

Índice

1. Responsáveis pelo formulário

| | |
|--|---|
| 1.0 - 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 | 6 |
| 3.2 - Medições não contábeis | 7 |
| 3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras | 9 |
| 3.4 - Política de destinação dos resultados | 10 |
| 3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido | 14 |
| 3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas | 15 |
| 3.7 - Nível de endividamento | 16 |
| 3.8 - Obrigações | 17 |
| 3.9 - Outras informações relevantes | 18 |

4. Fatores de risco

| | |
|--|----|
| 4.1 - Descrição dos fatores de risco | 19 |
| 4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado | 29 |
| 4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes | 33 |
| 4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores | 43 |
| 4.5 - Processos sigilosos relevantes | 44 |
| 4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto | 45 |
| 4.7 - Outras contingências relevantes | 47 |
| 4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados | 48 |

Índice

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

| | |
|---|----|
| 5.1 - Política de gerenciamento de riscos | 49 |
| 5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado | 53 |
| 5.3 - Descrição dos controles internos | 56 |
| 5.4 - Programa de Integridade | 57 |
| 5.5 - Alterações significativas | 61 |
| 5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos | 62 |

6. Histórico do emissor

| | |
|--|----|
| 6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM | 63 |
| 6.3 - Breve histórico | 64 |
| 6.5 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial | 67 |
| 6.6 - Outras informações relevantes | 68 |

7. Atividades do emissor

| | |
|--|----|
| 7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas | 69 |
| 7.1.a - Informações específicas de sociedades de economia mista | 75 |
| 7.2 - Informações sobre segmentos operacionais | 76 |
| 7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais | 77 |
| 7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total | 79 |
| 7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades | 80 |
| 7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior | 81 |
| 7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades | 82 |
| 7.8 - Políticas socioambientais | 83 |
| 7.9 - Outras informações relevantes | 85 |

8. Negócios extraordinários

| | |
|---|----|
| 8.1 - Negócios extraordinários | 97 |
| 8.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor | 98 |
| 8.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais | 99 |

Índice

| | |
|---|-----|
| 8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord. | 100 |
| 9. Ativos relevantes | |
| 9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros | 101 |
| 9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados | 102 |
| 9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis | 103 |
| 9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades | 104 |
| 9.2 - Outras informações relevantes | 105 |
| 10. Comentários dos diretores | |
| 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais | 106 |
| 10.2 - Resultado operacional e financeiro | 130 |
| 10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras | 137 |
| 10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor | 138 |
| 10.5 - Políticas contábeis críticas | 140 |
| 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras | 141 |
| 10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras | 142 |
| 10.8 - Plano de Negócios | 143 |
| 10.9 - Outros fatores com influência relevante | 144 |
| 11. Projeções | |
| 11.1 - Projeções divulgadas e premissas | 145 |
| 11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas | 146 |
| 12. Assembleia e administração | |
| 12.1 - Descrição da estrutura administrativa | 147 |
| 12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais | 150 |
| 12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração | 151 |
| 12.4 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem | 152 |
| 12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal | 153 |
| 12.7/8 - Composição dos comitês | 157 |

Índice

| | |
|---|-----|
| 12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores | 158 |
| 12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros | 159 |
| 12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores | 160 |
| 12.12 - Outras informações relevantes | 161 |

13. Remuneração dos administradores

| | |
|---|-----|
| 13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária | 162 |
| 13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal | 163 |
| 13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal | 167 |
| 13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária | 168 |
| 13.5 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária | 169 |
| 13.6 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária | 170 |
| 13.7 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária | 171 |
| 13.8 - Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.5 a 13.7 - Método de precificação do valor das ações e das opções | 172 |
| 13.9 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão | 173 |
| 13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários | 174 |
| 13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal | 175 |
| 13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria | 176 |
| 13.13 - Percentual na remuneração total detido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores | 177 |
| 13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam | 178 |
| 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 | 179 |
| 13.16 - Outras informações relevantes | 181 |

14. Recursos humanos

| | |
|---|-----|
| 14.1 - Descrição dos recursos humanos | 182 |
| 14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos | 183 |

Índice

| | |
|--|-----|
| 14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados | 184 |
| 14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos | 185 |
| 14.5 - Outras informações relevantes | 186 |
| 15. Controle e grupo econômico | |
| 15.1 / 15.2 - Posição acionária | 187 |
| 15.3 - Distribuição de capital | 196 |
| 15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico | 197 |
| 15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte | 200 |
| 15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor | 201 |
| 15.7 - Principais operações societárias | 202 |
| 15.8 - Outras informações relevantes | 205 |
| 16. Transações partes relacionadas | |
| 16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas | 206 |
| 16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas | 207 |
| 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 | 233 |
| 16.4 - Outras informações relevantes | 235 |
| 17. Capital social | |
| 17.1 - Informações sobre o capital social | 236 |
| 17.2 - Aumentos do capital social | 237 |
| 17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações | 238 |
| 17.4 - Informações sobre reduções do capital social | 239 |
| 17.5 - Outras informações relevantes | 240 |
| 18. Valores mobiliários | |
| 18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública | 241 |
| 18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto | 242 |

Índice

| | |
|---|-----|
| 18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados | 243 |
| 18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil | 244 |
| 18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação | 247 |
| 18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros | 248 |
| 18.8 - Títulos emitidos no exterior | 249 |
| 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 | 250 |
| 18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios | 251 |
| 18.11 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros | 252 |
| 18.12 - Outras informações relevantes | 253 |
| | |
| 19. Planos de recompra/tesouraria | |
| 19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor | 269 |
| 19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria | 270 |
| 19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria | 271 |
| | |
| 20. Política de negociação | |
| 20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários | 272 |
| 20.2 - Outras informações relevantes | 273 |
| | |
| 21. Política de divulgação | |
| 21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações | 275 |
| 21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas | 276 |
| 21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações | 277 |
| 21.4 - Outras informações relevantes | 278 |

1.0 - 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

José Carlos Saciloto Tadiello

Cargo do responsável

Diretor Presidente

1. Identificação das pessoas responsáveis pelo conteúdo do formulário

1.1 Declaração individual do Diretor Presidente devidamente assinada, atestando 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 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:

JOSÉ CARLOS SACILOTO TADIELLO, brasileiro, casado, economista, portador do documento de identidade RG nº 2001925706, expedido pela SSP/RS e inscrito no Cadastro de Pessoas Físicas do Ministério da Fazenda (CPF/MF) sob o nