2013 (R\$ 129 milhões), (ii) dividendo e juros sobre o capital próprio aprovados na AGOE de abril/2014 (R\$ 91 milhões) e (iii) dividendo intermediário de 2014 (R\$ 27 milhões).

O saldo de R\$ 129 milhões em 2013 que corresponde a 4,9% do total do passivo e patrimônio líquido refere-se a (i) dividendo (R\$ 88 milhões) e juros sobre o capital próprio (R\$ 6 milhões) intermediários apurados em junho/2012 e (ii) dividendo (R\$ 30 milhões) e juros sobre o capital próprio (R\$ 5 milhões) aprovados na AGOE de abril/2013.

Débitos fiscais diferidos:

O saldo de R\$ 46 milhões em 2015 que corresponde a 1,1% do total do passivo e patrimônio líquido, contra um saldo ativo de R\$ 128 milhões em 2014, apresentou uma variação de R\$ 174 milhões, devido (i) diferenças temporariamente indedutível (R\$ 238 milhões) em função dos

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

derivativos e do ajuste do ativo financeiro da concessão, compensado parcialmente (ii) constituição de crédito em função de prejuízo fiscal e base negativa (R\$ 70 milhões).

Capital social:

O saldo de R\$ 179 milhões em 2015, que representa 4,2% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de R\$ 22 milhões, devido (i) capitalização do adiantamento para futuro aumento de capital ("AFAC") R\$ 16 milhões, e (ii) capitalização do benefício fiscal do ágio de R\$ 6 milhões.

O saldo de R\$ 157 milhões em 2014, que representa 5,1% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de R\$ 57 milhões, devido (i) capitalização do adiantamento para futuro aumento de capital ("AFAC") R\$ 50 milhões, e (ii) capitalização do benefício fiscal do ágio de R\$ 7 milhões.

Reserva de retenção de lucros para investimento:

O saldo de R\$ 2 milhões em 2013, que representa 0,1% do total do passivo e patrimônio líquido, foi constituído em 2013. Em agosto de 2014 o montante foi realizado e compôs a base de distribuição do dividendo intermediário de 2014.

Reserva estatutária – ativo financeiro da concessão:

Refere-se ao efeito do registro, do ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão no resultado do exercício e, por se tratar de resultado cuja realização financeira se dará apenas no momento da indenização (ao final da concessão), estes montantes são retidos, amparada no artigo 194 da Lei nº 6.404/76, até a realização financeira destes montantes.

O saldo de R\$ 178 milhões em 2015, que representa 4,2% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de R\$ 91 milhões referente o ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão no exercício, líquido dos impostos.

O saldo de R\$ 87 milhões em 2014, que representa 2,9% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de R\$ 12 milhões referente o ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão no exercício, líquido dos impostos.

O saldo de R\$ 65 milhões em 2012 estava registrado como reserva de retenção de lucros para investimento. Em 2013, com a criação da reserva estatutária – ativo financeiro da concessão, o saldo de 2012 da reserva de retenção de lucros para investimento foi reclassificado para a reserva estatutária de ajustes do ativo financeiro da concessão, totalizando R\$ 75 milhões em 2013.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais**Comentários sobre as variações mais relevantes da Demonstração de Resultado:**

	Demonstração do Resultado (em milhões de reais)							
	2015	AH%	AV%	2014	AH%	AV%	2013	AV%
Receita operacional	6.832	62,6%	185,8%	4.203	18,8%	138,8%	3.538	142,6%
Fornecimento de energia elétrica	3.472	58,9%	94,4%	2.185	16,5%	72,2%	1.876	75,6%
Suprimento de energia elétrica	120	392,5%	3,3%	24	88,6%	0,8%	13	0,5%
Receita de construção de infraestrutura da concessão	187	-14,9%	5,1%	220	12,5%	7,3%	195	7,9%
Outras receitas operacionais	3.053	72,1%	83,0%	1.774	22,1%	58,6%	1.453	58,6%
Deduções da receita operacional	(3.155)	168,4%	-85,8%	(1.176)	11,2%	-38,8%	(1.058)	-42,6%
Receita operacional líquida	3.677	21,5%	100,0%	3.027	22,1%	100,0%	2.480	100,0%
Custo com energia elétrica	(2.735)	34,1%	-74,4%	(2.039)	25,8%	-67,3%	(1.621)	-65,4%
Energia comprada para revenda	(2.412)	25,5%	-65,6%	(1.922)	32,9%	-63,5%	(1.446)	-58,3%
Encargo de uso do sist transm distrib	(323)	176,1%	-8,8%	(117)	-33,1%	-3,9%	(175)	-7,1%
Despesa operacional	(639)	1,8%	-17,4%	(627)	-4,0%	-20,7%	(653)	-26,3%
Pessoal	(138)	10,1%	-3,7%	(125)	15,4%	-4,1%	(108)	-4,4%
Entidade de previdência privada	(9)	9,6%	-0,2%	(8)	-48,7%	-0,3%	(16)	-0,6%
Material	(15)	6,4%	-0,4%	(15)	26,4%	-0,5%	(11)	-0,5%
Serviço de terceiros	(98)	10,0%	-2,7%	(89)	24,8%	-3,0%	(72)	-2,9%
Depreciação/amortização	(94)	2,7%	-2,5%	(91)	5,6%	-3,0%	(86)	-3,5%
Custo de construção de infraestrutura da concessão	(187)	-14,9%	-5,1%	(220)	12,5%	-7,3%	(195)	-7,9%
Outros	(98)	23,5%	-2,7%	(79)	-51,9%	-2,6%	(164)	-6,6%
Resultado do serviço	304	-16,0%	8,3%	362	75,6%	12,0%	206	8,3%
Resultado financeiro	25	-131,9%	0,7%	(77)	7,9%	-2,6%	(72)	-2,9%
Receitas financeiras	293	182,0%	8,0%	104	-22,8%	3,4%	135	5,4%
Despesas financeiras	(268)	48,0%	-7,3%	(181)	-12,1%	-6,0%	(206)	-8,3%
Resultado antes dos tributos	328	15,5%	8,9%	284	111,8%	9,4%	134	5,4%
Contribuição social	(31)	17,8%	-0,9%	(27)	91,6%	-0,9%	(14)	-0,6%
Imposto de renda	(85)	22,0%	-2,3%	(70)	87,3%	-2,3%	(37)	-1,5%
Lucro Líquido	212	12,7%	5,8%	188	126,2%	6,2%	83	3,3%

Receita operacional líquida:

A receita operacional líquida corresponde a receita de operações com energia elétrica, outras receitas operacionais e as deduções da receita operacional (impostos e contribuições setoriais). Abaixo demonstramos quadro comparativo das receitas em 2015, 2014 e 2013.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	2015			2014			2013	
	R\$	GWh	AH %	R\$	GWh	AH %	R\$	GWh
Receita operacional								
Residencial	2.400	3.916	56,9%	1.529	4.036	14,1%	1.340	3.807
Industrial	1.150	2.089	53,6%	749	2.265	6,0%	706	2.318
Comercial	1.235	2.169	62,2%	761	2.158	16,5%	653	1.990
Rural	41	105	67,5%	25	106	15,8%	21	100
Poderes Públicos	127	229	61,4%	78	231	11,2%	71	220
Iluminação Pública	118	322	67,0%	71	322	12,1%	63	312
Serviço Público	139	289	66,4%	83	296	1,4%	82	313
(-) Transferência da receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(8)		-55,8%	(18)		-3,1%	(19)	
Fornecimento faturado	5.201	9.119	58,7%	3.278	9.414	12,3%	2.918	9.060
Consumo Próprio	-	5	0,0%	-	5	0,0%	-	5
Fornecimento Não Faturado (Líquido)	63		154,3%	25		16,7%	21	
Fornecimento de energia elétrica (*)	5.264	9.124	59,4%	3.302	9.419	12,4%	2.939	9.065
Energia Elétrica de Curto Prazo	108	564	756,3%	13	21	220,1%	4	(74)
Outras Concessionárias e Permissionárias	14	113	19,9%	12	113	30,8%	9	104
Suprimento de energia elétrica (*)	122	677	401,1%	24	134	88,6%	13	30
Receita de construção da infraestrutura de concessão	187		-14,9%	220		12,5%	195	
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre	568		114,3%	265		-6,2%	283	
(-) Transferência da receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(3)		-45,4%	(6)		-12,6%	(6)	
Ativo e passivo financeiro setorial	541		103,5%	266		100,0%	-	
Aporte CDE - baixa renda e demais subsídios tarifários	92		21,9%	75		27,0%	59	
Outras receitas e rendas	62		10,1%	56		3,2%	55	
Outras receitas operacionais (*)	1.259		91,7%	657		68,0%	391	
Total da receita operacional bruta	6.832		62,6%	4.203		18,8%	3.538	
ICMS	(1.107)		59,9%	(692)		5,3%	(657)	
PIS	(109)		74,4%	(62)		19,0%	(52)	
COFINS	(501)		74,4%	(288)		20,3%	(239)	
ISS	(0)		-9,5%	(0)		56,2%	(0)	
Reserva Global De Reversão - RGR	-		0,0%	-		-100,0%	(1)	
Conta Cons Combustível - CCC	-		0,0%	-		-100,0%	(10)	
Conta Desenv Energético - CDE	(956)		1206,7%	(73)		83,2%	(40)	
Programa de P & D e Eficiência Energética	(35)		36,5%	(26)		7,7%	(24)	
PROINFA	(34)		-2,7%	(35)		-0,9%	(35)	
Bandeiras tarifárias e outros	(409)		100,0%	-		0,0%	-	
IPI	-		0,0%	-		0,0%	-	
FUST e FUNTEL	-		0,0%	-		0,0%	-	
Taxa de fiscalização	(4)		100,0%	-		0,0%	-	
Deduções da receita operacional	(3.155)		168,4%	(1.176)		11,2%	(1.058)	
Receita operacional líquida	3.677		21,5%	3.027		22,1%	2.480	

(*) Não considera a transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor ativo.

Receita operacional líquida:**Principais variações da Receita operacional líquida de 2015, comparado com 2014:**Receita operacional bruta:

A Receita operacional bruta em 2015 foi de R\$ 6.832 milhões, representando um aumento de 62,6% (R\$ 2.629 milhões) quando comparado com 2014. Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 59,4% (R\$ 1.962 milhões) no fornecimento de energia elétrica, justificado: (i) aumento de 63,1% (R\$ 2.095 milhões) na tarifa média em função: RTE de 29,78% a partir de mar/2015, reajuste tarifário de 21,11% a partir de out/2015, e bandeiras tarifárias a partir de jan/2015; compensado parcialmente pela (ii) redução de 2,7% no volume de energia vendida (R\$ 144 milhões).
- Aumento de 401,1% (R\$ 98 milhões) no suprimento de energia, motivado principalmente pela venda na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (energia elétrica de curto prazo).
- Aumento de 91,7% (R\$ 602 milhões) em outras receitas operacionais, devido basicamente: (i) R\$ 303 milhões na receita pela disponibilidade da rede elétrica – TUSD em função dos reajustetarifários, (ii) R\$ 275 milhões na receita de ativos e passivos financeiros setorial (ver nota 8 de nossas demonstrações financeiras auditadas), e (iii) R\$ 17 milhões na receita de subvenção da baixa renda e descontos em tarifas reembolsados pelos fundos da Conta CDE (ver nota 23 de nossas demonstrações financeiras auditadas).

Deduções da receita operacional:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

As Deduções da Receita Operacional em 2015 foram de R\$ 3.155 milhões, apresentando um aumento de 168,4% (R\$ 1.979 milhões) comparado com 2014. Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de R\$ 883 milhões da Conta de Desenvolvimento Energético, devido ao novo valor da quota, estabelecido pela Aneel. Essa quota contempla: (i) quota anual da conta CDE – USO; e (ii) quota CDE – Energia, referente a parte dos aportes CDE recebidos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica no período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014, que deverá ser recolhida dos consumidores e repassada à Conta CDE em até cinco anos a partir da RTE de 2015. Adicionalmente, por meio da Resolução Homologatória nº 1.863, de 31 de março de 2015, a ANEEL estabeleceu mais uma quota destinada à amortização da Conta ACR, com recolhimento e repasse à Conta CDE por um período médio de cinco anos a partir do processo tarifário ordinário (RTP) de 2015 (vide nota 23.5 e 24 de nossas demonstrações financeiras).
- Aumento de 59,9% (R\$ 415 milhões) no ICMS, principalmente em decorrência do aumento do fornecimento faturado e TUSD;
- Aumento de 74,4% (R\$ 260 milhões) no PIS e COFINS, devido ao aumento na base de cálculo (fornecimento de energia elétrica, suprimento de energia elétrica e outras receitas operacionais).
- Em 2015, R\$ 409 milhões de bandeiras tarifárias faturada de seus consumidores a partir de janeiro de 2015 (vide nota 23 de nossas demonstrações financeiras auditadas).

Principais variações da Receita operacional líquida de 2014, comparado com 2013:

Receita operacional bruta:

A Receita operacional bruta em 2014 foi de R\$ 4.203 milhões, representando um aumento de 18,8% (R\$ 665 milhões) quando comparado com 2013. Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 12,4% (R\$ 364 milhões) no fornecimento de energia elétrica, justificado pelo: (i) aumento de 8,2% (R\$ 249 milhões) nas tarifas médias praticadas; e (ii) aumento no volume de energia vendida em 3,9% (R\$ 115 milhões).
- Aumento de 88,6% (R\$ 11 milhões) no suprimento de energia, motivado principalmente pelo aumento na venda na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.
- Aumento de 49,5% (R\$ 290 milhões) em outras receitas operacionais, devido basicamente: (i) contabilização dos ativos e passivos setoriais (vide nota 3.12 e 8 de nossas demonstrações financeiras) (R\$ 266 milhões); (ii) receita de construção de infraestrutura da concessão (R\$ 25 milhões); (iii) subvenção baixa renda e descontos tarifários ressarcidos pelos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (R\$ 16 milhões); compensado pela redução na (iv) receita pela disponibilidade da rede elétrica – TUSD (R\$ 18 milhões), principalmente pela redução no consumo.

Deduções da receita operacional:

As Deduções da Receita Operacional em 2014 foram de R\$ 1.176 milhões, apresentando um aumento de 11,2% (R\$ 118 milhões) comparado com 2013. Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 5,3% (R\$ 35 milhões) do ICMS, principalmente em decorrência do aumento do fornecimento faturado e TUSD;

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Aumento de 46,4% (R\$ 23 milhões) nos Encargos setoriais: (i) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE aumento de R\$ 33 milhões em função de alteração na quota mensal determinada pela ANEEL, e (ii) Conta de Consumo de Combustível – CCC redução de R\$ 10 milhões decorrente da regulamentação da ANEEL através da Lei nº 12.783/2013.
- Aumento de 20,0% (R\$ 59 milhões) no PIS e COFINS, devido basicamente ao aumento na base de cálculo (fornecimento de energia elétrica, suprimento de energia elétrica e outras receitas operacionais).

Principais variações da Receita operacional líquida de 2013, comparado com 2012:

Receita operacional bruta:

A Receita Operacional Bruta em 2013 foi de R\$ 3.538 milhões, representando uma redução de 13,1% (R\$ 533 milhões) quando comparado com 2012. Os principais fatores desta variação foram:

- Redução de 12,1% (R\$ 404 milhões) no fornecimento de energia, justificado pelo: (i) redução de 13,1% (R\$ 444 milhões) nas tarifas médias praticadas, decorrente principalmente dos efeitos da Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) que, a partir de 24 de janeiro de 2013, reduziu a tarifa, compensado pelo reajuste tarifário aplicado a partir de outubro de 2013; compensado pelo (ii) aumento no volume de energia vendida em 1,2% (R\$ 39 milhões).
- Redução de 62,0% (R\$ 21 milhões) no suprimento de energia, motivado principalmente pela redução na venda na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.
- Redução de 15,6% (R\$ 109 milhões) em outras receitas operacionais, devido basicamente: (i) redução de 40,6% (R\$ 192 milhões) na receita pela disponibilidade da rede elétrica – TUSD, principalmente pela variação no preço médio decorrente da desoneração tarifária (RTE), compensados com a migração de consumidores para o mercado livre; (ii) aumento de R\$ 49 milhões referente ao registro de subvenção baixa renda e descontos tarifários ressarcidos pelos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; (iii) aumento de 19,8% (R\$ 32 milhões) na receita de construção de infraestrutura da concessão.

Deduções da receita operacional:

As Deduções da Receita Operacional em 2013 foram de R\$ 1.058 milhões, apresentando uma redução de 29,9% (R\$ 450 milhões) comparado com 2012. Os principais fatores desta variação foram:

- Redução de 9,0% (R\$ 65 milhões) do ICMS, principalmente em decorrência da redução do fornecimento faturado e TUSD;
- Referente os Encargos Setoriais, como resultado de alterações nos regulamentos ANEEL na Lei nº 12.783, houve uma redução de 87,2% (R\$ 339 milhões), sendo as principais variações (i) Conta de Consumo de Combustível – CCC (redução de R\$ 192 milhões), (ii) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (redução de R\$ 121 milhões) e (iii) Reserva Global De Reversão – RGR (redução R\$ 24 milhões).
- Redução de 14,6% (R\$ 50 milhões) no PIS e COFINS, devido basicamente a redução do fornecimento e suprimento de energia elétrica e outras receitas.

Custo com energia elétrica:

Principais variações do Custo com energia elétrica de 2015, comparado com 2014:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

O Custo com energia elétrica em 2015 totalizou R\$ 2.735 milhões, representando um aumento de 34,1% (R\$ 696 milhões) comparado com 2014.

Energia comprada para revenda:

Aumento de 25,5% (R\$ 490 milhões). Desconsiderando o aporte CDE em 2014 no valor de R\$ 745 milhões, o custo reduziria 9,6% (R\$ 255 milhões) em função: (i) redução de 9,4% nos preços médios (R\$ 272 milhões), justificado pela redução no PLD compensado parcialmente pelo aumento de 110,5% no preço da energia adquirida de Itaipu em função de reajuste e da desvalorização do real em relação ao dólar, (ii) aumento de R\$ 50 milhões no crédito de PIS e COFINS, compensado parcialmente pelo (iii) aumento de 1,8% no volume de energia comprada (R\$ 49 milhões) e (iv) redução de R\$ 18 milhões no ressarcimento geradoras.

Encargos do uso do sistema de distribuição:

Aumento de 176,1% (R\$ 206 milhões) devido principalmente: (i) R\$ 199 milhões nos encargos de serviço do sistema e de energia de reserva basicamente em função da queda do PLD e dos excedentes financeiros da conta de energia de reserva - CONER, (ii) R\$ 22 milhões nos encargos de rede básica, (iii) R\$ 3 milhões nos encargos de transporte de Itaipu, compensado parcialmente pelo aumento de (iv) R\$ 21 milhões nos créditos de PIS e COFINS.

Principais variações do Custo com energia elétrica de 2014, comparado com 2013:

O Custo com energia elétrica em 2014 totalizou R\$ 2.039 milhões, representando um aumento de 25,8% (R\$ 418 milhões) comparado com 2013.

Energia comprada para revenda:

Aumento de 32,9% (R\$ 476 milhões), devido principalmente (i) ao aumento de 49,4% nos preços médios, em função do PLD devido exposição e dos reajustes de preços nos contratos bilaterais, e de (ii) aumento de 5,6% no volume de energia comprada.

Encargos do uso do Sistema de distribuição:

Redução 33,1% (R\$ 58 milhões) devido principalmente: (i) R\$ 98 milhões nos Encargos de Serviço do Sistema, líquido do excedente financeiro da Conta de Energia de Reserva - CONER e do Aporte CDE, compensado parcialmente pelo aumento de (ii) R\$ 37 milhões nos Encargos de Rede Básica devido a reajuste das transmissoras.

Principais variações do Custo com energia elétrica de 2013, comparado com 2012:

O Custo com energia elétrica em 2013 totalizou R\$ 1.621 milhões, representando uma redução de 6,0% (R\$ 104 milhões) comparado com 2012.

Energia comprada para revenda:

Aumento de 6,7% (R\$ 91 milhões), devido principalmente ao aumento nos preços médios, em função da grande exposição e variação da apuração do preço "PLD", dos reajustes de preços e da variação cambial da compra de Itaipu.

Encargos do uso do sistema de distribuição:

Redução 52,6% (R\$ 194 milhões) devido principalmente: (i) R\$ 144 milhões nos Encargos de Rede Básica devido a reajuste das transmissoras, (ii) R\$ 29 milhões nos Encargos do Serviço do Sistema – ESS, (iii) R\$16 milhões nos Encargos de Transporte Itaipu, e (iv) R\$ 5 milhões nos Encargos de Uso do Sistema de Distribuição.

Custos e despesas operacionais:

Principais variações dos Custos e despesas operacionais de 2015, comparado com 2014:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os Custos e despesas operacionais foram de R\$ 639 milhões, um aumento de 1,8% (R\$ 12 milhões) quando comparado com 2014. Esta variação deve-se principalmente a:

- Aumento de 10,1% (R\$ 13 milhões) em Pessoal decorrente dos efeitos de Acordo coletivo e do aumento no número de empregados;
- Aumento de 10,0% (R\$ 9 milhões) em Serviços de terceiros decorrente (i) R\$ 2 milhões de serviços para recuperação de inadimplência; (ii) R\$ 2 milhões de manutenção de hardware e software, máquinas e equipamentos e linhas e redes; (iii) R\$ 2 milhões de entrega de contas e cobrança de fatura, e (iv) R\$ 1 milhão leitura de medidores;
- Redução de 14,9% (R\$ 33 milhões) em Custos de construção de infraestrutura da concessão, que não afeta o resultado, devido à receita correspondente no mesmo valor;
- Aumento de 23,5% (R\$ 19 milhões) em Outras despesas, devido principalmente (i) R\$ 22 milhões de ganho na alienação e desativação de ativo não circulante ocorrida em 2014, (ii) R\$ 12 milhões na provisão para créditos de devedores duvidosos, (iii) R\$ 4 milhões de multas por indicadores que eram classificados no resultado financeiro em 2014, compensado parcialmente pelas reduções de (iv) R\$ 16 milhões em despesas legais, judiciais e indenizações, (v) R\$ 4 milhões na taxa de fiscalização da Aneel, que em 2015 está registrada em deduções da receita.

Principais variações dos Custos e despesas operacionais de 2014, comparado com 2013:

Os Custos e despesas operacionais foram de R\$ 627 milhões, uma redução de 4,0% (R\$ 26 milhões) quando comparado com 2013. Esta variação deve-se principalmente a:

- Aumento de 15,4% (R\$ 17 milhões) em Pessoal decorrente do aumento de 3,9% no número de empregados;
- Aumento de 24,8% (R\$ 17 milhões) em Serviços de terceiros decorrente (i) R\$ 6 milhões de serviços terceirizados; (ii) R\$ 3 milhões de manutenção de hardware e software; (iii) R\$ 3 milhões de leitura de medidores; (iv) R\$ 3 milhões de auditoria e consultoria;
- Aumento de 12,5% (R\$ 25 milhões) em Custos de construção de infraestrutura da concessão, decorrente dos investimentos em melhoria e expansão do sistema de distribuição;
- Redução de 51,9% (R\$ 85 milhões) em Outras despesas, principalmente pela redução em: (i) despesas legais, judiciais e indenizações no valor de R\$ 92 milhões, compensado parcialmente pela redução nos (ii) ganhos na alienação, desativação e outros de ativo não circulante no valor de R\$ 7 milhões.

Principais variações dos Custos e despesas Operacionais de 2013, comparado com 2012:

Os Custos e despesas operacionais foram de R\$ 653 milhões, um aumento de 8,7% (R\$ 52 milhões) quando comparado com 2012. Esta variação deve-se principalmente a:

- Aumento em Custos de construção de infraestrutura da concessão de 19,8% (R\$ 32 milhões), decorrente dos investimentos em melhoria e expansão do sistema de distribuição;
- Aumento de 14,2% (R\$ 20 milhões) em Outras despesas, principalmente pelo: (i) aumento em despesas legais, judiciais e indenizações no valor de R\$ 87 milhões, (ii) aumento em ganhos na alienação, desativação e outros de ativo não circulante no valor de R\$ 40 milhões

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

e (iii) redução de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa ("PDD") decorrentes, basicamente, de contas a receber de consumidores no valor de R\$ 28 milhões.

Resultado financeiro:

Principais variações do Resultado financeiro de 2015, comparado com 2014:

O Resultado financeiro líquido apresentou uma variação de R\$ 102 milhões de Despesa financeira líquida para Receita financeira líquida. Esta variação refere-se:

- Aumento nas Receitas financeiras de 182,0% (R\$ 189 milhões) devido principalmente: (i) R\$ 125 milhões de ajuste de expectativa de fluxo de caixa, (ii) R\$ 50 milhões de atualização do ativo e passivo financeiro setorial, (iii) R\$ 17 milhões de acréscimos e multas moratórias, (iv) R\$ 8 milhões de parcelamento de débitos, (v) R\$ 4 milhões na atualização de depósitos judiciais, (vi) R\$ 4 milhões na atualização de subsídios, compensado parcialmente (vii) pela redução de R\$ 6 milhões no rendimento de aplicações financeiras, e (viii) R\$ 12 milhões de PIS e COFINS sobre a receita financeira, que é registrado como redução da receita financeira;
- Aumento nas Despesas financeiras de 48,0% (R\$ 87 milhões), principalmente em função do aumento de (i) R\$ 52 milhões em encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais dos empréstimos, debêntures e derivativos, (ii) R\$ 24 milhões na variação cambial de faturas de Itaipu, (iii) R\$ 8 milhões na atualização monetária das provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas, compensado parcialmente por (iv) R\$ 3,0 milhões de multas por indicadores que eram classificados no resultado financeiro em 2014.

Principais variações do Resultado financeiro de 2014, comparado com 2013:

O Resultado financeiro líquido apresentou uma despesa líquida de R\$ 77 milhões em 2014, um aumento de 7,9% (R\$ 5 milhões) comparado com 2013. Esta variação refere-se:

- Redução nas Receitas financeiras de 22,8% (R\$ 31 milhões) principalmente em função da atualização de Depósitos Judiciais (R\$ 31 milhões);
- Redução nas Despesas financeiras de 12,1% (R\$ 25 milhões), principalmente em função da redução de (i) R\$ 43 milhões em juros e multas de tributos em função do Programa Especial de Parcelamento em 2013, (ii) R\$ 12 milhões em atualização monetária de contingências, compensado parcialmente pelo aumento de (iii) R\$ 26 milhões encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais dos empréstimos, debêntures e derivativos.

Principais variações do Resultado financeiro de 2013, comparado com 2012:

O Resultado financeiro líquido apresentou uma despesa de R\$ 72 milhões em 2013, representando um aumento na despesa de R\$ 63 milhões comparado com 2012. Esta variação decorre basicamente:

- Aumento nas Receitas financeiras de 20,2% (R\$ 23 milhões), decorrentes do (i) aumento de R\$ 39 milhões de atualização de Depósitos Judiciais compensado pela (ii) redução de R\$ 18 milhões na receita de ajuste na expectativa de fluxo de caixa dos ativos financeiros da concessão.
- Aumento nas Despesas financeiras de 70,5% (R\$ 85 milhões), principalmente em função (i) aumento R\$ 48 milhões em juros e multas de tributos principalmente em função do Programa Especial de Parcelamento e (ii) aumento R\$ 42 milhões em atualização monetária de contingências.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

10.2 Os diretores devem comentar:

a. resultados das operações do emissor, em especial:

A rentabilidade da Companhia reflete primordialmente as vendas a consumidores cativos e cobrança pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) junto a consumidores livres, cujos preços são estabelecidos pelo órgão regulador. A quantidade vendida varia principalmente em função de fatores externos, tais como: temperatura, massa salarial e atividade econômica do país.

i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita

Nossa receita operacional consiste em grande parte de fornecimento de energia elétrica para clientes cativos, bem como recebimento da tarifa referente ao uso da rede de distribuição.

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Resultados das Operações —2015 em comparação a 2014

Receitas Operacionais Líquidas

Em comparação a 2014, as receitas operacionais líquidas apresentaram aumento de 21,5% (R\$ 649 milhões), totalizando R\$ 3.677 milhões. O aumento na receita operacional refletiu principalmente o aumento do reajuste tarifário anual, bandeiras tarifárias e os efeitos da revisão tarifária extraordinária, impactando as vendas de energia elétrica para consumidores cativos e receita de TUSD de consumidores livres em nossa área de concessão. Reflete, também, o aumento de R\$ 275 milhões de ativos e passivos financeiros setoriais, totalizando R\$ 541 milhões em 2015 comparado com R\$ 266 milhões em 2014. Esta receita reflete diferenças temporárias entre os nossos custos orçados incluídos na tarifa no início do período tarifário, e os efetivamente incorridos enquanto em vigor, criando um direito contratual de receber ou pagar caixa dos consumidores através de tarifas subsequentes ou o direito /obrigação com o poder concedente sobre quaisquer valores remanescentes ao término da concessão (ver nota 8 de nossas demonstrações financeiras auditadas). Este registro reconhece o futuro aumento (ou diminuição) nas tarifas em função de custos adicionais (ou inferiores) no ano em curso, reconhecido como um item positivo (ou negativo) da receita. O aumento em 2015 foi principalmente em função da desvalorização do real, gerando futuros reajustes nas tarifas que levam em conta as despesas maiores na compra de energia da usina de Itaipu em dólares norte-americanos. Ainda está incluída na receita operacional líquida as receitas com relação à construção de infraestrutura de concessão no valor de R\$ 187 milhões, que não afeta os resultados, devido a custos correspondentes no mesmo valor.

Vendas a consumidores finais

Comparado a 2014, nossa receita operacional de vendas a Consumidores Finais aumentou 59,4% em 2015, para R\$ 5.264 milhões (77,0% da receita operacional bruta), e reflete principalmente as vendas para consumidores cativos nas áreas de concessão, e estão sujeitas a reajuste tarifário conforme abaixo:

As tarifas são ajustadas a cada ano, em percentuais específicos para cada categoria de consumidor. Os ajustes da Companhia foram: RTE de 29,78% a partir de mar/2015, reajuste tarifário de 21,11% a partir de 23 de outubro de 2015. Veja a nota explicativa 23 às nossas demonstrações financeiras auditadas. Os preços médios para Consumidores Finais em 2015 foram maiores em todas as categorias de consumidores:

10.2 - Resultado operacional e financeiro

- **Consumidores industriais.** Os preços médios aumentaram 66,5% principalmente em função dos reajustes tarifários anuais, e outros efeitos como descritos acima. O volume vendido reduziu 7,8% refletindo a desaceleração da atividade econômica, a queda do nível de confiança dos empresários na indústria, menor volume de exportações e os estoques excessivos observados na indústria nos últimos meses refletindo a desaceleração da atividade econômica, a queda do nível de confiança dos empresários na indústria, menor volume de exportações e os estoques excessivos observados na indústria nos últimos meses.
- **Consumidores residenciais e comerciais.** Queda de 3,0% e crescimento de 0,5% respectivamente. Esse desempenho reflete a piora no mercado de trabalho, com o aumento do desemprego e a diminuição da massa de renda real, além do aumento das tarifas de energia elétrica. Temperatura mais baixa e menos dias de faturamento também contribuíram negativamente para o desempenho dessas classes.

Suprimento de energia

A nossa receita operacional de vendas de suprimento de energia elétrica foi de R\$ 122 milhões em 2015 (1,8% da receita operacional bruta), apresentando um aumento de 401,1% (R\$ 98 milhões) em relação a 2014. Este aumento decorre principalmente da venda na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (R\$ 96 milhões).

Outras receitas operacionais

Comparado a 2014, nossas outras receitas operacionais brutas (que excluem a receita de TUSD de consumidores cativos e a receita de construção da infraestrutura da concessão) apresentaram aumento de 91,7% (R\$ 602 milhões), para R\$ 1.259 milhões (18,4% da nossa receita operacional bruta), principalmente devido ao (i) aumento de 114,3% (R\$ 303 milhões) na receita de TUSD pela disponibilização da rede elétrica a consumidores livres, decorrentes de reajustes, (ii) aumento de 103,5% (R\$ 275 milhões) na receita de ativos e passivos financeiros setorial, descrito acima (ver nota 8 de nossas demonstrações financeiras auditadas), (iii) aumento de 21,9% (R\$ 17 milhões) na receita decorrente do registro da subvenção da baixa renda e descontos em tarifas reembolsados pelos fundos da Conta CDE (ver nota 23 de nossas demonstrações financeiras auditadas).

Deduções das receitas operacionais

Deduzimos determinados tributos e encargos setoriais da nossa receita operacional bruta para o cálculo da receita líquida. O imposto estadual sobre valor agregado (ICMS) é calculado com base no fornecimento faturado e na receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD, o PIS e COFINS federais, são calculados com base na receita operacional bruta, e os programas de eficiência energética e de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica (encargos regulatórios) são calculados com base na receita operacional líquida, enquanto outros encargos setoriais podem variar dependendo da tarifa ou da quota determinada pela ANEEL. Estas deduções representaram 46,2% da nossa receita operacional bruta em 2015. Comparado a 2014, essas deduções aumentaram 168,4% (R\$ 1.979 milhões) atingindo R\$ 3.155 milhões em 2015, principalmente devido aos aumentos de: (i) R\$ 883 milhões das contribuições para a Conta CDE, como resultado das novas quotas definidas pela ANEEL em 2015 (ver nota 23 de nossas demonstrações financeiras auditadas); (ii) R\$ 409 milhões em bandeiras tarifárias reconhecidas a partir de janeiro de 2015, (iii) 59,9% (R\$ 415 milhões) em ICMS, como resultado do aumento em nosso fornecimento faturado e TUSD, (iv) 74,4% (R\$ 260 milhões) do PIS e COFINS, basicamente devido ao aumento em nossa receita operacional bruta (base de cálculo desses impostos).

Custo de Energia Elétrica

Energia comprada para revenda

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Comparado a 2014, nossos custos de compra de energia para revenda aumentaram 34,1% (R\$ 696 milhões), atingindo R\$ 2.735 milhões em 2015 (81,1% de nossos custos e despesas operacionais totais). Desconsiderando o reembolso de despesa registrada em 2014 de R\$ 745 milhões via Aporte CDE (ver nota explicativa 24 das demonstrações financeiras auditadas), o custo de energia elétrica comprada para revenda reduziria 9,6% (R\$ 255 milhões), basicamente em função de: (i) redução de 9,4% nos preços médios (R\$ 272 milhões), justificado pela redução no PLD compensado parcialmente pelo aumento de 110,5% no preço da energia adquirida de Itaipu em função de reajuste e da desvalorização do real em relação ao dólar, (ii) aumento de R\$ 50 milhões no crédito de PIS e COFINS, compensado parcialmente pelo (iii) aumento de 1,8% no volume de energia comprada (R\$ 49 milhões) e (iv) redução de R\$ 19 milhões no ressarcimento geradoras.

Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição

Comparado a 2014, nossos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição apresentaram aumento de 176,1% (R\$ 206 milhões) para R\$ 323 milhões em 2015, principalmente devido principalmente (i) R\$ 199 milhões nos encargos de serviço do sistema e de energia de reserva basicamente em função da queda do PLD e dos excedentes financeiros da conta de energia de reserva – CONER, (ii) R\$ 22 milhões nos encargos de rede básica, (iii) R\$ 3 milhões nos encargos de transporte de Itaipu, compensado parcialmente pelo aumento de (iv) R\$ 21 milhões nos créditos de PIS e COFINS.

Outros custos e despesas operacionais

Nossos outros custos e despesas operacionais abrangem nosso custo operacional, serviços prestados para terceiros, custos relativos a construção de infraestrutura de concessão, despesas de vendas e despesas gerais. Comparado a 2014, nossos outros custos e despesas operacionais apresentaram aumento de 1,8% (R\$ 12 milhões) para R\$ 639 milhões em 2015, devido principalmente os aumentos de: (i) R\$ 13 milhões em despesas com pessoal devido aos efeitos de acordo coletivo e do aumento de 10,2% no número de empregados; (ii) R\$ 9 milhões em serviços de terceiros sendo: R\$ 2 milhões referente serviços para recuperação de inadimplência; R\$ 2 milhões de manutenção de hardware, software, máquinas e equipamentos e linhas e redes; R\$ 2 milhões de entrega de contas e cobrança de fatura e R\$ 1 milhão referente leitura de medidores; (iii) R\$ 22 milhões na despesa em função de ganho na alienação e desativação de ativos não circulantes registrada em 2014, (iv) R\$ 12 milhões na provisão para créditos de devedores duvidosos, (v) R\$ 4 milhões de multas por indicadores que eram classificados no resultado financeiro em 2014. Esses aumentos foram parcialmente compensados pelas reduções de (i) R\$ 33 milhões nas despesas relacionadas à construção da infraestrutura da concessão, que não afeta o resultado devido à receita correspondente no mesmo valor, (ii) R\$ 16 milhões em despesas legais, judiciais e indenizações, e (iii) R\$ 4 milhões na taxa de fiscalização da Aneel, que em 2015 está registrada em deduções da receita.

Resultado do Serviço de Energia Elétrica

Comparado a 2014, nosso resultado do serviço reduziu 16,0% (R\$ 58 milhões) para R\$ 304 milhões em 2015, devido ao aumento em nossa receita operacional líquida ter sido menor que o aumento em nosso custo de energia e dos custos e despesas operacionais.

Resultado Financeiro Líquido

Nosso resultado financeiro líquido passou de uma despesa financeira líquida de R\$ 77 milhões em 2014 para uma receita financeira líquida de R\$ 25 milhões em 2015 devido principalmente a um aumento de R\$ 189 milhões em nossa receita financeira e um aumento de R\$ 87 milhões na despesa financeira.

O aumento de 182,0% (R\$ 189 milhões) nas receitas financeiras deve-se principalmente: (i) R\$ 124 milhões de ajuste de expectativa de fluxo de caixa dos ativos financeiros da concessão, (ii) R\$ 50 milhões de atualização do ativo e passivo financeiro setorial, (iii) R\$ 17 milhões de acréscimos e multas moratórias, (iv) R\$ 8 milhões de parcelamento de débitos, (v) R\$ 4

10.2 - Resultado operacional e financeiro

milhões na atualização de depósitos judiciais, (vi) R\$ 4 milhões na atualização de subsídios, compensado parcialmente (vii) pela redução de R\$ 6 milhões no rendimento de aplicações financeiras, e (viii) R\$ 11 milhões de PIS e COFINS sobre a receita financeira;

O aumento de 48,0% (R\$ 87 milhões) nas despesas financeiras deve-se principalmente: (i) R\$ 52 milhões em encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais dos empréstimos, debêntures e derivativos, (ii) R\$ 24 milhões na variação cambial de faturas de Itaipu e (iii) R\$ 8 milhões na atualização monetária das provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas.

Em 31 de dezembro de 2015, nosso endividamento em reais somou R\$ 2.075 milhões (R\$ 1.565 milhões em 2014), sobre o qual incidem juros e inflação, calculados com base em diversas taxas e índices do mercado financeiro brasileiro. Possuíamos ainda o equivalente a R\$ 1.329 milhões (R\$ 646 milhões em 2014) de endividamento em moeda estrangeira, sendo R\$ 1.104 milhões em dólares norte-americanos e R\$ 225 milhões em euro . A fim de reduzir o risco de perdas cambiais no que tange a estes endividamentos e variações nas taxas de juros, nós temos a política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (hedge) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros. A variação da taxa média de CDI teve um aumento de 13,2% em 2015, comparado a 10,5% em 2014, e a TJLP permaneceu estável em 7,0% em 2015, em comparação com 5,0% em 2014.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Nosso encargo líquido do imposto de renda e contribuição social passou de R\$ 97 milhões em 2014 para R\$ 117 milhões em 2015. A alíquota efetiva foi de 34,0% sobre o lucro antes dos tributos em 2014 e de 35,6% em 2015.

Lucro líquido

Comparado a 2014 e devido aos fatores discutidos acima, o lucro líquido apresentou um aumento de 12,7% (R\$ 24 milhões), para R\$ 212 milhões em 2015.

Resultados das Operações —2014 em comparação a 2013

Receitas Operacionais Líquidas

Em comparação a 2013, as receitas operacionais líquidas apresentaram aumento de 22,1% (R\$ 547 milhões), totalizando R\$ 3.027 milhões. O aumento na receita operacional refletiu principalmente o aumento do reajuste tarifário anual, impactando as vendas de energia elétrica para consumidores cativos e receita de TUSD de consumidores livres em nossa área de concessão. Também reconhecemos R\$ 266 milhões relacionados a ativos e passivos financeiros setoriais (vide nota 3.12 e 8 de nossas demonstrações financeiras auditadas). Ainda está incluída na receita operacional líquida as receitas com relação à construção de infraestrutura de concessão no valor de R\$ 220 milhões, que não afeta os resultados, devido a custos correspondentes no mesmo valor.

Vendas a consumidores finais

Comparado a 2013, nossa receita operacional de vendas a Consumidores Finais aumentou 12,4% em 2014, para R\$ 3.302 milhões (78,6% da receita operacional bruta), e reflete principalmente as vendas para consumidores cativos nas áreas de concessão, e estão sujeitas a reajuste tarifário conforme abaixo:

As tarifas são ajustadas a cada ano, em percentuais específicos para cada categoria de consumidor. O ajuste da Companhia ocorreu em 23 de outubro de 2014 e resultou em um reajuste médio de 19,73% nas tarifas. Veja a nota explicativa 23 às nossas demonstrações financeiras auditadas. Os preços médios para Consumidores Finais em 2014 foram maiores em todas as categorias de consumidores:

- **Consumidores industriais.** Os preços médios aumentaram 8,5% principalmente em função dos reajustes tarifários anuais. O volume vendido reduziu 2,3% devido fraco

10.2 - Resultado operacional e financeiro

desempenho da produção industrial, reflexo do menor volume de exportações, expectativas desfavoráveis dos empresários, elevados estoques e cenário nacional adverso.

- **Consumidores residenciais e comerciais.** Estas classes apresentaram expressivos aumentos na quantidade vendida no ano de 2014, 6,0% e 8,4% respectivamente. O aumento foi favorecido pelas altas temperaturas verificadas principalmente no início de 2014 e pelos efeitos acumulados da elevação do emprego e da renda, do aumento do poder de compra do consumidor e da ampliação do crédito ao consumo, verificados nos últimos anos, que favoreceram o aumento do estoque de eletrodomésticos nas residências.

Suprimento de energia

A nossa receita operacional de vendas de suprimento de energia elétrica foi de R\$ 24 milhões em 2014 (0,6% da receita operacional bruta), apresentando um aumento de 88,6% (R\$ 11 milhões) em relação a 2013. Este aumento decorre principalmente da venda na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (R\$ 9 milhões).

Outras receitas operacionais

Comparado a 2014, nossas outras receitas operacionais apresentaram aumento de 49,5% (R\$ 290 milhões) em 2014 para R\$ 876 milhões (20,9% da nossa receita operacional bruta), principalmente devido ao (i) registro dos ativos e passivos regulatórios em dezembro de 2014 (R\$ 266 milhões), (ii) aumento de 27,0% (R\$ 16 milhões) na receita decorrente do registro da subvenção da baixa renda e descontos tarifários, (iii) aumento de 12,5% (R\$ 25 milhões) na receita de construção da infraestrutura da concessão, compensado parcialmente pela (iv) redução de 6,2% (R\$ 18 milhões) na receita de TUSD pela disponibilização da rede elétrica a consumidores livres, decorrentes do reajuste tarifário anual, líquido do efeito negativo no volume vendido para os consumidores industriais, que diminuiu 2,3% em 2014 em comparação com 2013.

Deduções das receitas operacionais

Deduzimos determinados tributos e encargos setoriais da nossa receita operacional bruta para o cálculo da receita líquida. O imposto estadual sobre valor agregado (ICMS) é calculado com base no fornecimento faturado e na receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD, o PIS e COFINS federais, são calculados com base na receita operacional bruta, e os programas de eficiência energética e de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica (encargos regulatórios) são calculados com base na receita operacional líquida, enquanto outros encargos setoriais podem variar dependendo do da tarifa ou da quota determinada pela ANEEL. Estas deduções representaram 28,0% da nossa receita operacional bruta em 2014 e 29,9% em 2013. Comparado a 2013, essas deduções aumentaram 11,2% (R\$ 118 milhões) atingindo R\$ 1.176 milhões em 2014, principalmente devido: (i) a um aumento de 5,3% (R\$ 35 milhões) em ICMS, como resultado do aumento em nosso fornecimento faturado e TUSD, (ii) a um aumento de 20,0% (R\$ 58 milhões) do PIS e COFINS, basicamente devido ao aumento em nossa receita operacional bruta (base de cálculo desses impostos) e (iii) ao efeito líquido do aumento de 46,4% (R\$ 23 milhões) em encargos regulatórios, principalmente como resultado do aumento das contribuições para a Conta CDE. Ver nota explicativa 23 às nossas demonstrações financeiras auditadas.

Custo de Energia Elétrica

Energia comprada para revenda

Comparado a 2013, nossos custos de compra de energia para revenda aumentaram 32,9% (R\$ 476 milhões), atingindo R\$ 1.922 milhões em 2014 (72,1% de nossos custos operacionais totais e despesas operacionais), principalmente devido ao aumento de 49,4% no preço médio, refletindo: (i) um aumento de R\$ 545 milhões na compra no Mercado Livre (Energia de curto prazo), reflexo do aumento de 106,4% no volume de energia comprada e de 102% no preço médio; e (ii) um aumento de R\$ 502 milhões na energia comprada no Mercado Regulado, reflexo do aumento de 29,1% no preço médio e de 8,1% no volume de energia comprada. Esses aumentos foram parcialmente compensados por um aumento de R\$ 500 milhões no

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Aporte CDE (ver nota explicativa 24 das demonstrações financeiras auditadas) e um aumento de R\$ 48 milhões nos créditos de PIS e COFINS.

Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição

Comparado a 2013, nossos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição apresentaram redução de 33,1% (R\$ 58 milhões) para R\$ 117 milhões em 2014, principalmente devido a uma redução de (i) R\$ 98 milhões nos Encargos de Serviço do Sistema, líquido do excedente financeiro da Conta de Energia de Reserva - CONER e do Aporte CDE, compensado parcialmente pelo aumento de (ii) R\$ 37 milhões nos Encargos de Rede Básica devido a reajuste das transmissoras.

Outros custos e despesas operacionais

Nossos outros custos e despesas operacionais abrangem nosso custo operacional, serviços prestados para terceiros, custos relativos a construção de infraestrutura de concessão, despesas de vendas e despesas gerais. Comparado a 2013, nossos outros custos e despesas operacionais apresentaram redução de 4,0% (R\$ 26 milhões) para R\$ 627 milhões em 2014, devido principalmente aos seguintes fatores: (i) um aumento de R\$ 17 milhões em despesas com pessoal devido a um aumento de 3,9% no número de empregados; (ii) um aumento de R\$ 17 milhões em serviços de terceiros sendo R\$ 6 milhões referente serviços terceirizados; R\$ 3 milhões de manutenção de hardware e software; R\$ 3 milhões de leitura de medidores e R\$ 3 milhões de auditoria e consultoria; (iii) um aumento de R\$ 25 milhões nas despesas relacionadas à construção da infraestrutura da concessão; (iv) uma redução de R\$ 7 milhões no ganho na alienação e desativação de ativos não circulantes. Esses aumentos foram parcialmente compensados por uma redução de R\$ 92 milhões em despesas legais, judiciais e indenizações.

Resultado do Serviço de Energia Elétrica

Comparado a 2013, nosso resultado do serviço aumentou 75,6% (R\$ 156 milhões) para R\$ 362 milhões em 2014, devido a um aumento em nossa receita operacional líquida maior que o aumento em nosso custo de energia e dos custos e despesas operacionais.

Despesa Financeira Líquida

Em comparação a 2013, nossa despesa financeira líquida aumentou 7,9% (R\$ 5 milhões), passando de R\$ 72 milhões em 2013 para R\$ 77 milhões em 2014, devido principalmente a uma redução de R\$ 31 milhões em nossa receita financeira e uma redução de R\$ 25 milhões na despesa financeira.

A redução na receita financeira deve-se principalmente a redução de R\$ 31 milhões na atualização monetária dos depósitos judiciais.

Os motivos da redução nas despesas financeiras são: (i) redução de R\$ 43 milhões em juros e multas de tributos principalmente em função do Programa Especial de Parcelamento em 2013, (ii) redução de R\$ 12 milhões em atualização monetária de contingências, compensado parcialmente pelo (iii) aumento de R\$ 26 milhões em encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais dos empréstimos, debêntures e derivativos.

Em 31 de dezembro de 2014, nosso endividamento em reais somou R\$ 1.565 milhões (R\$ 1.186 milhões em 2013), sobre o qual incidem juros e inflação, calculados com base em diversas taxas e índices do mercado financeiro brasileiro. Possuíamos ainda o equivalente a R\$ 646 milhões (R\$ 203 milhões em 2013) de endividamento em dólares norte-americanos. A fim de reduzir o risco de perdas cambiais no que tange a este endividamento em dólares norte-americanos e variações nas taxas de juros, nós temos a política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (hedge) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros. A variação da taxa média de CDI teve um aumento de 10,5% em 2014, comparado a 7,8% em 2013, e a TJLP permaneceu estável em 5,0% em 2014 e 2013.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Imposto de Renda e Contribuição Social

Nosso encargo líquido do imposto de renda e contribuição social passou de R\$ 51 milhões em 2013 para R\$ 97 milhões em 2014. A alíquota efetiva foi de 34,0% sobre o lucro antes dos tributos em 2014.

Lucro líquido

Comparado a 2013 e devido aos fatores discutidos acima, o lucro líquido apresentou um aumento de 126,2% (R\$ 105 milhões), para R\$ 188 milhões em 2014.

b. variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços;

Item facultativo em função de a Companhia ser uma empresa classificada na categoria B.

c. impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro do emissor, quando relevante

Item facultativo em função de a Companhia ser uma empresa classificada na categoria B.

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

10.3 Os diretores devem comentar os efeitos os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras do emissor e em seus resultados

a. introdução ou alienação de segmento operacional

Não aplicável em razão da Companhia não ter introduzido ou alienado segmento operacional.

b. constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Não aplicável em razão de não ter havido constituição, aquisição ou alienação de participação societária no período.

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

10.4 Os diretores devem comentar:

a. mudanças significativas nas práticas contábeis

Em função da promulgação das Leis nº 11.638/07 e 11.941/09, durante o exercício de 2008, o CPC emitiu e a CVM aprovou uma série de Pronunciamentos e Interpretações contábeis que tinha por objetivo a convergência das práticas contábeis brasileiras às práticas internacionais de contabilidade International Financial Reporting Standards - ("IFRS"), emitidas pela International Accounting Standard ("IASB"). Tais pronunciamentos foram integralmente aplicados concluindo a primeira fase do processo de convergência.

Para que o processo fosse totalmente concluído, novos pronunciamentos foram emitidos ao longo de 2009 e 2010, de modo a permitir que as demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2010 fossem aplicadas em consonância com as normas internacionais.

As demonstrações financeiras de 2010 foram as primeiras demonstrações preparadas em conformidade com o IFRS. Para que o processo de harmonização de práticas contábeis fosse possível, a Companhia aplicou os CPCs 37 e 43, e o IFRS 1 adotando como data de transição 1º de janeiro de 2009 e conseqüentemente as demonstrações financeiras de 2009 foram reapresentadas com os ajustes identificados na adoção dos referidos CPCs.

2015

As demonstrações financeiras de 2015 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (IFRS), emitidas pelo IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo CPC, contemplando os efeitos de mudanças em pronunciamentos aplicáveis a partir de 2015. Estes pronunciamentos não tiveram impactos significativos em nossas demonstrações financeiras consolidadas.

2014

As demonstrações financeiras de 2014 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (IFRS), emitidas pelo IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo CPC, contemplando os efeitos de mudanças em pronunciamentos aplicáveis a partir de 2014. Estes pronunciamentos não tiveram impactos significativos em nossas demonstrações financeiras.

2013

As demonstrações financeiras de 2013 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (International Financial Reporting Standards – "IFRS"), emitidas pelo International Accounting Standard Board – IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC"), contemplando os efeitos de mudanças significativas em pronunciamentos aplicáveis a partir de 2013. O pronunciamento que teve maior impacto em nossas demonstrações financeiras esta relacionado ao plano de pensão.

Outra alteração importante está relacionada ao IAS 19/CPC 33 (R1), conforme revisado em 2011. As revisões alteram a metodologia contábil dos planos com benefícios definidos e benefícios rescisórios. A nova metodologia exige o reconhecimento de quaisquer alterações nas obrigações de benefícios definidos e no valor justo de ativos do plano e, assim, elimina a abordagem de corredor permitida nos termos da versão anterior do IAS 19. A eliminação da abordagem de corredor acelera o reconhecimento dos custos do serviço anterior. Todos os ganhos e perdas atuariais são reconhecidos imediatamente em outro resultado abrangente de forma que o ativo ou passivo líquido do plano de pensão reflita o valor integral do déficit ou

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

superávit do plano. Além disso, em vez das despesas com juros e os retornos esperados sobre os ativos do plano utilizados na versão anterior do IAS 19/CPC 33, registramos atualmente um valor de "juros líquidos" de acordo com o IAS 19, conforme revisado em 2011. De acordo com as revisões, os juros líquidos são calculados por meio da aplicação da taxa de desconto ao valor líquido do ativo ou passivo do benefício definido. As revisões do IAS 19 também introduzem determinadas alterações na apresentação do custo do benefício definido, incluindo divulgações mais amplas, como a sensibilidade a premissas atuariais significativas. Para obter informações adicionais sobre o impacto dessas alterações, favor consultar a nota explicativa 2.6 às nossas demonstrações financeiras.

b. efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Não houve alterações significativas nas práticas contábeis adotadas pela Companhia.

c. ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

No Relatório dos Auditores Independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2015, datado de 7 de março de 2016, emitido pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, não contém parágrafos de ênfases ou ressalvas.

10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras**10.6 Descrição dos diretores sobre itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor.**

a. os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items), tais como:

- i. arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos;*
- ii. carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos;*
- iii. contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços;*
- iv. contratos de construção não terminada;*
- v. contratos de recebimentos futuros de financiamento;*

Em 31 de dezembro de 2015 não há itens que não aparecem em nosso balanço patrimonial que tenham, ou possam vir a ter um efeito relevante em nossa condição financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, investimentos ou recursos de capital.

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

b. outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

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

10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

10.7 Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.6, os diretores devem comentar:

a. como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor;

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

b. natureza e o propósito da operação;

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

c. natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação.

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

10.8 - Plano de Negócios

10.8 Os diretores devem indicar e comentar os principais elementos do plano de negócios do emissor, explorando especificamente os seguintes tópicos

a. investimentos, incluindo:

i. descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos;

Em 2015, foram investidos R\$ 153 milhões (R\$ 176 milhões em 2014 e R\$ 156 milhões em 2013) na ampliação, manutenção, melhoria, automação, modernização e reforço do sistema elétrico para atendimento ao crescimento de mercado e melhoria de eficiência e qualidade, em infraestrutura operacional, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros.

ii. fontes de financiamento dos investimentos;

As principais fontes de recursos da Companhia são provenientes da geração de caixa operacional e de financiamentos. Para o biênio de 2016 e 2017, a Companhia pretende captar recursos por meio de (i) novos financiamentos junto ao BNDES, (ii) captações com instituições financeiras e (iii) emissões de debêntures.

iii. desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos;

Não aplicável em razão de não estar, em andamento, desinvestimento relevante, bem como não haver previsão de desinvestimentos futuros.

b. desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva do emissor;

Vide item 10.8.a deste Formulário de Referência,

c. novos produtos e serviços:

i. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas;

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

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

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

iii. projetos em desenvolvimento já divulgados;

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

iv. montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços.

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

10.9 - Outros fatores com influência relevante

10.9 Comentários dos diretores sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção

Não existem outros fatores que influenciam de maneira relevante o desempenho operacional da Companhia e que não foram mencionados nesta seção.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

11. Projeções

11.1 As projeções devem identificar:

a. objeto da projeção;

A Companhia divulga para o mercado projeções dos Investimentos (Capex), para os próximos cinco anos.

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

Compreende os anos de 2016 a 2020. Não existe prazo de validade definida, porem a Companhia atualiza anualmente suas projeções de investimento.

c. premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração do emissor e quais escapam ao seu controle.

Os valores projetados estão em moeda constante.

Os investimentos são destinados à expansão, manutenção e aprimoramento da nossa rede. As premissas para projeção de investimentos consideram o atendimento ao cliente, suporte ao crescimento de mercado, manutenção e melhorias no sistema elétrico, infraestrutura operacional e informática. Considera ainda investimentos em eficiência energética, P&D e projetos especiais, como Luz para Todos.

A Companhia tem a prerrogativa de decidir quando os investimentos na rede devem ser feitos, considerando premissas de crescimento, necessidade de adequação de indicadores operacionais, cronograma de execução das obras e necessidade de constituição da base de ativos, que embasará os cálculos de remuneração do capital e de depreciação regulatória em cada ciclo tarifário (base de remuneração regulatória). As premissas que fogem ao controle da empresa estão relacionadas ao comportamento de mercado - crescimento ou redução drástica do número de consumidores/consumo.

d. valores dos indicadores que são objeto da previsão, (em milhões de reais).

Capex divulgado em maio de 2017	2017e	2018e	2019e	2020e	2021e
Ativos elétricos da Distribuição	210	222	198	206	201
Ativos não elétricos	39	42	39	37	37
Total	249	264	237	243	238

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

11.2 Na hipótese de o emissor ter divulgado, durante os 3 últimos exercícios sociais, projeções sobre a evolução de seus indicadores:

a. informar quais estão sendo substituídas por novas projeções incluídas no formulário e quais delas estão sendo repetidas no formulário;

A Companhia revisa anualmente suas projeções de investimento considerando alterações em cronogramas de obras, projeções de aumento de demanda, necessidades de expansão e reforço das redes de distribuição.

b. quanto às projeções relativas a períodos já transcorridos, comparar os dados projetados com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando com clareza as razões que levaram a desvios nas projeções;

	2016
Investimentos – Ativos Elétricos de Distribuição e Ativos não Elétricos	
Realizado – R\$ milhões	172
Previsto – R\$ milhões	193
Desvio em %	(10,9%)

O desvio de -10,9% (-R\$ 21 milhões) refere-se basicamente a revisão das projeções de crescimento da demanda e intensificação em manutenção e melhoramento do sistema elétrico.

c. quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data de entrega do formulário e, quando for o caso, explicar por que elas foram abandonadas ou substituídas.

Foram atualizadas as projeções para o período 2017-2020 e adicionada a projeção para o ano de 2021. Porém, até a data de aprovação deste Formulário, esses investimentos planejados ainda não haviam sido aprovados pelo nosso Conselho de Administração da CPFL Energia e estão sujeitos a alteração.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

12. Assembleia geral e administração

12.1 Descrever a estrutura administrativa do emissor, conforme estabelecido no seu estatuto social e regimento interno, identificando:

a. atribuições de cada órgão e comitê, identificando se possuem regimento interno próprio

A Companhia é administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria Executiva, que são compostos e funcionam em conformidade com o Estatuto Social.

a.1. Conselho de Administração

O Conselho de Administração da Companhia é um órgão colegiado, eleito pela Assembleia Geral, que será composto de no mínimo três membros e no máximo sete membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de um ano, sendo permitida a reeleição. Atualmente, o Conselho de Administração da Companhia é composto por três membros.

O Conselho de Administração é o fórum central de decisões da Companhia e é responsável por determinar as diretrizes estratégicas globais. Suas competências e atribuições estão dispostas tanto na Lei nº 6.404/1976, como no Art. 18 e respectivas alíneas do Estatuto Social da Companhia, destacando-se, dentre elas, o estabelecimento das políticas gerais de negócios, a eleição da Diretoria e supervisão do exercício de suas funções, a manifestação sobre o Relatório da Administração e as contas da Diretoria, a aprovação da contratação de instituição depositária para prestação de serviços de ações escriturais, a deliberação sobre aquisição, alienação ou oneração de ativos fixos, a autorização para celebração de contratos de qualquer natureza, contratos com acionistas e com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, a seleção e/ou destituição dos auditores externos da Companhia, a constituição de garantias em negócios relacionados aos interesses da Companhia, a deliberação sobre a criação de Comitês de assessoramento, a aprovação de alteração em contratos de concessão firmados pela Companhia.

O Estatuto Social da Companhia, e o Regimento Interno do Conselho de Administração, estão disponíveis na sede da Companhia, em seu website (www.cpfl.com.br/institucional/governanca) e, ainda, no website de Relações com Investidores (www.cpfl.com.br/ri).

a.2. Diretoria

A Diretoria Executiva da Companhia é responsável pela administração cotidiana de suas operações. Nos termos do Estatuto Social, é composta por até seis membros, sendo um Diretor Presidente, um Diretor de Assuntos Regulatórios, um Diretor Financeiro, que acumulará as funções de Diretor de Relações com Investidores, um Diretor de Gestão de Energia, um Diretor de Distribuição e um Diretor Administrativo, eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição.

As atribuições da Diretoria Executiva estão previstas nos Arts. 19, 23 e 26 do Estatuto Social da Companhia, sendo sua responsabilidade, dentre outras atribuições, submeter à aprovação do Conselho (i) as políticas e estratégias da Companhia, (ii) a proposta de aumento de capital e reforma do Estatuto Social, (iii) o plano quinquenal, bem como suas revisões anuais e o orçamento anual, e (iv) determinadas operações referentes à aquisição, alienação ou oneração de ativos fixos, (v) constituição de garantias aos negócios de interesse da Companhia e, ainda, (vi) celebração de contratos com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

a.3. Comitês e Comissões

A Companhia por regras de Governança Corporativa, deve ter suas matérias submetidas ao Conselho de Administração e deve ser apreciadas pelo Conselho de Administração da controladora CPFL Energia e conseqüentemente por seus comitês e comissões.

b. data de instalação do conselho fiscal, se este não for permanente, e de criação dos comitês;

Item facultativo em função da Companhia ser uma empresa classificada como categoria B.

c. mecanismos de avaliação de desempenho de cada órgão ou comitê e de seus membros, identificando o método utilizado;

Item facultativo em função da Companhia ser uma empresa classificada como categoria B.

d. em relação aos membros da diretoria, suas atribuições e poderes individuais;

As atribuições individuais dos membros da Diretoria Executiva estão previstas nas alíneas "a", "b", "c", "d", "e" e "f" do parágrafo único do Art. 19 do Estatuto Social da Companhia.

Compete ao Diretor Presidente, dirigir todos os negócios e a administração geral da Companhia e exercer as demais atribuições que lhe forem conferidas pelo Estatuto Social, pelo Conselho de Administração. Tem ainda competência privativa para (i) convocar e presidir as reuniões da Diretoria; (ii) conceder licença aos membros da Diretoria e indicar-lhes substitutos; (iii) coordenar e orientar os trabalhos dos demais diretores; (iv) propor ao Conselho de Administração as áreas de atuação de cada Diretor; (v) tomar decisões de caráter de urgência de competência da Diretoria, "ad referendum" desta; (vi) representar a Companhia em Assembleias gerais de acionistas ou indicar um Diretor ou um procurador para representá-lo; (vii) receber citação inicial e representar a Companhia em Juízo ou fora dele, ou indicar um Diretor para fazê-lo; e (viii) dirigir e liderar o desenvolvimento da estratégia corporativa da Companhia, coordenando os processos de planejamento empresarial, bem como avaliar o potencial, planejar o desenvolvimento de novos negócios de distribuição de energia elétrica e atividades correlatas ou complementares. (Art. 19, alínea "a").

Ao Diretor de Assuntos Regulatórios, compete dirigir e liderar a gestão regulatória, incluindo o acompanhamento das atualizações de regulamentação do setor elétrico (Art. 19, alínea "b").

O Diretor Financeiro tem por atribuições dirigir e liderar a administração e gestão das atividades financeiras da Companhia, incluindo a análise de investimentos e definição dos limites de exposição a risco, propositura e contratação de empréstimos e financiamentos, operações de tesouraria, planejamento e controle financeiro e tributário, e a gestão das atividades inerentes à Contabilidade da Companhia; competindo-lhe, ainda, desempenhar as funções de representante da Companhia em suas relações com investidores e o mercado de capitais (Art. 19, alínea "c").

Cabe ao Diretor de Gestão de Energia, dirigir as operações de comercialização de energia da Companhia, planejando e realizando as atividades de compra e venda de energia, com observância de adequada gestão de risco; planejar e executar o atendimento comercial, bem como o desenvolvimento e a oferta de serviços de valor agregado para grandes clientes (Art. 19, alínea "d").

O Diretor de Distribuição, tem por funções dirigir o negócio de distribuição de energia elétrica, aprovar a elaboração e aplicação das políticas e procedimentos de atendimento técnico e comercial aos consumidores, responder pelo planejamento, operação e manutenção do sistema elétrico, engenharia e gestão de ativos da Companhia, observados os padrões adequados de rentabilidade empresarial e os padrões de qualidade definidos pelo Poder Concedente; competindo-lhe, ainda, propor e gerir os investimentos relacionados com o negócio de distribuição de energia (Art. 19, alínea "e").

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Ao Diretor Administrativo, compete dirigir e liderar as atividades de tecnologia da informação, suprimentos, infraestrutura e logística administrativa da Companhia; gerir os processos e sistemas de gestão organizacional, propor e/ou disseminar as normas internas; compete-lhe, ainda, propor, examinar, avaliar, planejar e implantar novos projetos e investimentos pertinentes às referidas atividades, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia (Art. 19, alínea "f").

12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			
Roberto Sartori	16/01/1978	Pertence apenas à Diretoria	04/05/2017	2 anos - Até a data da 1º RCA que se realizar posteriormente a AGO do exercício de 2019	2
916.517.430-53	Engenheiro	19 - Outros Diretores Diretor de Gestão de Energia	04/05/2017	Não	0.00%
Thiago Freire Guth	11/03/1978	Pertence apenas à Diretoria	04/05/2017	2 anos – até a data da 1ª RCA que se realizar posteriormente à AGO do exercício social de 2019	2
694.710.021-68	Engenheiro Eletricista	19 - Outros Diretores Diretor de Distribuição	04/05/2017	Não	0.00%
Carlos Zamboni Neto	09/07/1965	Pertence apenas à Diretoria	04/05/2017	2 anos – até a data da 1ª RCA que se realizar posteriormente à AGO do exercício social de 2019	2
081.496.848-16	Engenheiro Eletricista	10 - Diretor Presidente / Superintendente	04/05/2017	Não	0.00%
Wagner Luiz Schneider de Freitas	07/03/1973	Pertence apenas à Diretoria	04/05/2017	2 anos – até a data da 1ª RCA que se realizar posteriormente à AGO do exercício social de 2019	2
024.833.017-97	Engenheiro Metalúrgico e de Materiais	19 - Outros Diretores Diretor de Administração	04/05/2017	Não	0.00%
Luis Henrique Ferreira Pinto	26/03/1961	Pertence apenas ao Conselho de Administração	28/04/2016	1 ano – até AGO que se realizar em 2017	2
029.352.408-47	Engenheiro Eletricista	20 - Presidente do Conselho de Administração	28/04/2016	Sim	100.00%
Ubirajuí José Pereira	30/10/1962	Pertence apenas ao Conselho de Administração	28/04/2016	1 ano – até AGO que se realizar em 2017	8
045.527.538-60	Técnico em Eletrotécnica	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	28/04/2016	Não	100.00%

12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			

Gustavo Estrella	11/03/1974	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	28/04/2016	1 ano – até AGO que se realizar em 2017	5
037.234.097-09	Administrador de Empresas	35 - Conselheiro(Efetivo) e Dir. Rel. Invest.	28/04/2016	Sim	66.66%

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores - Eleição em: 04/05/2017 - Posse: 04/05/2017 - Mandato: 2 anos, até a data da 1ª RCA que se realizar posteriormente à AGO do exercício social de 2019. Número de Mandatos Consecutivos: 4.

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência

Roberto Sartori - 916.517.430-53

Graduado em Engenharia Elétrica pela Unijui/RS, tendo cursado pós-graduação em Planejamento de Sistema de Distribuição pela Universidade Mackenzie, Engenharia de Segurança do Trabalho pela UPF/RS e MBA em Gestão Financeira pela Fundação Getúlio Vargas (FGV). Na Rede Centro da RGE, foi Gerente de Serviços Técnicos entre 2001 a 2006, Gerente de Serviços entre 2006 e 2008 e Gerente de Segurança do Trabalho em 2014. Pela Rede Leste da RGE, atuou como Gerente de Serviços entre 2009 e 2015. Ocupou interinamente a presidência da RGE entre 2015 e 2016 e assumiu o cargo de Diretor de Gestão de Energia das empresas CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE e das demais subsidiárias de distribuição de energia do Grupo CPFL em 2016.

Nos últimos cinco anos o Sr. Roberto Sartori não esteve sujeito a nenhum efeito de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Thiago Freire Guth - 694.710.021-68

Formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá. Possui mestrado em Engenharia Elétrica com ênfase em automação do sistema elétrico pela UFS, pós-graduação em gerenciamento de projetos pelo INPG e certificação pelo Project Management Institute (PMI). Ao longo de sua carreira, trabalhou nas empresas Hewlett Packard, Embraer e Energisa onde adquiriu prévia experiência no setor Elétrico. Ingressou na CPFL em 2012 à frente da Gerência de Gestão Operacional e posteriormente Gerência de Operações onde promoveu a implantação da gestão de processos para otimização das atividades e adequação ao novo modelo de operação por dados. Atualmente é Diretor de Distribuição das empresas CPFL Piratininga, CPFL Paulista, RGE e demais subsidiárias de distribuição do grupo CPFL Energia.

Nos últimos cinco anos o Sr. Thiago Freire Guth não esteve sujeito a nenhum efeito de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Carlos Zamboni Neto - 081.496.848-16

Formado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (USP). Possui MBA em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas - FGV, e participação nos cursos de Formação de Líderes pelo IBMEC e Desenvolvimento de Executivos pela Fundação Dom Cabral. Na Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), desde 1988, exerceu diversos cargos, como: Engenheiro de Planejamento da Expansão da Transmissão, Engenheiro Líder e Gerente Regional. Em 2011, assumiu a Presidência das empresas CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Leste Paulista, CPFL Mococa e CPFL Sul Paulista. Atualmente é Diretor Presidente da CPFL Piratininga e CPFL Paulista. Nos últimos cinco anos o Sr. Carlos Zamboni Neto não esteve sujeito a nenhum efeito de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Wagner Luiz Schneider de Freitas - 024.833.017-97

Graduado em Engenharia Metalúrgica e de Materiais pelo Instituto Militar de Engenharia - IME/RJ em 1994, com especializações em Engenharia de Materiais pela Universidade Federal do Paraná - UFPR/PR em 1996, em Logística pelo Instituto de Logística da Aeronáutica - ILA/SP em 1997, e mestrado em Engenharia Mecânica e Aeronáutica, Gestão Industrial e Desenvolvimento Estratégico pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica - ITA/SP em 2003. Atuou como Engenheiro de Qualidade pela Volkswagen/Audi de 1998 a 2000. Atuou como Engenheiro de Qualidade na Embracer de 2000 a 2003 em São José dos Campos – SP e posteriormente como Gerente de Operações e Qualidade em Fort Lauderdale - Flórida/EUA de 2003 a 2005, e como Gerente Sênior em São José dos Campos/SP de 2005 a 2008. Foi Consultor pela McKinsey & Company de 2008 a 2010. Atuou como Diretor de Operações do Grupo Positivo de 2010 a 2012 e como Diretor de Pesquisa e Desenvolvimento da Whirlpool - Embraco. Atualmente é Diretor Administrativo da CPFL Piratininga, da CPFL Paulista, da RGE, da CPFL Geração, e das demais subsidiárias da CPFL Energia. Foi eleito Diretor Vice-Presidente de Planejamento e Gestão Empresarial da CPFL Energia em 2015. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Sr. Wagner Luiz Schneider de Freitas não esteve sujeito a nenhum efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Luis Henrique Ferreira Pinto - 029.352.408-47

Formado em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Engenharia de Barretos em 1985. cursou pós-graduação em Engenharia do Sistema Elétrico de Potência pela Escola Federal de Itajubá (EFEI) em 1990, e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) em 2001 (não defendeu tese); e duas especializações, dentre as quais MBA em Gestão Empresarial (2004) e MBA em Gestão Financeira, Controladoria e Auditoria (2011), na Fundação Getúlio Vargas - FGV. Na Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), exerceu diversos cargos, como: Engenheiro de Planejamento da Operação (1986 a 2000); Gerente da Divisão de Serviços da Transmissão da CPFL (2000 a 2001); Gerente da Divisão de Planejamento do Sistema Elétrico da CPFL (2001 a 2002); Gerente do Departamento de Controle Operacional da CPFL Piratininga e CPFL Paulista (2002 a 2006); Diretor de Operações da RGE (2006 a 2009); e Diretor Executivo da RGE (2009 a 2011). Foi representante da CPFL no Grupo Coordenador da Operação Interligada do Sistema Elétrico Sul/Sudeste do Brasil - GCOI/GTPO/ELETOBRAS (1986 a 1996); Representante das Distribuidoras Piratininga, Paulista e RGE no grupo de trabalho para Oferta de Ações da CPFL Energia, na Bolsa de Valores de São Paulo e de Nova Iorque (Initial Public Offering – IPO) (2006); Coordenador do Grupo de Perdas Técnicas na Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE) (2005 a 2006); Professor do Curso de Perdas Técnicas no Setor Elétrico da Fundação COGI (2005 a 2006). Foi também Diretor Presidente da RGE (de junho de 2011 a abril 2013). Foi Diretor Presidente da CPFL Piratininga e CPFL Paulista de 2013 a 2015. Em 2015, foi eleito o Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas da CPFL Energia.

Nos últimos 5 (cinco) anos, o Sr. Luis Henrique Ferreira Pinto não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Ubirajú José Pereira - 045.527.538-60

Formado em Gestão Empresarial na Universidade Unimonte em Santos – SP, formado pelo IBGC – Instituto Brasileiro de Governança Corporativa em Conselheiro de Administração, Técnico em Eletrotécnica formado pela Escola Técnica Aristoteles Ferreira - Santos - SP. Profissionalmente ingressou em 06 de agosto de 1.981 na Eletropaulo, atualmente CPFL - Piratininga, onde atuou nas áreas comercial e técnica, por último exercia o cargo de Técnico Líder de Recuperação de Energia na Baixada Santista - SP. Foi eleito em 17 de abril de 2009, como representante dos empregados no Conselho de Administração da Companhia Piratininga de Força e Luz e também Representante dos Empregados na SA 8000.

Nos últimos 5 (cinco) anos, o Sr. Ubirajú José Pereira não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Gustavo Estrella - 037.234.097-09

Graduado em Administração de Empresas pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro – UERJ. Pós graduado (MBA) em Finanças pela IBMEC-RJ. Trabalhou no Grupo Lafarge e nas empresas Light e Brasil Telecom. 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 e de Relações com Investidores da CPFL Piratininga, CPFL Paulista, CPFL Geração, RGE e Diretor Financeiro das demais subsidiárias do grupo CPFL Energia. É também Vice-Presidente do Conselho de Administração da CPFL Piratininga, CPFL Paulista, RGE, CPFL Geração e Paulista Lajeado e membro do Conselho de Administração da CPFL Renováveis e Sul Geradora.

Nos últimos 5 (cinco) anos, o Sr. Gustavo Estrella não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

12.7/8 - Composição dos comitês

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

As informações solicitadas neste item sobre os membros dos comitês de Processo de Gestão e Riscos, Gestão de Pessoas e de Parte Relacionadas constam no formulário de referência da nossa controladora CPFL Energia, mas que também assessoram a Companhia.

12.13 - Outras informações relevantes**12.13 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.****Informações complementares relacionadas ao item 12.5:**

A Assembleia Geral Ordinária realizada em 04 de abril de 2017 decidiu postergar a eleição dos membros do Conselho de Administração da Companhia até a disponibilização do nome do membro indicado para o cargo de Conselheiro Representante dos Empregados, cuja eleição será realizada em 19 de maio de 2017.

Informações complementares relacionadas ao item 12.6:

Em complemento as informações divulgadas no item 12.6, demonstramos abaixo o percentual de participação nas reuniões realizadas pelo Conselho de Administração:

Conselho de Administração		
Membro	Total de reuniões realizadas pelo respectivo órgão desde a posse do membro	% de participação do membro nas reuniões realizadas após a posse
Luis Henrique Ferreira Pinto	3	100%
Gustavo Estrella	3	66,66%
Ubirajuí José Pereira	3	100%

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal**Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2016 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	3,00	6,00		9,00
Nº de membros remunerados	1,00	6,00		7,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	59.000,00	790.000,00		849.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	77.000,00		77.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	12.000,00	213.000,00		225.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS e FGTS		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	554.000,00		554.000,00
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	227.000,00		227.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP.		
Pós-emprego	0,00	70.000,00		70.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 03/2012.	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 03/2012.		
Total da remuneração	71.000,00	1.931.000,00		2.002.000,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2015 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	3,00	5,67		8,67
Nº de membros remunerados	1,00	5,67		6,67
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	56.000,00	748.000,00		804.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	2.000,00		2.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	11.000,00	639.000,00		650.000,00

Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS e FGTS		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	490.000,00		490.000,00
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	-148.000,00		-148.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP. Contempla a reversão de provisão do ILP.		
Pós-emprego	0,00	39.000,00		39.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 03/2012.	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 03/2012.		
Total da remuneração	67.000,00	1.770.000,00		1.837.000,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2014 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	3,00	6,00		9,00
Nº de membros remunerados	1,00	6,00		7,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	51.000,00	622.000,00		673.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	4.000,00		4.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	10.000,00	956.000,00		966.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS e FGTS		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	374.000,00		374.000,00
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	214.000,00		214.000,00

Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP		
Pós-emprego	0,00	42.000,00		42.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 03/2012	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 03/2012		
Total da remuneração	61.000,00	2.212.000,00		2.273.000,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2013 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	2,92	6,00		8,92
Nº de membros remunerados	0,92	6,00		6,92
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	46.000,00	596.000,00		642.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	2.000,00		2.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	9.000,00	1.075.000,00		1.084.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS e FGTS		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	260.000,00		260.000,00
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	-367.000,00		-367.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP. Contempla a reversão de provisão do ILP.		
Pós-emprego	0,00	48.000,00		48.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00

Observação	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 03/2012.	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 03/2012.		
Total da remuneração	55.000,00	1.614.000,00		1.669.000,00

13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal**Valores anuais**

Nº de membros
Nº de membros remunerados
Valor da maior remuneração(Reais)
Valor da menor remuneração(Reais)
Valor médio da remuneração(Reais)

Observação

13.13 - Percentual na remuneração total devido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores

13.13 Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar o percentual da remuneração total de cada órgão reconhecida no resultado do emissor referente a membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores, diretos ou indiretos, conforme definido pelas regras contábeis que tratam desse assunto.

EXERCÍCIO DE 2013			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	0%	0%	69%

EXERCÍCIO DE 2014			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	0%	0%	69%

EXERCÍCIO DE 2015			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	0%	0%	69%

13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor

13.15 Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar os 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, especificando a que título tais valores foram atribuídos a tais indivíduos

EXERCÍCIO DE 2013 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

⁽¹⁾ Remuneração a título de honorário. No valor estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

EXERCÍCIO DE 2013 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	2.028	2.028

EXERCÍCIO DE 2014 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

⁽¹⁾ Remuneração a título de honorário. No valor estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor

EXERCÍCIO DE 2014 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	107	-	2.502	2.609

EXERCÍCIO DE 2015 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

⁽¹⁾ Remuneração a título de honorário. No valor estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

EXERCÍCIO DE 2015 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	2.529	2.529

13.16 - Outras informações relevantes**13.16 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes**

O número de membros do Conselho de Administração e Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular/CVM/SEP/ nº003/2012, conforme detalhado nas planilhas abaixo em cada exercício social:

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015			
Mês	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Janeiro	3	0	6
Fevereiro	3	0	6
Março	3	0	6
Abril	3	0	6
Maio	3	0	4
Junho	3	0	4
Julho	3	0	6
Agosto	3	0	6
Setembro	3	0	6
Outubro	3	0	6
Novembro	3	0	6
Dezembro	3	0	6

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014			
Mês	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Janeiro	3	0	4
Fevereiro	3	0	4
Março	3	0	4
Abril	3	0	4
Maio	3	0	4
Junho	3	0	4
Julho	3	0	4
Agosto	3	0	4
Setembro	3	0	4
Outubro	3	0	4
Novembro	3	0	4
Dezembro	3	0	4

13.16 - Outras informações relevantes

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013			
Mês	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Janeiro	3	0	4
Fevereiro	3	0	4
Março	3	0	4
Abril	3	0	4
Maiο	3	0	4
Junho	3	0	4
Julho	3	0	4
Agosto	3	0	4
Setembro	3	0	4
Outubro	3	0	4
Novembro	3	0	4
Dezembro	3	0	4

14.5 - Outras informações relevantes

14.5 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Todas as informações pertinentes ao item Recursos Humanos já foram divulgadas no Formulário de Referência da nossa controladora CPFL Energia.

15.1 / 15.2 - Posição acionária

Acionista						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ		
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
Detalhamento por classes de ações (Unidades)						
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
CPFL ENERGIA S.A.						
02.429.144/0001-93	BRASILEIRA-SP	Não	Sim	28/04/2015		
Não						
29.564.002.609	100,000000%	23.532.767.571	100,000000%	53.096.770.180	100,000000%	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000%				
OUTROS						
0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%	
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%	
TOTAL						
29.564.002.609	100,000000%	23.532.767.571	100,000000%	53.096.770.180	100,000000%	

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
CPFL ENERGIA S.A.				02.429.144/0001-93		
ESC Energia S.A.						
15.146.011/0001-51	Brasileira-SP	Não	Sim	23/01/2017		
Não						
234.086.204	23,000000	0	0,000000	234.086.204	23,000000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
461.749.929	45,360000	0	0,000000	461.749.929	45,360000	
State Grid Brazil Power Participações S.A						
26.002.119/0001-97	Brasileira-SP	Não	Sim	23/01/2017		
Não						
322.078.613	31,640000	0	0,000000	322.078.613	31,640000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
TOTAL						
1.017.914.746	100,000000	0	0,000000	1.017.914.746	100,000000	

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
ESC Energia S.A.				15.146.011/0001-51	
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
State Grid Brazil Power Participações S.A					
26.002.119/0001-97	Brasileira-SP	Não	Sim	23/01/2017	
Não					
1.042.392.615	100,000000	0	0,000000	1.042.392.615	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
1.042.392.615	100,000000	0	0,000000	1.042.392.615	100,000000

15.3 - Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	28/04/2016
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	0
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	1
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	0

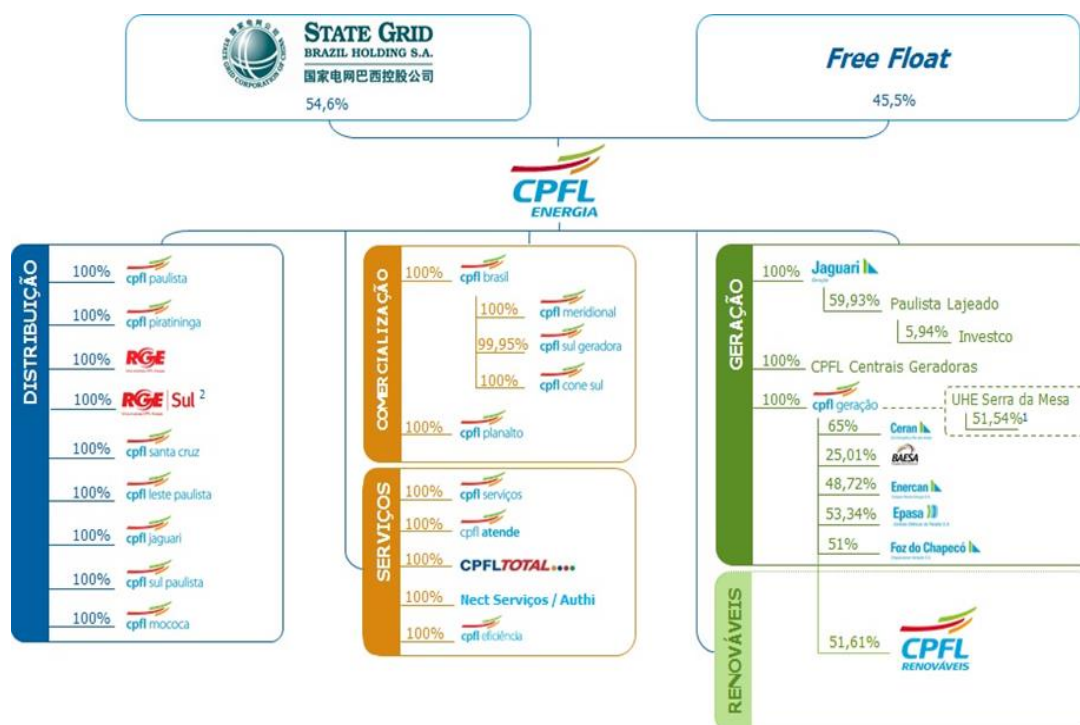
Ações em Circulação

Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantdas em tesouraria

Quantidade ordinárias (Unidades)	0	0,000000%
Quantidade preferenciais (Unidades)	0	0,000000%
Total	0	0,000000%

15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

15.4 Inserir organograma dos acionistas do emissor e do grupo econômico em que se insere, indicando:



Data base: 23/01/2017

Notas:

- (1) Parcela de 51,54% da disponibilidade da potência e de energia da UHE Serra da Mesa, nos termos do Contrato de Compra de Energia entre a CPFL Geração e Furnas;
- (2) CPFL Energia detém participação indireta na RGE Sul, por meio da CPFL Jaguariúna.

a. todos os controladores diretos e indiretos e, caso o emissor deseje, os acionistas com participação igual ou superior a 5% de uma classe ou espécie de ações;

A CPFL Energia é a controladora da Companhia, que possui como acionista controlador direto a empresa State Grid Brazil Power Participações Ltda ("SGBP"), companhia controlada pela State Grid Corporate of China ("SGCC"). A SGCC é uma companhia de propriedade estatal do governo da República Popular da China, fundada em 2002.

Mais informações sobre a composição acionária da Companhia, bem como a indicação dos controladores diretos e indiretos, estão informados nos itens 15.1 e 15.2 deste Formulário de Referência.

b. principais controladas e coligadas do emissor;

A Companhia não possui controladas e ou coligadas.

c. participações do emissor em sociedades do grupo;

15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

A Companhia não possui participação em outras empresas.

d. participações de sociedades do grupo no emissor;

A participação dos acionistas no patrimônio da Companhia em 31 de março de 2016 e 31 de dezembro de 2015 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações			
	Ordinárias	Preferenciais	Total	%
CPFL Energia S/A	29.564.002.609	23.532.767.571	53.096.770.180	100,00
Total	29.564.002.609	23.532.767.571	53.096.770.180	100,00

e. principais sociedades sob controle comum.

Apresentamos abaixo sociedades sob controle comum, controladas da CPFL Energia, por segmento de atuação, em 31 de dezembro de 2015:

Distribuidoras

- ✓ Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL Paulista
- ✓ Rio Grande Energia S.A. – RGE
- ✓ Companhia Luz e Força Santa Cruz – CPFL Santa Cruz
- ✓ Companhia Leste Paulista de Energia – CPFL Leste Paulista
- ✓ Companhia Jaguari de Energia – CPFL Jaguari
- ✓ Companhia Sul Paulista de Energia – CPFL Sul Paulista
- ✓ Companhia Luz e Força de Mococa – CPFL Mococa
- ✓ RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. – RGE Sul (adquirida em 31 de outubro de 2016)

Geradoras

- ✓ CPFL Geração de Energia S.A. – CPFL Geração
- ✓ Paulista Lajeado Energia S.A. – Paulista Lajeado
- ✓ Companhia Energética Rio das Antas – CERAN
- ✓ Energética Barra Grande S.A. – BAESA (controlada em conjunto)
- ✓ Campos Novos Energia S.A. – ENERCAN (controlada em conjunto)
- ✓ Foz do Chapecó Energia S.A. (controlada em conjunto)
- ✓ Centrais Elétricas da Paraíba S.A. – EPASA (controlada em conjunto)
- ✓ CPFL Energias Renováveis S.A. – CPFL Renováveis (subsidiárias da CPFL Renováveis podem ser verificadas em seu Formulário de Referência)
- ✓ CPFL Centrais Geradoras Ltda. – CPFL Centrais Geradoras

15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

Comercializadoras

- ✓ CPFL Comercialização Brasil S.A. – CPFL Brasil
- ✓ Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. – CPFL Meridional
- ✓ CPFL Comercialização Cone Sul S.A. – CPFL Cone Sul
- ✓ CPFL Planalto Ltda. – CPFL Planalto
- ✓ CPFL Brasil Varejista S.A. – CPFL Brasil Varejista

Serviços

- ✓ CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. – CPFL Serviços
- ✓ CPFL Atende Centro de Contratos e Atendimento Ltda. – CPFL Atende
- ✓ NECT Serviços Administrativos Ltda. – Nect
- ✓ CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. – CPFL Total
- ✓ CPFL Eficiência Energética S.A. – CPFL ESCO
- ✓ TI Nect Serviços de Informática Ltda. – Authi
- ✓ CPFL GD S.A. – CPFL GD

Outras

- ✓ CPFL Jaguariúna Participação Ltda. – CPFL Jaguariúna
- ✓ CPFL Jaguari de Geração de Energia Ltda. – CPFL Jaguari Geração
- ✓ Chapecoense Geração S.A – Chapecoense (controlada em conjunto)
- ✓ Sul Geradora Participações S.A. – Sul Geradora
- ✓ CPFL Telecom S.A. – CPFL Telecom
- ✓ CPFL Transmissão Piracicaba S.A. – CPFL Transmissão Piracicaba
- ✓ CPFL Trasmmissão Morro Agudo S.A. – CPFL Transmissão Morro Agudo

15.7 - Principais operações societárias

15.7 Descrever as principais operações societárias ocorridas no grupo que tenham tido efeito relevante para o emissor, tais como incorporações, fusões, cisões, incorporações de ações, alienações e aquisições de controle societário, aquisições e alienações de ativos importantes, indicando, quando envolver o emissor ou qualquer de suas controladas ou coligadas:

- a. evento**
- b. principais condições do negócio**
- c. sociedades envolvidas**
- d. efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores do emissor**
- e. quadro societário antes e depois da operação**
- f. mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas**

Estas operações estão apresentadas no Formulário de Referência da controladora CPFL Energia.

15.8 - Outras informações relevantes

15.8 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.
--

Todas as informações relevantes foram apresentadas nos itens 15.1 a 15.7 deste Formulário de Referência.

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Caetitê 2 Energia Renovável S.A.	01/01/2013	11.309.936,20	9.302.244,31	9.302.244,31	01/01/2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle Comum						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Caetitê 3 Energia Renovável S.A	01/01/2013	11.412.753,00	9.386.809,82	9.386.809,82	01/01/2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle Comum						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Calango 1 Energia Renovável S.A.	01/09/2013	13.655.168,60	11.731.357,53	11.731.357,53	01/09/2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle Comum						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Calango 2 Energia Renovável S.A.	01/09/2013	11.676.157,40	10.033.048,39	10.033.048,39	01/09/2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle Comum						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Calango 3 Energia Renovável S.A.	01/09/2013	13.655.168,60	11.731.357,53	11.731.357,53	01/09/2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle Comum						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Calango 4 Energia Renovável S.A.	01/09/2013	12.665.662,80	10.881.258,44	10.881.258,44	01/09/2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle Comum						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Calango 5 Energia Renovável S.A.	01/09/2013	13.457.266,80	11.561.338,53	11.561.338,53	01/09/2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle Comum						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Mel 2 Energia Renovável S.A.	01/01/2013	9.202.396,20	7.587.742,36	7.587.742,36	01/01/2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle Comum						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rio PCH I S.A.	01/01/2010	39.780.789,51	30.615.140,44	30.615.140,44	01/01/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle Comum						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Serra do Facão Energia S.A - SEFAC	01/01/2012	110.436.338,48	96.030.568,19	96.030.568,19	01/01/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle Comum						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Companhia Hidrelétrica Teles Pires S.A.	02/09/2011	491.542.274,70	481.912.946,16	481.912.946,16	31/12/2044	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle Comum						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outro.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
CPFL Geração de Energia S.A.	18/10/2002	1.229.720.774,34	685.118.716,46	685.118.716,46	31/12/2027	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Não aplicavel						
Rescisão ou extinção	Não Há						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Desa Morro dos Ventos II S.A.	24/09/2013	8.129.910,00	8.129.910,00	8.129.910,00	31/12/2035	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução e liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
SPE Costa Branca S.A.	01/01/2013	9.524.089,80	8.562.383,78	8.562.383,78	31/12/2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A	21/10/2013	7.682.064,00	3.959.661,87	3.959.661,87	21/10/2017	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Receita com Cadeia Reserva						
Garantia e seguros	Não aplicavel						
Rescisão ou extinção	Não aplicavel						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	21/10/2013	5.664.037,00	5.630.624,25	5.630.624,25	25/10/2017	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Despesa com Cadeia Reserva						
Garantia e seguros	Não aplicavel						
Rescisão ou extinção	Não aplicavel						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Especificar							
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	05/04/2013	231.919.044,66	193.600.317,57	193.600.317,57	31/10/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico.						
Objeto contrato	CCM/STC						
Garantia e seguros	Não aplicavel						
Rescisão ou extinção	Não aplicavel.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	12/05/2014	63.513.211,35	50.308.882,26	50.308.882,26	29/10/2016	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	OBRAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO - LT						
Garantia e seguros	Não aplicavel.						
Rescisão ou extinção	Não aplicavel.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	24/11/2014	3.150.000,00	260.984,91	260.984,91	24/10/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	OBRAS EM SUBESTAÇÃO						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	Não aplicavel						
Rescisão ou extinção	Não aplicavel						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	12/02/2015	5.562.358,33	2.711.029,97	2.711.029,97	26/01/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico.						
Objeto contrato	REFORMA DE EQUIPAMENTOS						
Garantia e seguros	Não aplicavel						
Rescisão ou extinção	Não aplicavel						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
CPFL Total Serviços Administrativos LTDA.	15/10/2012	8.378.284,98	5.077.812,64	5.077.812,64	30/09/2016	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	ARRECADAÇÃO DE CONTAS DE ENERGIA - CPFL						
Garantia e seguros	Não Aplicavel						
Rescisão ou extinção	Não aplicavel						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento LTDA.	30/11/2012	20.856.055,56	3.771.443,84	3.771.443,84	30/11/2016	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	CALL CENTER						
Garantia e seguros	Não aplicavel						
Rescisão ou extinção	Não aplicavel						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Nect Serviços Administrativos Ltda.	29/04/2014	31.803.111,06	22.544.808,70	22.544.808,70	28/02/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	mesmo grupo economico.						
Objeto contrato	CENTRO DE SERVIÇOS						
Garantia e seguros	Não aplicavel						
Rescisão ou extinção	Não aplicavel						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
TI Nect Serviços de Informática LTDA.	24/04/2015	28.969.297,37	26.525.133,55	26.525.133,55	28/02/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	mesmo grupo economico						
Objeto contrato	CENTRO DE SERVIÇOS						
Garantia e seguros	Não aplicavel						
Rescisão ou extinção	não aplicavel						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Banco do Brasil S.A		1.413.612,00	1.413.612,00	1.413.612,00	não aplicavel	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle Comum						
Objeto contrato	Conta Corrente e aplicação financeira (a) Corresponde a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Garantia e seguros	não aplicavel						
Rescisão ou extinção	não aplicavel						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Banco Bradesco S.A		357.631.584,00	357.631.584,00	357.631.584,00	não aplicavel	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle Comum						
Objeto contrato	Conta Corrente e aplicação financeira (a) Corresponde a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Garantia e seguros	Não aplicavel						
Rescisão ou extinção	não aplicavel						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Banco do Brasil S.A	05/07/2013	44.000.000,00	58.352.546,00	58.352.546,00	04/07/2018	SIM	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controle Comum						
Objeto contrato	Emprestimo						
Garantia e seguros	Aval da CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	Não Aplicavel						
Natureza e razão para a operação	Natureza: Reforço de capital de giro Taxa de juros cobrada 104,90% do CDI						
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Banco BNP Paribas	13/01/2015	175.714.000,00	236.474.356,00	236.474.356,00	16/01/2018	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controle Comum						
Objeto contrato	Emprestimo						
Garantia e seguros	Aval da CPFL Energia e nota promissória						
Rescisão ou extinção	Não aplicavel						
Natureza e razão para a operação	Natureza: Reforço de Capital de Giro. Taxa de Juros cobrada EUR + 1,635% a.a						
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Banco BNP Paribas	13/01/2015	175.714.000,00	42.883.591,00	42.883.591,00	16/01/2018	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controle Comum						
Objeto contrato	Derivativos (ativo)						
Garantia e seguros	Não aplicavel						
Rescisão ou extinção	Não aplicavel						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Natureza: Proteção cambial de dívidas denominadas em euros. Montante envolvido informado refere-se ao valor nocional do derivativo, relacionado ao montante total do principal da dívida. Saldo existente é a posição de marcação a mercado do derivativo em 31/12/2015, posição ativa. Taxa de Juros Cobrada: Variação do EUR							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Banco do Brasil S.A.	03/07/2012	110.000.000,00	117.882.059,00	28.935.000,00	03/07/2019	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controle Comum							
Objeto contrato							
Debêntures - 6º Emissão.							
Garantia e seguros							
Fiança da CPFL Energia							
Rescisão ou extinção							
Não aplicavel							
Natureza e razão para a operação							
Natureza: Refinanciamento de dívidas e reforço de capital de giro. Taxa de Juros Cobrada CDI + 0,80% a.a.							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Banco do Brasil S.A.	05/02/2013	235.000.000,00	248.749.015,00	248.749.015,00	05/02/2021	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controle Comum							
Objeto contrato							
Debêntures - 7º Emissão							
Garantia e seguros							
Fiança da CPFL Energia							
Rescisão ou extinção							
Não aplicavel							
Natureza e razão para a operação							
Natureza: Refinanciamento de dívidas e reforço de capital de giro. Taxa de juros cobrada CDI + 0,83% a.a.							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Banco do Brasil S.A.		1.090.593,00	Não Aplicavel	não aplicavel	indeterminada	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controle Comum						
Objeto contrato	Taxa de arrecadação (b) O pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante débito da conta corrente da empresa no banco. Não há montante total fixado por contrato. Montante informado refere-se ao total de valores pagos à instituição em 2015.						
Garantia e seguros	não aplicavel						
Rescisão ou extinção	Não aplicavel						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Banco Bradesco S.A		1.098.795,00	Não aplicavel	Não aplicavel	indeterminada	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle Comum						
Objeto contrato	Taxa de arrecadação (b) O pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante débito da conta corrente da empresa no banco. Não há montante total fixado por contrato. Montante informado refere-se ao total de valores pagos à instituição em 2015.						
Garantia e seguros	Não aplicavel						
Rescisão ou extinção	Não aplicavel						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Banco Bradesco S.A.		209.915,00	Não aplicavel	Não aplicavel	Acompanhando a duração da operação vinculada	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle Comum						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Fianças Bancarias (c) Cartas de fianças para diversos empréstimos. Montante envolvido refere-se ao valor total pago à instituição em 2015.						
Garantia e seguros	não aplicavel						
Rescisão ou extinção	Não aplicavel						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
CPFL Energia S.A	31/12/2015	27.083.946,00	27.083.946,00	27.083.946,00	Não aplicavel	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Juros sobre capital proprio						
Garantia e seguros	Não aplicavel						
Rescisão ou extinção	Não aplicavel						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Aliança Geração de Energia S.A.	17/01/2007	269.430.837,22	49.919.489,60	49.919.489,60	31/12/2038	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle Comum						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Não aplicavel						
Rescisão ou extinção	Não Há						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Especificar							
SPE Arvoredo Energia S.A.	01/07/2010	39.047.014,75	31.355.565,54	31.355.565,54	01/01/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
SPE Varginha Energia S.A.	01/11/2010	22.312.578,01	17.917.463,64	17.917.463,64	01/01/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Companhia Paulista de Força e Luz	15/07/2007	14.725.234,63	0	0	20/11/2027	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição						
Garantia e seguros	Não aplicavel						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	Não aplicavel						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Santa Luzia Energética S.A.	01/09/2012	78.094.024,79	62.711.127,19	62.711.127,19	01/01/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
SPE Salto Góes S.A.	01/01/2013	17.518.169,85	15.630.478,68	15.630.478,68	01/01/2042	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
CPFL Bio Ester LTDA	01/11/2012	13.575.520,95	9.582.176,72	9.582.176,72	01/01/2024	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
ATLANTICA I PQ EOLICO S.A.	01/09/2013	13.177.254,60	11.428.274,07	11.428.274,07	01/01/2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico.						
Objeto contrato	Compra de Energia- LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
ATLANTICA II PQ EOLICO S.A.	01/09/2013	12.976.077,20	11.275.390,42	11.275.390,42	01/01/2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico.						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Especificar							
ATLANTICA IV PQ EOLICO S.A.	01/09/2013	13.076.666,00	11.285.109,50	11.285.109,50	01/01/2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
ATLANTICA V PQ EOLICO S.A.	01/09/2013	13.780.792,20	11.997.011,29	11.997.011,29	01/01/2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	mesmo grupo economico.						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
SPE Macacos Energia S.A.	01/05/2014	9.830.201,40	8.837.584,81	8.837.584,81	01/01/2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	mesmo grupo economico.						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação						
Posição contratual do emissor						
Especificar						
SPE Pedra Preta S.A.	01/05/2014	9.815.643,40	8.824.496,14	8.824.496,14	01/01/2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros,						
Natureza e razão para a operação						
Posição contratual do emissor						
Especificar						
BAESA - Energética Barra Grande S.A.	17/01/2007	22.768.817,73	17.525.358,59	17.525.358,59	31/12/2038	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação						
Posição contratual do emissor						
Especificar						
Arizona 1 Energia Renovável S.A.	08/12/2014	12.334.960,80	10.497.924,28	10.497.924,28	31/12/2032	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controle Comum						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas	17/10/2002	877.942.735,77	544.212.046,40	544.212.046,40	31/12/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo econômico						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Foz do Chapecó Energia S.A	18/10/2002	2.884.054.768,56	2.368.629.661,39	2.368.629.661,39	31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo econômico						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Especificar							
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	14/01/2008	216.881.894,90	103.945.041.54	103.945.041.54	31/12.2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Não aplicavel						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
CPFL Energia S.A.	31/12/2015	172.239.000,00	172.239.000,00	172.239.000,00	Não aplicavel	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Dividendos a pagar						
Garantia e seguros	Não aplicavel						
Rescisão ou extinção	Não aplicavel						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
CPFL Geração de Energia S.A.	18/10/2002	1.051.659.171,92	684.061.561,96	684.061.561,96	31/12/2027	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	mesmo grupo econômico						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	As partes negociam entre si						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	Não Aplicavel						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							

16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado**16.3 Em relação a cada uma das transações ou conjunto de transações mencionados no item 16.2 acima ocorridas no último exercício social:****a. identificar as medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses**

A controladora CPFL Energia, preservando seu compromisso com a defesa e a criação de valor em sintonia com as melhores práticas de governança corporativa e com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo – BM&FBovespa, possui mecanismos internos para acompanhamento e controle das transações envolvendo Partes Relacionadas.

Nos termos do Art. 17 alínea “m” do Estatuto Social da nossa controladora CPFL Energia, o seu Conselho de Administração tem por atribuição autorizar prévia e expressamente a celebração de contratos pela controladora CPFL Energia com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, direta ou indiretamente, de valor superior a R\$ 10.056.000,00 (dez milhões e cinquenta e seis mil reais). Nesse contexto, vale ressaltar que o próprio Regimento Interno do Conselho de Administração da nossa controladora CPFL Energia dispõe que: (i) cabe ao Conselho de Administração prevenir e administrar situações de conflito de interesses ou de divergência de opiniões; e (ii) qualquer conselheiro que possua efetivo ou potencial conflito de interesse ou que esteja ligado à parte relacionada, cujas atividades preponderantes impliquem existência, efetiva ou potencial, de conflito de interesses com determinada matéria a ser examinada pelo conselho, deverá abster-se de participar da parte da reunião na qual tal matéria for analisada.

Por prática interna de governança corporativa, as operações envolvendo Partes Relacionadas aos acionistas do Bloco de Controle da controladora CPFL Energia são, deliberadas previamente pelo seu Conselho de Administração, submetidas ao seu Comitê de Partes Relacionadas, órgão de assessoramento do Conselho cuja atribuição é examinar e manifestar opinião sobre o atendimento a práticas usuais de mercado nas transações com Partes Relacionadas aos Acionistas Controladores da CPFL Energia. Neste sentido, de acordo com as competências que lhe foram atribuídas pelo Conselho de Administração, cabe ao Comitê de Partes Relacionadas avaliar (a) o processo de seleção de fornecedores e prestadores de serviços para realização de obras, aquisição de insumos e de serviços para contratos que envolvam Parte(s) Relacionada(s), (b) o processo de fechamento de contrato(s) de compra e/ou venda de energia com Parte(s) Relacionada(s), garantindo que sejam observadas as condições usuais de mercado, e (c) qualquer operação que possa, de alguma forma, propiciar benefício ou vantagem, de qualquer natureza, a uma Parte Relacionada.

Visando garantir a identificação de transações realizadas entre a Companhia, seus controladores (CPFL Energia e acionistas do Bloco de Controle da CPFL Energia) e outras sociedades controladas ou coligadas de controlador comum, evitando eventuais conflitos de interesse, os acionistas da CPFL Energia fornecem, anualmente, uma lista atualizada de empresas afiliadas consideradas Partes Relacionadas. Com base nessa lista, a controladora CPFL Energia identifica as transações com Partes Relacionadas e previamente à submissão para deliberação do seu Conselho de Administração, o Comitê de Partes Relacionadas se manifesta sobre o atendimento às práticas usuais de mercado.

Adicionalmente, na condição de concessionária do serviço público de distribuição de energia, a Companhia esta sujeita às regras da ANEEL. Nesse contexto, a Resolução Normativa ANEEL nº 699/2016 dispõe que determinados atos e negócios jurídicos entre concessionárias, permissionárias, autorizadas e suas partes relacionadas estão sujeitos a controles prévio ou a *posteriori* da ANEEL, dependendo do caso concreto.

16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado**b. demonstrar o caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado.**

A Companhia formaliza os contratos com Partes Relacionadas sempre observando os preços e condições praticados em mercado, para que não sejam gerados benefícios ou prejuízos à Companhia e empresas de seu grupo econômico. Os contratos são negociados individualmente, sendo analisadas as condições usuais do mercado de cada região, respeitadas as particularidades de cada operação (exemplo: valores, prazos, sigilo das informações, qualidade dos serviços e produtos, etc.). Ainda, conforme Resolução Normativa ANEEL nº 699/2016, todos os atos e negócios jurídicos entre agentes do setor elétrico e suas partes relacionadas devem ser estabelecidos em condições estritamente comutativas, incluindo, quando couber, processos licitatórios, de forma a não onerar as partes desproporcionalmente.

Ademais, todas as transações, inclusive aquelas com Partes Relacionadas, devem ser pactuadas por escrito, especificando-se as suas principais características (preços, prazos, direitos, responsabilidades, etc.).

Neste sentido, todo processo de contratação de fornecedores ou prestadores de serviços se inicia com a cotação de no mínimo três empresas, para garantir que os preços, prazos e demais condições comerciais são aquelas praticadas em mercado ou com base em negociações anteriores. É também analisada a viabilidade financeira de cada operação em comparação às operações semelhantes no mercado, verificando-se, portanto, a comutatividade das operações.

16.4 - Outras informações relevantes

16.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.
--

Todas as informações relevantes relacionadas a partes relacionadas foram divulgadas nos itens 16.1 a 16.3.

17.1 - Informações sobre o capital social

Data da autorização ou aprovação	Valor do capital (Reais)	Prazo de integralização	Quantidade de ações ordinárias (Unidades)	Quantidade de ações preferenciais (Unidades)	Quantidade total de ações (Unidades)
Tipo de capital	Capital Emitido				
04/04/2017	240.144.109,67		29.564.002.609	23.532.767.571	53.096.770.180
Tipo de capital	Capital Subscrito				
04/04/2017	240.144.109,67		29.564.002.609	23.532.767.571	53.096.770.180
Tipo de capital	Capital Integralizado				
04/04/2017	240.144.109,67		29.564.002.609	23.532.767.571	53.096.770.180
Tipo de capital	Capital Autorizado				
30/04/2003	0,00		40.658.173.164	82.577.735.704	123.235.908.868

17.5 - Outras informações relevantes

17.5 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Todas as informações relevantes sobre Capital Social foram divulgadas nos itens anteriores deste Formulário de Referência.

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	3ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	01/04/2010
Data de vencimento	01/04/2015
Quantidade (Unidades)	260
Valor nominal global (Reais)	260.000.000,00
Saldo devedor em aberto	0,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários de dívida	Juros: 107% do CDI Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Fiança da CPFL Energia Na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: subordinada; Eventuais restrições impostas ao emissor em relação: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; (iii) à contratação de novas dívidas; e (iv) à emissão de novos valores mobiliários; Não há Agente fiduciário: Arthur Brandi Sobrinho.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	As alterações relativas às características das Debêntures, conforme venham a ser propostas pela Emissora, como por exemplo, (i) a Remuneração das Debêntures, (ii) a Data de Pagamento da Remuneração, (iii) o prazo de vencimento das Debêntures, (iv) os valores e datas de amortização do principal das Debêntures, (v) a alteração, substituição ou o reforço das garantias; (vi) as hipóteses de vencimento antecipado estabelecidas na Escritura e/ou (vii) a alteração dos quoruns de deliberação previstos nesta Cláusula Sétima dever ser votadas em separado pelos Debenturistas, observado que tais alterações dependerão da aprovação por Debenturistas que representem pelo menos 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação. Toda e qualquer alteração nas cláusulas ou condições previstas na Escritura de Emissão que não tiver quorum específico, dependerá da aprovação de Debenturistas que representem a maioria simples das Debêntures em Circulação. Para efeito da constituição do quorum de instalação e/ou deliberação a que se refere esta Cláusula Sétima, serão consideradas "Debêntures em Circulação" todas as Debêntures em circulação no mercado, excluídas as Debêntures que a Emissora possuir em tesouraria, ou que sejam de propriedade de seus controladores ou de qualquer de suas controladas ou coligadas, bem como dos respectivos diretores ou conselheiros Para efeitos de quorum de deliberação não serão computados, ainda, os votos em branco.
Outras características relevantes	Para maiores detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras inf.relev. - Val. mobiliários

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	7ª emissão de debêntures
Data de emissão	05/02/2013
Data de vencimento	05/02/2021
Quantidade (Unidades)	23.500
Valor nominal global (Reais)	235.000.000,00

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Saldo devedor em aberto	248.749.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Para maiores detalhes sobre hipótese e cálculo do valor de resgate, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras inf.relev. - Val. mobiliários
Características dos valores mobiliários de dívida	Juros: CDI + 0,83% a.a Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Fiança da CPFL Energia Na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: Não aplicável Eventuais restrições impostas ao emissor em relação: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; (iii) à contratação de novas dívidas; e (iv) à emissão de novos valores mobiliários; Restrição de pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora e/ou pela Garantidora caso a Emissora e/ou a Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias contidas na escritura. Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Para maiores detalhes sobre as condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras inf.relev. - Val. mobiliários
Outras características relevantes	Para maiores detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras inf.relev. - Val. mobiliários

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	6ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	03/07/2012
Data de vencimento	03/07/2019
Quantidade (Unidades)	110
Valor nominal global (Reais)	110.000.000,00
Saldo devedor em aberto	117.882.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	A partir do 24º (vigésimo quarto) mês contado da Data de Emissão, a Companhia poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado total ou parcial das Debêntures, pelo seu Valor Nominal Unitário acrescido da Remuneração e prêmio máximo de 0,50% (cinquenta centésimos por cento), que decrescerá conforme transcurso do prazo das Debêntures, conforme será estabelecido na Escritura de Emissão ("Prêmio" e "Resgate Antecipado").
Características dos valores mobiliários de dívida	Juros: CDI + 0,80% a.a. Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Fiança da CPFL Energia. Na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: Não aplicável. Eventuais restrições impostas ao emissor em relação: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; (iii) à contratação de novas dívidas; e (iv) à emissão de novos valores mobiliários; Existe uma cláusula de restrição com relação ao pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora, caso a Emissora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias referentes às Debêntures. Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários.

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Para detalhes sobre as condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras inf.relev. - Val. mobiliários.
Outras características relevantes	Para detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras inf.relev. - Val. mobiliários.
<hr/>	
Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	8ª emissão de debêntures
Data de emissão	15/02/2017
Data de vencimento	15/02/2024
Quantidade (Unidades)	306.000
Valor nominal global (Reais)	306.000.000,00
Saldo devedor em aberto	306.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Para maiores detalhes sobre hipótese e cálculo do valor de resgate, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras inf.relev. - Val. mobiliários
Características dos valores mobiliários de dívida	Juros: As Debêntures da Primeira Série farão jus a juros remuneratórios a ser definido de acordo com o Procedimento de Bookbuilding e limitado à taxa interna de retorno do Tesouro IPCA+2024, com vencimento em 2024, subtraída exponencialmente de 0,05%. As Debêntures da Segunda Série farão jus a juros remuneratórios equivalentes a um determinado percentual da variação acumulada das taxas médias diárias dos DI, a ser definido de acordo com o Procedimento de Bookbuilding e, limitado a 111,25% Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Fiança da CPFL Energia Na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: Não aplicável Eventuais restrições impostas ao emissor em relação: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; (iii) à contratação de novas dívidas; e (iv) à emissão de novos valores mobiliários; Restrição de pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora e/ou pela Garantidora caso a Emissora e/ou a Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias contidas na escritura. Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Para maiores detalhes sobre as condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras inf.relev. - Val. mobiliários
Outras características relevantes	Serão emitidas 306.000 debêntures, não conversíveis em ações, da 8ª Emissão, em 2 (duas) séries, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, sendo (i) 60.000 Debêntures da Primeira Série; e (ii) 246.000 Debêntures da Segunda Série. Para maiores detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras inf.relev. - Val. mobiliários
<hr/>	

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação**18.6 Indicar os mercados brasileiros nos quais valores mobiliários do emissor são admitidos à negociação.**

As Debêntures da Companhia são admitidas à negociação no mercado secundário, no CETIP21 - Títulos e Valores Mobiliários ("CETIP21") operacionalizado pela CETIP, com os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CETIP e/ou no Sistema de Negociação BOVESPA FIX, administrado pela BM&FBOVESPA, com os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CBLC.

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros

18.7 Em relação a cada classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros, indicar:

- a. país;**
- b. mercado;**
- c. entidade administradora do mercado no qual os valores mobiliários são admitidos à negociação;**
- d. data de admissão à negociação;**
- e. se houver, indicar o segmento de negociação;**
- f. data de início de listagem no segmento de negociação;**
- g. percentual do volume de negociação no exterior em relação ao volume total de negociações de cada classe e espécie no último exercício;**
- h. se houver, proporção de certificados de depósitos no exterior em relação a cada classe e espécie de ações;**
- i. se houver, banco depositário;**
- j. se houver, instituição custodiante.**

Todas as debêntures foram emitidas unicamente em mercado nacional.

18.8 - Títulos emitidos no exterior

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não houve títulos emitidos no exterior nos últimos três exercícios sociais.

18.9 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor**18.9 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.**

(I) Em abril de 2010 foram subscritas e integralizadas 260 debêntures não conversíveis em ações, da 3ª Emissão, nominativas e escriturais, em série única, da espécie subordinada. O valor nominal unitário na data da emissão foi de R\$ 1.000 (um milhão de reais), que gerou uma captação total de R\$ 260.000 (duzentos e sessenta milhões de reais) (R\$ 258.692 líquida dos gastos de emissão). O pagamento de juros das debêntures é semestral e ocorreu a partir de 1º de outubro de 2010. A destinação dos recursos obtidos foram distribuídos para o resgate antecipado das debêntures da 2ª emissão e para o reforço do capital de giro da Companhia.

(II) Em 27 de julho de 2012 foram subscritas e integralizadas 110 debêntures não conversíveis em ações, da 6ª Emissão, nominativas e escriturais, em série única, da espécie quirografária, com garantia fidejussória. O valor nominal unitário na data da emissão foi de R\$ 1.000 (um milhão de reais), que gerou uma captação total de R\$ 110.000 (cento e dez milhões de reais). O pagamento de juros das debêntures é semestral a partir de 03 de janeiro de 2013. Os recursos serão destinados para refinanciamento das dívidas vincendas em 2012 e 2013 e reforço de capital de giro.

(III) Em 22 de fevereiro de 2013 foram subscritas e integralizadas 23.500 debêntures não conversíveis em ações, da 7ª Emissão, nominativas e escriturais, em série única, da espécie quirografária, com garantia fidejussória. O valor nominal unitário na data da emissão foi de R\$ 10.000,00 que gerou uma captação total de R\$ 235.000.000,00. O pagamento de juros das debêntures é semestral a partir de 05 de agosto de 2013. Os recursos serão destinados ao alongamento do endividamento e reforço de capital de giro da Emissora.

(IV) Em 15 de fevereiro de 2017, serão emitidas 306.000 debêntures, não conversíveis em ações, da 8ª Emissão, em 2 (duas) séries, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, sendo (i) 60.000 Debêntures da Primeira Série; e (ii) 246.000 Debêntures da Segunda Série. As debêntures são no valor nominal unitário na data da emissão de R\$ 1.000,00 gerando uma captação total de R\$ 306.000.000,00 A remuneração das duas series serão pagas semestralmente, no dia 15 (quinze) de cada mês, a partir da data de emissão, sendo o primeiro pagamento em 15 de agosto de 2017. Os recursos líquidos obtidos serão destinados: (i) primeira série: pagamento e/ou reembolso de gastos, despesas ou dívidas passíveis de reembolso relacionados à implementação/desenvolvimento de Projeto de Investimento; e (ii) segunda série: para refinanciamento de dívidas e reforço do capital de giro.

18.12 - Outras informações relevantes

18.12 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Seguem abaixo as informações referentes às condições de vencimento antecipado de cada Emissão de Debêntures da Companhia:

3ª emissão da CPFL Piratininga

Condições de vencimento antecipado: Observado os dispostos abaixo, os titulares das Debêntures terão o direito de declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações decorrentes das Debêntures e de exigir o imediato pagamento pela Emissora do Valor Nominal Unitário das Debêntures em circulação, acrescido da Remuneração, calculada pro rata temporis, desde a Data de Emissão, ou da data do último pagamento da Remuneração, até data do seu efetivo pagamento, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial na ocorrência das seguintes hipóteses:

(a) protesto legítimo de títulos contra a Emissora e/ou a Garantidora, no mercado local ou internacional em valor, individual ou agregado, superior a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), salvo se no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, forem prestadas garantias em juízo ou, ainda, seja validamente comprovado pela Emissora que o(s) protesto(s) foi/foram (1) efetuado(s) por erro ou má-fé de terceiros ou (ii) cancelado(s);

(b) pedido por parte da Emissora e/ou da Garantidora de qualquer plano de recuperação judicial ou extrajudicial a qualquer credor ou classe de credores, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; ou se a Emissora ingressar com pedido de recuperação judicial ou extrajudicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; ou se a Emissora e/ou a Garantidora formular pedido de autofalência; ou, ainda, se terceiros ingressarem com pedido de falência em face da Emissora e o mesmo não for elidido em até 30 (trinta) dias corridos;

(c) alteração do atual controle da Emissora ou da Garantidora, sem prévia aprovação dos titulares das Debêntures, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora ou da Garantidora desde que, após a conclusão da referida operação, ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa Energia S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - Previ, permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Garantidora e da Emissora;

(d) liquidação, dissolução, extinção ou decretação de falência da Emissora e/ou da Garantidora;

(e) não pagamento, pela Emissora ou pela Garantidora, das obrigações pecuniárias devidas aos titulares das Debêntures nas datas previstas na Escritura de Emissão, não sanado no prazo de 02 (dois) dias úteis, contados da data de vencimento respectiva;

(f) deliberação de redução de capital social da Emissora e/ou da Garantidora por seus respectivos acionistas, antes da Data de Vencimento, sem a prévia anuência dos titulares de Debêntures, nos termos previstos no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações;

(g) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora, caso a Emissora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias referente às Debêntures;

(h) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Garantidora, caso a Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias referentes às Debêntures;

18.12 - Outras informações relevantes

(i) não pagamento na data de vencimento original ou vencimento antecipado, de quaisquer obrigações financeiras da Emissora e/ou da Garantidora, no mercado local ou internacional em valor, individual ou agregado, superior a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), ressalvada a hipótese de a Emissora e/ou Garantidora, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento em até 3 (três) dias úteis, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado;

(j) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Emissora e/ou Garantidora, em valor agregado igual ou superior a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), ou seu valor equivalente em outras moedas no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento;

(k) transformação da Emissora em sociedade limitada;

1) perda ou cassação, por qualquer motivo, da concessão para exploração dos serviços de geração de energia elétrica, de que a Emissora é titular nos termos do Contrato de Concessão n.º 009/2002, celebrado pela Emissora e pela União Federal em 23 de setembro de 2002, desde que tal perda ou cassação não seja revertida no prazo de 30 (trinta) dias contados de sua verificação;

(m) falta de cumprimento pela Emissora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na Escritura não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento pela Emissora de aviso escrito que lhe for enviado por qualquer dos titulares das Debêntures ou pelo Agente Fiduciário; e

(n) não observância pela Emissora por 2 (dois) trimestres consecutivos dos seguintes índices e limites financeiros, calculados com base nas informações financeiras não-consolidadas (controladora) da Emissora dos 12 (doze) últimos meses, ao final de cada trimestre, em até 15 (quinze) dias após a divulgação à CVM das respectivas demonstrações financeiras da Emissora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures:

(i) relação entre Dívida Líquida da Emissora e EBITDA da Emissora menor ou igual a 3,0 (três inteiros) vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" o endividamento oneroso total, menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras da Emissora. Estão incluídas neste cálculo as posições líquidas de derivativos. Está excluída deste cálculo confissão de dívida junto à entidade de previdência privada, e considera-se como "EBITDA" (*Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization*) da Emissora, o lucro da Emissora antes de juros, tributos, amortização e depreciação no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada trimestre; e

(ii) relação entre EBITDA da Emissora e Resultado Financeiro da Emissora maior ou igual a 2,25 (dois inteiros e vinte e cinco centésimos) vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como "Resultado Financeiro" da Emissora, a diferença entre receitas financeiras e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada trimestre, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo, não será considerado para cálculo. Estão excluídos deste cálculo os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à entidade de previdência privada, bem como variações cambiais e monetárias sobre dívidas e caixa, e por fim as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa da Emissora, mas apenas registro contábil.

Os valores mencionados acima não serão reajustados ou corrigidos.

A ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nas alíneas (a), (b), (d), (e), (k) e (1) acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta ao respectivo detentor, ficando o vencimento condicionado à entrega de

18.12 - Outras informações relevantes

notificação nesse sentido, pelo Agente Fiduciário à Emissora. Na ocorrência dos eventos previstos nas alíneas (c), (f), (g), (h), (i), (j) (m) e (n) acima, deverá ser convocada, pelo Agente Fiduciário, em até 5 (cinco) dias úteis contados da data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do evento, Assembleia dos titulares das Debêntures, para deliberar sobre o eventual Vencimento Antecipado das Debêntures. A Assembleia dos titulares das Debêntures a que se refere este item deverá ser realizada no prazo de 15 (quinze) dias corridos, a contar da data da primeira convocação, ou no prazo de 8 (oito) dias corridos, a contar da data da segunda convocação, se aplicável.

Na Assembleia mencionada no item acima, que será instalada de acordo com os procedimentos e quorum previsto na Cláusula Décima na Escritura, os titulares das Debêntures poderão optar, por deliberação de titulares que representem, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação, por não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures.

Na hipótese (i) de não instalação da Assembleia dos titulares das Debêntures mencionada no item acima por falta de quorum, ou (ii) de não ser aprovado o exercício da faculdade prevista no item acima por titulares que representem, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação, o Agente Fiduciário deverá declarar o Vencimento Antecipado das Debêntures.

Em caso de declaração do vencimento antecipado das Debêntures, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do Valor Nominal Unitário das Debêntures em circulação, acrescido da Remuneração calculada pro rata temporis desde a Data de Emissão, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos na Escritura, em até 5 (cinco) dias úteis contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário ou pelos titulares das Debêntures à Emissora por meio de carta protocolizada no endereço constante da Cláusula Décima Segunda na Escritura, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos encargos moratórios.

A Emissora, juntamente com o Agente Fiduciário, deverá comunicar a CETIP sobre o pagamento de que trata o item acima, com, no mínimo, 2 (dois) dias úteis de antecedência.

6ª emissão da CPFL Piratininga

Condições de vencimento antecipado: as Debêntures e todas as suas obrigações constantes na Escritura de Emissão serão consideradas antecipadamente vencidas, tornando-se imediatamente exigível da Companhia o pagamento do Valor Nominal Unitário das Debêntures em circulação, acrescido da Remuneração, calculada pro rata temporis, desde a Data de Emissão, ou da data do último pagamento da Remuneração, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento, a partir de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, na ocorrência das seguintes hipóteses:

(a) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Companhia e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, ressalvada a hipótese da Companhia e/ou da Garantidora, ou qualquer de suas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado;

(b) alteração do atual controle da Companhia ou da Garantidora sem prévia aprovação dos titulares das Debêntures, excetuada a hipótese de alteração do controle da Companhia ou Garantidora desde que, após a conclusão da referida operação, ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil –

18.12 - Outras informações relevantes

Previ, permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Companhia ou da Garantidora¹;

(c) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária da Companhia e/ou da Garantidora, exceto se após a conclusão da referida operação ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Garantidora ou da Companhia²;

(d) realização de redução de capital social da Companhia e/ou da Garantidora, após a data de assinatura da Escritura de Emissão, sem que haja anuência prévia dos titulares das Debêntures, conforme disposto no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações;

(e) proposta pela Companhia 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 Companhia 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 Companhia ou pela Garantidora;

(f) protesto legítimo de títulos contra a Companhia, suas subsidiárias e/ou a Garantidora, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Companhia, suas subsidiárias e/ou pela Garantidora que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi cancelado; ou (iii) foram prestadas garantias em juízo;

(g) falta de cumprimento pela Companhia e/ou pela Garantidora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na escritura de emissão de Debêntures ("Escritura de Emissão"), não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento, pela Companhia e/ou pela Garantidora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo agente fiduciário da Emissão;

(h) pedido de falência formulado por terceiros em face da Companhia, suas subsidiárias e/ou da Garantidora e não devidamente elidido pela Companhia, suas subsidiárias e/ou pela Garantidora no prazo de 30 (trinta) dias corridos;

(i) não pagamento pela Companhia e/ou pela Garantidora das obrigações pecuniárias devidas aos titulares das Debêntures nas datas previstas na Escritura de Emissão;

(j) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Companhia e/ou pela Garantidora caso a Companhia e/ou a Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas na Escritura de Emissão;

(k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Companhia e/ou a Garantidora em valor individual ou agregado, igual ou superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento;

¹ Visando obter anuência prévia dos debenturistas para a alteração do controle da Companhia, foi realizada uma Assembleia Geral de Debenturistas em 13 de dezembro de 2016 para alteração das cláusulas de vencimento antecipado, de forma que tal cláusula não seja ativada caso a State Grid Corporate of China ou quaisquer entidades por ela controladas ou controladas em conjunto façam parte do bloco de controle majoritário da CPFL Energia

² Idem

18.12 - Outras informações relevantes

(l) não observância pela Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures, ao final de 2 (dois) semestres consecutivos, dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão verificados pelo agente fiduciário da Emissão, com base em demonstrativo elaborado pela Garantidora ao final de cada semestre do ano civil, referente aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data do cálculo, devendo tal demonstrativo ser entregue ao agente fiduciário da Emissão em até 15 (quinze) dias após a divulgação à CVM das demonstrações financeiras da Garantidora, relativas ao respectivo semestre ("Índices Financeiros"): (i) relação entre a Dívida Líquida verificada ao final de cada semestre do ano civil da Garantidora e o EBITDA da Garantidora dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" a soma dos valores relativos a (1) empréstimos e financiamentos; (2) saldo líquido de operações swaps, futuros e opções relacionadas a taxas de juros e de câmbio; e (3) dívidas resultantes de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures, notas promissórias comerciais e/ou bonds ou notes da Garantidora no Brasil ou no exterior, menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras da Garantidora, estando excluída deste cálculo a dívida com a Fundação Cesp ("Funcesp"); e considera-se como "EBITDA" (Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization) da Garantidora, (1) o lucro da Garantidora antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em Nota Explicativa das demonstrações financeiras da Garantidora (mas não nas informações financeiras trimestrais), calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, e (2) em caso de aquisição(ões), será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA da Garantidora, de acordo com a definição do item (1) acima, o(s) EBITDA(s) gerado(s) no período de 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil pela(s) empresa(s) adquirida(s) ("EBITDA Histórico"); e (ii) relação entre EBITDA da Garantidora e Resultado Financeiro da Garantidora, maior ou igual a 2,25 vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como "Resultado Financeiro" da Garantidora, a diferença entre receitas financeiras e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo não será considerado para cálculo. Estão excluídos destes cálculos os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à Funcesp, bem como as variações cambiais e monetárias sobre as dívidas e caixa e, por fim as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa da Garantidora, mas apenas registro contábil. Para fins do cálculo a que se referem os itens (i) e (ii) acima, a Garantidora deverá (a) consolidar, em seus números, os resultados e os itens do balanço patrimonial de todas as sociedades em que detenha participação acionária igual ou superior a 10% (dez por cento), de forma proporcional à participação por ela detida no capital das referidas sociedades, independentemente da forma de apresentação das demonstrações financeiras do respectivo semestre da Garantidora à CVM, e (b) apresentar relatório contendo memória de cálculo de tais números, devidamente auditado por empresa de auditoria independente registrada na CVM, até a liquidação de todas as obrigações assumidas na Escritura de Emissão;

(m) transformação da Companhia ou da Garantidora em sociedade limitada;

(n) perda, não renovação ou cassação, por qualquer motivo, das concessões de uma ou mais subsidiárias da Garantidora detidas na Data de Emissão, excetuada a hipótese de não renovação de concessão pela (i) Companhia Força e Luz Santa Cruz; (ii) Companhia Leste Paulista de Energia; (iii) Companhia Sul Paulista de Energia; (iv) Companhia Luz e Força de Mococa; e (v) Companhia Jaguari de Energia.

Os valores mencionados nas alíneas (a), (f) e (k) deste item serão corrigidos, a partir da Data de Emissão, pela variação acumulada do Índice Geral de Preços ao Mercado – IGP-M, calculado pela Fundação Getúlio Vargas.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários:

18.12 - Outras informações relevantes

Os Debenturistas poderão, a qualquer tempo, reunir-se em assembleia geral, de acordo com o disposto no artigo 71 da Lei das Sociedades por Ações, a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos Debenturistas.

A Assembleia Geral de Debenturistas poderá ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em Circulação ou pela CVM.

Aplicar-se-á à Assembleia Geral de Debenturistas, no que couber, o disposto na Lei das Sociedades por Ações a respeito das assembleias gerais de acionistas.

A Assembleia Geral de Debenturistas instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de titulares de Debêntures que representem, no mínimo, metade das Debêntures em Circulação e, em segunda convocação, com qualquer número.

Cada Debênture conferirá a seu titular o direito a um voto nas Assembleias Gerais de Debenturistas, sendo admitida a constituição de mandatários, titulares de Debêntures ou não.

Para efeito da constituição do quorum de instalação e/ou deliberação a que se refere esta Cláusula Sétima, serão consideradas "Debêntures em Circulação" todas as Debêntures em circulação no mercado, excluídas as Debêntures que a Emissora possuir em tesouraria, ou que sejam de propriedade de seus controladores (inclusive da Garantidora) ou de qualquer de suas controladas ou coligadas, bem como dos respectivos diretores ou conselheiros e respectivos cônjuges. Para efeitos de quorum de deliberação não serão computados, ainda, os votos em branco.

Será facultada a presença dos representantes legais da Emissora e da Garantidora nas Assembleias Gerais de Debenturistas, exceto quando formalmente solicitado pelo Agente Fiduciário, hipótese em que será obrigatória.

O Agente Fiduciário deverá comparecer à Assembleia Geral de Debenturistas e prestar aos Debenturistas as informações que lhe forem solicitadas.

A presidência da Assembleia Geral de Debenturistas caberá ao debenturista eleito pelos demais Debenturistas ou àquele que for designado pela CVM.

Exceto conforme estabelecido na Escritura de Emissão, as deliberações serão tomadas por Debenturistas que representem 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação, inclusive: (i) com relação a alterações nas cláusulas ou condições previstas na Escritura de Emissão que não apresentem outro quorum específico; (ii) alteração e/ou renúncia a qualquer das hipóteses de vencimento antecipado estabelecidas no item 4.13. da escritura; (iii) modificação dos quoruns de deliberação estabelecidos na Cláusula Sétima da escritura; (iv) alteração das obrigações adicionais da Emissora estabelecidas na Cláusula Quinta da escritura; (v) alteração das obrigações do Agente Fiduciário, estabelecidas na Cláusula Sexta da escritura; e/ou (vi) alterações nos procedimentos aplicáveis às Assembleias Gerais de Debenturistas, estabelecidas na Cláusula Sétima da escritura.

As seguintes deliberações relativas às características das Debêntures, que poderão ser propostas exclusivamente pela Emissora, dependerão da aprovação por Debenturistas que representem pelo menos 90% (noventa por cento) das Debêntures.

em Circulação, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente: (i) a Remuneração das Debêntures; (ii) a Data de Pagamento da Remuneração; (iii) o prazo de vencimento das Debêntures; (iv) os valores e datas de amortização do principal das Debêntures; e/ou (v) a alteração, substituição ou o reforço das garantias.

As deliberações tomadas pelos Debenturistas em Assembleias Gerais de Debenturistas, no âmbito de sua competência legal, observados os quoruns estabelecidos nesta Escritura de Emissão, serão existentes, válidas e eficazes perante a Emissora e obrigarão a todos os titulares de Debêntures em circulação, independentemente de terem comparecido à Assembleia Geral de Debenturistas ou do voto proferido nas respectivas Assembleias Gerais de Debenturistas.

Independentemente das formalidades previstas na Lei das Sociedades por Ações e na Escritura de Emissão serão consideradas regulares as deliberações tomadas pelos Debenturistas em Assembleia Geral de Debenturistas a que comparecerem os titulares de todas as Debêntures em Circulação.

7ª emissão da CPFL Piratininga

18.12 - Outras informações relevantes

Hipótese e cálculo do valor de resgate

A partir do 37º (trigésimo sétimo) mês contado da Data de Emissão, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado total ou parcial das Debêntures ("Resgate Antecipado"). O Resgate Antecipado será operacionalizado da seguinte forma:

- (i) por meio de comunicação enviada pela Emissora ao Agente Fiduciário e aos Debenturistas com antecedência de 10 (dez) dias úteis da data prevista para o Resgate Antecipado ("Comunicação de Resgate Antecipado"), a qual deverá descrever os termos e condições do Resgate Antecipado, incluindo: (a) se o resgate será total ou parcial e, se for parcial, a adoção do critério de sorteio, nos termos do parágrafo 2º do artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações, a ser coordenado pelo Agente Fiduciário, sendo que todas as etapas desse processo, tais como habilitação dos Debenturistas, qualificação, sorteio, apuração, definição do rateio e validação das quantidades de Debêntures a serem resgatadas serão realizadas fora do âmbito da CETIP, (b) a data prevista para o efetivo resgate das Debêntures e o efetivo pagamento aos Debenturistas; (c) o Preço de Resgate, conforme abaixo definido; e (d) as demais informações consideradas relevantes pela Emissora para conhecimento dos Debenturistas;
- (ii) o valor a ser pago aos Debenturistas a título de Resgate Antecipado será equivalente ao Valor Nominal Unitário não amortizado, acrescido da Remuneração devida e ainda não paga até a data de Resgate Antecipado, calculada nos termos do item 4.9 da Escritura de Emissão, devendo ainda incidir sobre este valor, prêmio a ser calculado de acordo com a seguinte fórmula ("Prêmio de Resgate"):

$$\text{Prêmio de Resgate} = P \times \text{PU}$$

Onde:

$$P = \frac{\text{DD}}{\text{DT}} \times 0,50\%, \text{ flat; e}$$

PU = Valor Nominal Unitário das Debêntures (já descontadas eventuais amortizações do Valor Nominal Unitário das Debêntures em Circulação ocorridas na forma do item 4.8 da Escritura de Emissão, inclusive na data do Resgate Antecipado), acrescido da Remuneração calculada pro rata temporis desde a Data de Emissão ou Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento do Resgate Antecipado.

Onde:

DD Dias a decorrer entre a data de resgate da operação e a data de vencimento da operação;

DT Dias a decorrer entre a primeira data possível de resgate e a data de vencimento da operação.

- (iii) o pagamento do Prêmio de Resgate deverá ser realizado de acordo com o disposto no item 4.17 da Escritura de Emissão, sendo certo que todas as Debêntures objeto do resgate serão liquidadas em uma única data e canceladas pela Emissora.

Para as Debêntures custodiadas eletronicamente no CETIP21, a operacionalização do resgate seguirá os procedimentos adotados pela CETIP, a qual deverá ser notificada pela Emissora e pelo Agente Fiduciário, com antecedência mínima de 2 (dois) dias úteis de sua realização. Adicionalmente, a Comunicação de Resgate deverá ser enviada ao Banco Liquidante, com antecedência mínima de 1 (um) dia útil da data do Resgate Antecipado.

Os valores relativos ao Prêmio de Resgate serão devidos aos respectivos Debenturistas e serão pagos simultaneamente ao pagamento do Resgate Antecipado.

18.12 - Outras informações relevantes

Condições de vencimento antecipado

Observado o disposto nos itens abaixo, as Debêntures e todas as obrigações constantes da Escritura de Emissão serão consideradas antecipadamente vencidas, tornando-se imediatamente exigível da Emissora o pagamento do Valor Nominal Unitário das Debêntures em Circulação, acrescido da Remuneração, calculada pro rata temporis, desde a Data de Emissão, ou da data do último pagamento da Remuneração, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento, a partir de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial na ocorrência das seguintes hipóteses:

- (a) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão, pelo Índice Geral de Preços de Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M"), no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, ressalvada a hipótese da Emissora e/ou da Garantidora ou qualquer de suas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado;
- (b) alteração do atual controle da Emissora ou da Garantidora sem prévia aprovação dos titulares das Debêntures, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora ou Garantidora desde que, após a conclusão da referida operação, ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ, permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Garantidora ou da Emissora³;
- (c) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou da Garantidora, exceto se após a conclusão da referida operação ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Garantidora ou da Emissora⁴;
- (d) realização de redução de capital social da Emissora e/ou da Garantidora, após a data de assinatura desta Escritura de Emissão, sem que haja anuência prévia dos titulares das Debêntures, conforme disposto no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações;
- (e) proposta pela Emissora e/ou Garantidora, ou por qualquer de suas subsidiárias, a qualquer credor ou classe de credores de plano de recuperação judicial ou extrajudicial, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; requerimento pela Emissora e/ou Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente ou, ainda, pedido de autofalência pela Emissora ou pela Garantidora;

³ [Visando obter anuência prévia dos debenturistas para a alteração do controle da Companhia, foi realizada uma Assembleia Geral de Debenturistas em 17 de outubro de 2016 para alteração das cláusulas de vencimento antecipado, de forma que tal cláusula não seja ativada caso a State Grid Corporate of China ou quaisquer entidades por ela controladas ou controladas em conjunto façam parte do bloco de controle majoritário da CPFL Energia](#)

⁴ Idem

18.12 - Outras informações relevantes

- (f) protesto legítimo de títulos contra a Emissora, suas subsidiárias, e/ou Garantidora, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão, pelo IGP-M, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora, suas subsidiárias e/ou pela Garantidora que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi cancelado; ou (iii) foram prestadas garantias em juízo;
- (g) falta de cumprimento pela Emissora e/ou pela Garantidora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na presente Escritura de Emissão não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento, pela Emissora e/ou pela Garantidora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário;
- (h) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora, suas subsidiárias, e/ou da Garantidora e não devidamente elidido pela Emissora, suas subsidiárias, e/ou pela Garantidora no prazo de 30 (trinta) dias corridos;
- (i) não pagamento pela Emissora e/ou pela Garantidora das obrigações pecuniárias devidas aos titulares das Debêntures nas datas previstas nesta Escritura de Emissão;
- (j) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora e/ou pela Garantidora caso a Emissora e/ou a Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas nesta Escritura de Emissão;
- (k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Emissora e/ou a Garantidora em valor individual ou agregado, igual ou superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão pelo IGP-M, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento;
- (l) não observância pela Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures, ao final de 2 (dois) semestres consecutivos, dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão acompanhados pelo Agente Fiduciário, com base em demonstrativo elaborado pela Garantidora ao final de cada semestre do ano civil, referente aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data do cálculo, devendo tal demonstrativo ser entregue ao Agente Fiduciário em até 15 (quinze) dias após a divulgação à CVM das demonstrações financeiras da Garantidora, relativas ao respectivo semestre ("Índices Financeiros"):
 - (i) relação entre a Dívida Líquida verificada ao final de cada semestre do ano civil da Garantidora e o EBITDA da Garantidora dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" a soma dos valores relativos a (1) empréstimos e financiamentos; (2) saldo líquido de operações swaps, futuros e opções relacionadas a taxas de juros e de câmbio; e (3) dívidas resultantes de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures, notas promissórias comerciais e/ou bonds ou notes da Garantidora no Brasil ou no exterior, menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras da Garantidora, estando excluída deste cálculo a dívida com a Fundação Cesp ("Funcesp") e considera-se como "EBITDA" (Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization) da Garantidora, (1) o lucro da Garantidora antes de juros, tributos, amortização e depreciação,

18.12 - Outras informações relevantes

ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela “A” – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em Nota explicativa das demonstrações financeiras da Garantidora (mas não nas informações financeiras trimestrais), calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, e (2) em caso de aquisição(ões), será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA da Garantidora, de acordo com a definição deste item (i) acima, o(s) EBITDA(s) gerado(s) no período de 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil pela(s) empresa(s) adquirida(s) (“EBITDA Histórico”); e

- (ii) relação entre EBITDA da Garantidora e Resultado Financeiro da Garantidora, maior ou igual a 2,25 vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como “Resultado Financeiro” da Garantidora, a diferença entre receitas e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo, não será considerado para cálculo. Estão excluídos destes cálculos os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à Funcesp, bem como as variações cambiais e monetárias sobre as dívidas e caixa, e por fim as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa da Garantidora, mas apenas registro contábil.

Para fins do cálculo a que se referem os itens (i) e (ii) acima, a Garantidora deverá (a) consolidar, em seus números, os resultados e os itens do balanço patrimonial de todas as sociedades em que detenha participação acionária igual ou superior a 10% (dez por cento), de forma proporcional à participação por ela detida no capital das referidas sociedades, independentemente da forma de apresentação das demonstrações financeiras do respectivo semestre da Garantidora à CVM, e (b) apresentar relatório contendo memória de cálculo de tais números, devidamente auditado por empresa de auditoria independente registrada na CVM, até a liquidação de todas as obrigações assumidas nesta Escritura de Emissão; e

- (m) transformação da Emissora ou da Garantidora em sociedade limitada.

As referências a “controle” encontradas na Cláusula Quarta da Escritura de Emissão deverão ser entendidas como tendo o sentido conferido pelo artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações.

Os eventos a que se referem os subitens (f), (g), (h), (i) e (k) acima somente serão considerados eventos de vencimento antecipado para os fins da Escritura de Emissão, ensejando a adoção dos procedimentos descritos nos itens abaixo, após o final do prazo de 30 (trinta) dias corridos ou, especificamente para o item (i), o prazo de 2 (dois) dias, neles referidos.

Para os fins da Escritura de Emissão, “Data de Vencimento Antecipado” será qualquer uma das seguintes datas: (i) ocorrendo qualquer dos eventos previstos nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (k) e/ou (m) acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do fato e imediatamente declarar o vencimento antecipado das Debêntures, por meio de notificação enviada à Emissora e à Garantidora, nos termos da Cláusula Nona da Escritura de Emissão; e (ii) ocorrendo os eventos previstos nas alíneas (b), (d), (f), (g), (j) e/ou (l) acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que se realizar a Assembleia Geral de Debenturistas, se tal Assembleia Geral aprovar o vencimento antecipado das Debêntures.

18.12 - Outras informações relevantes

A ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (k) e/ou (m) acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta ao respectivo Debenturista, ficando o vencimento condicionado à entrega de notificação nesse sentido, pelo Agente Fiduciário à Emissora e à Garantidora. Na ocorrência dos demais eventos previstos no item 4.13.1 da Escritura de Emissão, deverá ser convocada, pelo Agente Fiduciário, em até 05 (cinco) dias úteis contados da data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do evento, Assembleia Geral de Debenturistas, para deliberar sobre o eventual Vencimento Antecipado das Debêntures. A Assembleia Geral de Debenturistas a que se refere este item deverá ser realizada no prazo de 15 (quinze) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à primeira convocação, ou no prazo de 8 (oito) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à segunda convocação, se aplicável, sendo que, na hipótese de segunda convocação o edital deverá ser publicado no primeiro dia útil imediatamente posterior à data indicada para a realização da Assembleia Geral de Debenturistas nos termos da primeira convocação.

Na Assembleia Geral de Debenturistas mencionada no item 4.13.5 da Escritura de Emissão, que será instalada de acordo com os procedimentos e quorum previsto na Cláusula Sétima da Escritura de Emissão, os Debenturistas poderão optar, desde que por deliberação de titulares que representem, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação, por não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures.

A não instalação da referida Assembleia Geral de Debenturistas por falta de quorum será interpretada pelo Agente Fiduciário como uma opção dos Debenturistas em não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures.

Em caso de declaração do vencimento antecipado das Debêntures, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do Valor Nominal Unitário das Debêntures em Circulação, acrescido da Remuneração calculada pro rata temporis desde a Data de Emissão ou da última Data de Pagamento da Remuneração até a Data de Vencimento Antecipado, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos desta Escritura de Emissão, em até 5 (cinco) dias úteis contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário ou pelos Debenturistas à Emissora por meio de carta protocolizada no endereço constante da Cláusula Nona desta Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos encargos moratórios previstos no item 4.14 da Escritura de Emissão.

A Emissora, juntamente com o Agente Fiduciário, deverá comunicar a CETIP sobre o pagamento de que trata o item 4.13.8 da Escritura de Emissão, com, no mínimo, 2 (dois) dias úteis de antecedência.

Condições para alteração dos direitos assegurados

Os Debenturistas poderão, a qualquer tempo, reunir-se em assembleia geral, de acordo com o disposto no artigo 71 da Lei das Sociedades por Ações, a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos Debenturistas.

A Assembleia Geral de Debenturistas poderá ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em Circulação ou pela CVM.

Aplicar-se-á à Assembleia Geral de Debenturistas, no que couber, o disposto na Lei das Sociedades por Ações a respeito das assembleias gerais de acionistas.

A Assembleia Geral de Debenturistas instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de titulares de Debêntures que representem, no mínimo, metade das Debêntures em Circulação e, em segunda convocação, com qualquer número.

18.12 - Outras informações relevantes

Cada Debênture conferirá a seu titular o direito a um voto nas Assembleias Gerais de Debenturistas, sendo admitida a constituição de mandatários, titulares de Debêntures ou não.

Para efeito da constituição do quorum de instalação e/ou deliberação a que se refere esta Cláusula Sétima, serão consideradas "Debêntures em Circulação" todas as Debêntures em circulação no mercado, excluídas as Debêntures que a Emissora possuir em tesouraria, ou que sejam de propriedade de seus controladores (inclusive da Garantidora) ou de qualquer de suas controladas ou coligadas, bem como dos respectivos diretores ou conselheiros e respectivos cônjuges. Para efeitos de quorum de deliberação não serão computados, ainda, os votos em branco.

Será facultada a presença dos representantes legais da Emissora e da Garantidora nas Assembleias Gerais de Debenturistas, exceto quando formalmente solicitado pelo Agente Fiduciário, hipótese em que será obrigatória.

O Agente Fiduciário deverá comparecer à Assembleia Geral de Debenturistas e prestar aos Debenturistas as informações que lhe forem solicitadas.

A presidência da Assembleia Geral de Debenturistas caberá ao debenturista eleito pelos demais Debenturistas ou àquele que for designado pela CVM.

Exceto conforme estabelecido na Escritura de Emissão, as deliberações serão tomadas por Debenturistas que representem 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação, inclusive: (i) com relação a alterações nas cláusulas ou condições previstas na Escritura de Emissão que não apresentem outro quorum específico; (ii) alteração, perdão e/ou renúncia temporária a qualquer das hipóteses de vencimento antecipado estabelecidas no item 4.13 da Escritura de Emissão; (iii) modificação dos quoruns de deliberação estabelecidos na Cláusula Sétima da Escritura de Emissão; (iv) alteração das obrigações adicionais da Emissora estabelecidas na Cláusula Quinta da Escritura de Emissão; (v) alteração das obrigações do Agente Fiduciário, estabelecidas na Cláusula Sexta da Escritura de Emissão; e/ou (vi) alterações nos procedimentos aplicáveis às Assembleias Gerais de Debenturistas, estabelecidas na Cláusula Sétima da Escritura de Emissão.

As seguintes deliberações relativas às características das Debêntures, que poderão ser propostas exclusivamente pela Emissora, dependerão da aprovação por Debenturistas que representem pelo menos 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente: (i) a Remuneração das Debêntures; (ii) a Data de Pagamento da Remuneração; (iii) o prazo de vencimento das Debêntures; (iv) os valores e datas de amortização do principal das Debêntures; e/ou (v) a alteração, substituição ou o reforço das garantias.

As deliberações tomadas pelos Debenturistas em Assembleias Gerais de Debenturistas, no âmbito de sua competência legal, observados os quoruns estabelecidos na Escritura de Emissão, serão existentes, válidas e eficazes perante a Emissora e obrigarão a todos os titulares de Debêntures em Circulação, independentemente de terem comparecido à Assembleia Geral de Debenturistas ou do voto proferido nas respectivas Assembleias Gerais de Debenturistas.

Independentemente das formalidades previstas na Lei das Sociedades por Ações e na Escritura de Emissão serão consideradas regulares as deliberações tomadas pelos Debenturistas em Assembleia Geral de Debenturistas a que comparecerem os titulares de todas as Debêntures em Circulação.

8ª emissão da CPFL Piratininga

Condições de vencimento antecipado:

Observado o disposto abaixo, as Debêntures e todas as obrigações constantes desta Escritura de Emissão serão consideradas antecipadamente vencidas, tornando-se imediatamente exigível

18.12 - Outras informações relevantes

da Emissora e/ou da Garantidora, conforme o caso, o pagamento do Valor Nominal Unitário Atualizado, acrescido da Remuneração da Primeira Série e saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Segunda Série, calculada pro rata temporis, desde a data da primeira integralização das Debêntures da Primeira Série e das Debêntures da Segunda Série, ou da última Data de Pagamento da Remuneração das Debêntures da Primeira Série e das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento:

(a) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, pelo Índice Geral de Preços de Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M"), não sanado no prazo de até 05 (cinco) dias corridos da data para pagamento, ressalvada a hipótese da Emissora, Garantidora e/ou qualquer de suas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado;

(b) alteração do atual controle da Garantidora e/ou da Emissora sem prévia aprovação dos Debenturistas, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora e/ou da Garantidora, conforme o caso, na qual, após a conclusão da alteração de controle da Emissora e/ou da Garantidora, ao menos um dos seguintes acionistas permaneça, ou passe a fazer parte, individual ou coletivamente, direta ou indiretamente, do bloco de controle da Emissora e/ou da Garantidora: (i) Camargo Corrêa S.A.; (ii) Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ; ou (iii) quaisquer empresas direta ou indiretamente controladoras, controladas ou sob controle comum da State Grid International Development Limited ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China;

(c) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação, inclusive incorporação de ações, ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou da Garantidora, exceto se após a conclusão da referida operação que resultar na alteração de controle da Emissora ao menos um dos seguintes acionistas permaneça, ou passe a fazer parte, individual ou coletivamente, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Emissora e/ou da Garantidora: (i) Camargo Corrêa S.A.; (ii) Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ; ou (iii) quaisquer empresas direta ou indiretamente controladoras, controladas ou sob controle comum da State Grid International Development Limited ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China;

(d) realização de redução de capital social da Garantidora e/ou da Emissora, sem que haja anuência prévia dos Debenturistas, conforme disposto no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações;

(e) proposta pela Emissora e/ou pela Garantidora e/ou por quaisquer de suas subsidiárias, (i) de plano de recuperação extrajudicial ou (ii) de plano de recuperação judicial, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; requerimento pela Emissora e/ou pela Garantidora e/ou por quaisquer 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 pela Garantidora;

(f) protesto legítimo de títulos contra a Emissora e/ou a Garantidora ou suas subsidiárias, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo estes valores atualizados mensalmente, pelo IGP-M, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora e/ou pela Garantidora, e/ou pelas suas subsidiárias, ao Agente Fiduciário que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi suspenso ou cancelado, ou (iii) foram prestadas garantias e aceitas em juízo;

(g) descumprimento pela Garantidora e/ou pela Emissora de qualquer obrigação não pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão, o que ocorrer primeiro, não sanada em 30

18.12 - Outras informações relevantes

(trinta) dias corridos contados da data do recebimento, pela Garantidora e/ou pela Emissora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário, o que ocorrer primeiro;

(h) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e/ou da Garantidora e/ou de suas subsidiárias e não devidamente elidido no prazo de 30 (trinta) dias corridos;

(i) não pagamento pela Garantidora e/ou pela Emissora das obrigações pecuniárias devidas aos Debenturistas no prazo de até 2 (dois) dias corridos das datas previstas nesta Escritura de Emissão;

(j) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora caso a Emissora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas nesta Escritura de Emissão;

(k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial e/ou de qualquer decisão arbitral ou administrativa não sujeita a recurso contra a Emissora e/ou contra a Garantidora ou suas subsidiárias em valor individual ou agregado igual ou superior a R\$75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente a partir da Data de Emissão pelo IGP-M, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo estipulado na respectiva decisão;

(l) não observância pela Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures, ao final de 2 (dois) semestres consecutivos, dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão verificados pelo Agente Fiduciário com base em demonstrativo elaborado pela Garantidora ao final de cada semestre do ano civil, referente aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data do cálculo ("Índices Financeiros"):

(i) divisão entre a Dívida Líquida verificada ao final de cada semestre do ano civil e o EBITDA dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" a soma dos valores relativos a (1) empréstimos e financiamentos; (2) saldo líquido de operações swaps, futuros e opções relacionadas a taxas de juros e de câmbio; e (3) dívidas resultantes de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures, notas promissórias comerciais e/ou bonds ou notes da Garantidora no Brasil ou no exterior, menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras, estando excluída deste cálculo a dívida com a Funcesp e considera-se como "EBITDA" (Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization), (1) o lucro antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em Nota explicativa das demonstrações financeiras (mas não nas informações financeiras trimestrais), calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, e (2) em caso de aquisição(ões) será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA, de acordo com a definição deste item (i), o(s) EBITDA(s) gerado(s) no período de 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil pela(s) empresa(s) adquirida(s) ("EBITDA Histórico"); e

(ii) relação entre EBITDA e Resultado Financeiro maior ou igual a 2,25 vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como "Resultado Financeiro", a diferença entre receitas financeiras e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada semestre, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo não será considerado para cálculo. Estão excluídos destes cálculos os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à Funcesp, bem como as variações cambiais e monetárias sobre as dívidas e caixa e, por fim, as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa, mas apenas registro contábil.

Para fins do cálculo a que se referem os itens (i) e (ii) deste item "(l)", a Garantidora deverá (a) consolidar, em seus números, os resultados e os itens do balanço patrimonial de todas as sociedades em que detenha participação acionária igual ou superior a 10% (dez por cento), de forma proporcional à participação por ela detida no capital das referidas sociedades,

18.12 - Outras informações relevantes

independentemente da forma de apresentação das demonstrações financeiras do respectivo semestre da Garantidora à CVM; (b) apresentar relatório contendo memória de cálculo dos Índices Financeiros, baseado nos números auditados ou objeto de revisão por empresa de auditoria independente registrada na CVM, até a liquidação de todas as obrigações assumidas nesta Escritura de Emissão; (c) Os Índices Financeiros serão calculados a partir de 31 de dezembro de 2017;

(m) alteração do tipo societário da Emissora nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações;

(n) comprovada violação de qualquer dispositivo legal ou regulatório relativo à prática de corrupção ou de atos lesivos à administração pública, incluindo, sem limitação, a Lei nº 12.846, de 1º de agosto de 2013 ("Lei nº 12.846"), o Decreto nº 8.420/15 e desde que aplicável, a US Foreign Corrupt Practices Act of 1977 (em conjunto, as "Leis Anticorrupção") pela Emissora ou pela Garantidora; e

(o) descumprimento da obrigação de destinar os recursos captados por meio das Debêntures conforme estabelecido no item 3.12 desta Escritura de Emissão.

4.6.2. As referências a "controle" encontradas neste item 4.6 deverão ser entendidas como tendo o sentido conferido pelo artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações.

4.6.2.1. Os eventos a que se referem os subitens (f), (g) e (i) acima somente serão considerados eventos de vencimento antecipado para os fins desta Escritura de Emissão, ensejando a adoção dos procedimentos descritos nos itens abaixo, após o final do prazo neles mencionado.

4.6.3. Para os fins desta Escritura de Emissão, "Data de Vencimento Antecipado" será qualquer uma das seguintes datas:

(i) ocorrendo qualquer dos eventos previstos nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (j), (k) e/ou (m) acima do item 4.6.1 acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do fato e imediatamente declarar o vencimento antecipado das Debêntures, por meio de notificação enviada à Emissora e à Garantidora, nos termos da Cláusula 9 abaixo; e

(ii) ocorrendo os eventos previstos nas alíneas (b), (d), (f), (g), (l), (n) e/ou (o) acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que se realizar a Assembleia Geral de Debenturistas, se tal Assembleia Geral aprovar o vencimento antecipado das Debêntures.

A ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (j), (k) e/ou (m) acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta aos Debenturistas. Na ocorrência dos demais eventos previstos no item acima, deverá ser convocada, pelo Agente Fiduciário, em até 05 (cinco) Dias Úteis contados da data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do evento, Assembleia Geral de Debenturistas, para que os Debenturistas da Primeira Série e/ou os Debenturistas da Segunda Série deliberem, cada qual em relação à sua Série, sobre o eventual vencimento antecipado das Debêntures da Primeira Série e/ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, observado o quórum estabelecido. A Assembleia Geral de Debenturistas da respectiva Série a que se refere este item deverá ser realizada no prazo de 15 (quinze) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à primeira convocação, ou no prazo de 8 (oito) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à segunda convocação, se aplicável, sendo que, na hipótese de segunda convocação o edital deverá ser publicado no primeiro Dia Útil imediatamente posterior à data indicada para a realização da Assembleia Geral de Debenturistas da respectiva Série nos termos da primeira convocação.

Na Assembleia Geral de Debenturistas da respectiva Série, que será instalada de acordo com os procedimentos previstos na Escritura de Emissão, os Debenturistas da Primeira Série poderão optar por não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures da Primeira Série e os Debenturistas da Segunda Série poderão optar por não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures da Segunda Série, observado o quórum estabelecido na Escritura.

18.12 - Outras informações relevantes

A não instalação da referida Assembleia Geral de Debenturistas por falta de quórum será interpretada pelo Agente Fiduciário como uma opção dos Debenturistas da respectiva Série em não declarar antecipadamente vencidas as respectivas Debêntures.

Em caso de declaração do vencimento antecipado das Debêntures de qualquer uma das Séries, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do respectivo Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração calculada pro rata temporis desde a data da primeira integralização das Debêntures ou da última Data de Pagamento da Remuneração até a Data de Vencimento Antecipado, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos desta Escritura de Emissão, fora do âmbito da CETIP, em até 5 (cinco) Dias Úteis contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário à Emissora por meio de carta protocolizada ou encaminhada com aviso de recebimento no endereço constante na Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos encargos moratórios previstos na Escritura.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários:

Os Debenturistas poderão deliberar, a qualquer tempo, em sede de assembleia geral, de acordo com o disposto no artigo 71 da Lei das Sociedades por Ações, sobre matérias de seu interesse.

A Assembleia Geral de Debenturistas de cada Série poderá ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, pelos Debenturistas da respectiva Série que representem 10% (dez por cento), no mínimo, das Debêntures em Circulação, ou pela CVM.

A Assembleia Geral dos titulares das Debêntures da Primeira Série poderá ser realizada de forma separada da Assembleia Geral dos titulares das Debêntures da Segunda Série, exceto quando tratar de matérias de interesse comum dos Debenturistas de ambas séries, tais como, mas não se limitando, a substituição do Agente Fiduciário e a alteração dos prazos de obrigações previstas na presente Escritura de Emissão (para os quais não haja quórum específico).

A convocação das Assembleias Gerais de Debenturistas dar-se-á mediante anúncio publicado pelo menos 3 (três) vezes, nos órgãos de imprensa nos quais a Emissora deve efetuar suas publicações, respeitadas outras regras relacionadas à publicação de anúncio de convocação de assembleias gerais constantes da Lei das Sociedades por Ações, da regulamentação aplicável e desta Escritura de Emissão, ficando dispensada a convocação no caso da presença da totalidade dos Debenturistas.

Aplicar-se-á à Assembleia Geral de Debenturistas, no que couber, o disposto na Lei das Sociedades por Ações a respeito das assembleias gerais de acionistas.

As Assembleias Gerais de Debenturistas de cada uma das Séries deverão ser realizadas em prazo mínimo de 15 (quinze) dias, contados da data da primeira publicação da convocação. A Assembleia Geral de Debenturistas em segunda convocação somente poderá ser realizada em, no mínimo, 8 (oito) dias após a data marcada para a instalação da Assembleia Geral de Debenturistas de cada uma das Séries em primeira convocação.

As deliberações tomadas pelos Debenturistas, no âmbito de sua competência legal, observados os quóruns estabelecidos nesta Escritura, serão existentes, válidas e eficazes perante a Emissora e obrigarão a todos os titulares das Debêntures em Circulação da respectiva Série, independentemente de terem comparecido à Assembleia Geral de Debenturistas ou do voto proferido na respectiva Assembleia Geral de Debenturistas.

Será obrigatória a presença dos representantes legais da Emissora e da Garantidora nas Assembleias Gerais de Debenturistas convocadas pela Emissora, enquanto que nas assembleias convocadas pelos Debenturistas ou pelo Agente Fiduciário, a presença dos representantes legais da Emissora e da Garantidora será facultativa, a não ser quando ela seja solicitada pelos Debenturistas ou pelo Agente Fiduciário, conforme o caso, hipótese em que será obrigatória.

O Agente Fiduciário deverá comparecer à Assembleia Geral de Debenturistas e prestar ao Debenturista as informações que lhe forem solicitadas.

18.12 - Outras informações relevantes

As deliberações tomadas pelos respectivos Debenturistas, no âmbito de sua competência legal, observados os quóruns estabelecidos na Escritura de Emissão, serão existentes, válidas e eficazes perante a Emissora.

A Assembleia Geral de Debenturistas da respectiva Série instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de Debenturistas que representem a metade, no mínimo, das Debêntures em Circulação da respectiva Série, e, em segunda convocação, com qualquer quórum.

Nas deliberações da Assembleia Geral de Debenturistas, a cada Debênture caberá um voto, admitida a constituição de mandatário, Debenturista ou não. Exceto conforme estabelecido na Escritura de Emissão, as deliberações serão tomadas por Debenturistas que representem, no mínimo, a maioria das Debêntures em Circulação da Primeira Série e/ou pelo menos 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação da Segunda Série, inclusive com relação a alterações nas cláusulas ou condições previstas na Escritura de Emissão que não apresentem outro quórum específico.

As seguintes deliberações relativas às características das Debêntures, que poderão ser propostas exclusivamente pela Emissora, dependerão da aprovação por Debenturistas que representem pelo menos 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação da Primeira Série e/ou pelo menos 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação da Segunda Série, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente: (i) a Remuneração ou repactuação programada da respectiva Série; (ii) a Data de Pagamento da Remuneração da respectiva Série; (iii) o prazo de vencimento das Debêntures da respectiva Série; (iv) os valores e datas de amortização do principal das Debêntures da respectiva Série; (v) a alteração, substituição ou o reforço das garantias da respectiva Série; (vi) destinação de recursos da respectiva Série; (vii) resgate antecipado da respectiva Série; e/ou (viii) modificação dos quóruns de deliberação estabelecidos nesta Cláusula Sétima.

Para efeito de fixação de quórum da Escritura de Emissão, definem-se como "Debêntures em Circulação" todas as Debêntures de cada Série inscritas e integralizadas, e ainda não resgatadas, excluídas (i) aquelas mantidas em tesouraria pela Emissora; e (ii) exclusivamente para os fins de realização de Assembleia Geral de Debenturistas, as de titularidade de (a) empresas controladas, direta ou indiretamente, pela Emissora; (b) acionistas controladores da Emissora; e (c) administradores da Emissora, incluindo cônjuges e parentes até 2º grau.

Hipótese e cálculo do valor de resgate

Resgate Antecipado Facultativo. Sujeito ao atendimento das condições abaixo, a Emissora poderá realizar o resgate antecipado facultativo total das Debêntures da Segunda Série, a seu exclusivo critério e independentemente da anuência dos Debenturistas da Segunda Série, a partir do 3º (terceiro) ano contado da Data de Emissão das Debêntures da Segunda Série, ou seja, a partir de 15 de fevereiro de 2020, mediante o envio de comunicado individual a cada um dos Debenturistas da Segunda Série, com cópia ao Agente Fiduciário, ou mediante a publicação (na forma da Cláusula 4.12.1 abaixo) da Comunicação de Resgate Antecipado Facultativo Total (conforme definido abaixo), com antecedência mínima de 5 (cinco) Dias Úteis contados da data prevista para realização do referido resgate ("Resgate Antecipado Facultativo Total").

O Resgate Antecipado Facultativo Total, com o consequente cancelamento das Debêntures da Segunda Série, será realizado mediante o pagamento (i) do Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, (ii) da Remuneração Segunda Série, calculada pro rata temporis desde a primeira data de integralização (ou desde a última Data de Pagamento da Remuneração Segunda Série, conforme o caso) até a data do efetivo Resgate Antecipado Facultativo Total, (iii) de eventuais Encargos Moratórios e (iv) de prêmio de resgate correspondente a 0,30% (trinta centésimos por cento) ao ano incidente sobre os valores indicados nos itens (i) e (ii) ("Prêmio de Resgate Antecipado Facultativo Total" e "Valor de Resgate Antecipado Facultativo Total"). O percentual do Prêmio de Resgate Antecipado Facultativo Total será aplicado de acordo com a fórmula abaixo e pago integralmente na Data do Resgate Antecipado Facultativo Total:

18.12 - Outras informações relevantes

$$\text{Prêmio} = 0,30\% \times (\text{DU})/252$$

Sendo:

DU = quantidade de Dias Úteis entre a Data do Resgate Antecipado Facultativo Total, inclusive, e a Data de Vencimento Segunda Série, exclusive.

Observado o disposto nos itens acima, o Resgate Antecipado Facultativo Total somente poderá ocorrer mediante o envio de comunicação individual a todos os Debenturistas da Segunda Série, com cópia para o Agente Fiduciário, ou publicação de Anúncio da Emissora dirigida aos Debenturistas da Segunda Série nos termos da Cláusula abaixo ("Comunicação de Resgate Antecipado Facultativo Total"), com antecedência mínima de 5 (cinco) Dias Úteis contados da data prevista para realização do efetivo Resgate Antecipado Facultativo Total ("Data do Resgate Antecipado Facultativo Total"), que deverá, necessariamente, ser um Dia Útil. Na Comunicação de Resgate Antecipado Facultativo Total deverão constar (i) a Data do Resgate Antecipado Facultativo Total; e (ii) quaisquer outras informações necessárias à operacionalização do Resgate Antecipado Facultativo Total.

O Resgate Antecipado Facultativo Total deverá ser comunicado à CETIP, ao Banco Liquidante e ao Escriturador com antecedência mínima de 3 (três) Dias Úteis da Data do Resgate Antecipado Facultativo Total.

O pagamento das Debêntures da Segunda Série objeto de Resgate Antecipado Facultativo Total será feito (i) por meio dos procedimentos adotados pela CETIP para as Debêntures da Segunda Série custodiadas eletronicamente na CETIP; e/ou (ii) mediante depósito em contas correntes indicadas pelos Debenturistas da Segunda Série a ser realizado pelo Banco Liquidante e/ou pelo Escriturador, no caso de Debêntures da Segunda Série que não estejam custodiadas eletronicamente na CETIP.

Não será permitido o resgate antecipado facultativo parcial das Debêntures.

A Emissora não poderá, voluntariamente, realizar o resgate antecipado de qualquer das Debêntures da Primeira Série.

Resgate Antecipado Obrigatório. Não haverá resgate antecipado obrigatório. Contudo, as Debêntures poderão ser objeto de resgate antecipado ou de amortização antecipada na hipótese de indisponibilidade do IPCA e/ou da Taxa DI, , ressalvado o disposto na Lei 12.431 para as Debêntures da Primeira Série.

Oferta de Resgate Antecipado. A Emissora poderá realizar, a seu exclusivo critério, oferta de resgate antecipado da totalidade das Debêntures da Primeira Série, observado o disposto abaixo, ou das Debêntures da Segunda Série, endereçadas a todos os Debenturistas da Primeira Série ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, sendo assegurado a todos os Debenturistas, sem distinção, igualdade de condições para aceitar o resgate das Debêntures por eles detidas, nos termos da presente Escritura de Emissão e das demais legislações aplicáveis, incluindo, mas não se limitando, a Lei das Sociedades por Ações e as regras expedidas ou a serem expedidas pelo CMN. Para as Debêntures da Primeira Série, a Companhia deverá observar o prazo previsto na regulamentação vigente, conforme disposto na Lei 12.431, Decreto 8.874 e na Resolução CMN 4.476, ou em quaisquer outras leis ou regras que as venham substituir e/ou complementar, e, para as Debêntures da Segunda Série, a oferta de resgate antecipado total poderá ser realizada a qualquer tempo, a exclusivo critério da Emissora

O valor a ser pago aos Debenturistas da Primeira Série ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, na hipótese de realização do resgate antecipado será equivalente ao Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da Primeira Série ou Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, acrescido (i) da Remuneração da respectiva série devida na data de resgate e ainda não paga até a data do resgate, calculada pro rata temporis desde a data da primeira integralização das Debêntures da Primeira Série ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, ou a Data de Pagamento de Remuneração da Primeira Série ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento; e (ii) de

18.12 - Outras informações relevantes

eventual prêmio de resgate a ser oferecido aos Debenturistas da Primeira Série ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, a exclusivo critério da Emissora Amortização Extraordinária Facultativa. Sujeito ao atendimento das condições abaixo, a Emissora poderá realizar a amortização extraordinária facultativa limitada a 98% (noventa e oito por cento) do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Segunda Série, que deverá abranger, proporcionalmente, todas as Debêntures da Segunda Série, a seu exclusivo critério e independentemente da anuência dos Debenturistas da Segunda Série, a partir do 3º (terceiro) ano de vigência das Debêntures da Segunda Série, mediante o envio da Comunicação de Amortização Extraordinária Facultativa, com antecedência mínima de 5 (cinco) Dias Úteis contados da data prevista para realização da referida amortização

A Amortização Extraordinária Facultativa será realizada mediante o pagamento (i) do respectivo Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, (ii) da Remuneração Segunda Série, calculada pro rata temporis desde a primeira data de integralização (ou desde a última Data de Pagamento da Remuneração Segunda Série, conforme o caso) até a data da efetiva Amortização Extraordinária Facultativa, (iii) de eventuais Encargos Moratórios e (iv) de prêmio de amortização correspondente a 0,30% (trinta centésimos por cento) ao ano incidente sobre os valores indicados nos itens (i) e (ii) ("Prêmio de Amortização Extraordinária Facultativa" e "Valor da Amortização Extraordinária Facultativa"). O percentual do Prêmio de Amortização Extraordinária Facultativa descrito no item (iv) acima será aplicado de acordo com a fórmula abaixo e pago integralmente na data da Amortização Extraordinária Facultativa:

$$\text{Prêmio} = 0,30\% \times (\text{DD})/252$$

Sendo:

DD = quantidade de Dias Úteis entre a Data do Resgate Antecipado Facultativo Total, inclusive, e a Data de Vencimento Segunda Série, exclusive

Observado o disposto nos itens, a Amortização Extraordinária Facultativa somente poderá ocorrer mediante o envio de comunicação individual a todos os Debenturistas da Segunda Série, com cópia para o Agente Fiduciário, ou publicação de Anúncio da Emissora dirigida aos Debenturistas da Segunda Série nos termos da Cláusula 4.5.1.3 abaixo ("Comunicação de Amortização Extraordinária Facultativa"), com antecedência mínima de 5 (cinco) Dias Úteis contados da data prevista para realização da efetiva Amortização Extraordinária Facultativa ("Data da Amortização Extraordinária Facultativa"), que deverá, necessariamente, ser um Dia Útil. Na Comunicação de Amortização Extraordinária Facultativa deverão constar (i) a Data da Amortização Extraordinária Facultativa; e (ii) quaisquer outras informações necessárias à operacionalização da Amortização Extraordinária Facultativa.

A Amortização Extraordinária Facultativa deverá ser comunicada à CETIP, ao Banco Liquidante e ao Escriturador com antecedência mínima de 3 (três) Dias Úteis da Data da Amortização Extraordinária Facultativa.

O pagamento da Amortização Extraordinária Facultativa será feito (i) por meio dos procedimentos adotados pela CETIP para as Debêntures da Segunda Série custodiadas eletronicamente na CETIP; e/ou (ii) mediante depósito em contas correntes indicadas pelos Debenturistas da Segunda Série a ser realizado pelo Banco Liquidante e/ou pelo Escriturador, no caso de Debêntures da Segunda Série que não estejam custodiadas eletronicamente na CETIP.

A Emissora não poderá, voluntariamente, realizar a Amortização Extraordinária Facultativa das Debêntures da Primeira Série.

19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria

19.3 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.
--

A Companhia não possui valores mobiliários em tesouraria nem planos de recompra.

20.2 - Outras informações relevantes

20.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Todas as informações pertinentes a Política de negociação de valores mobiliários já foram divulgadas no Formulário de Referência da nossa controladora CPFL Energia.

21.4 - Outras informações relevantes

21.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Todas as informações pertinentes a Política de divulgação de informações já foram divulgadas no Formulário de Referência da nossa controladora CPFL Energia.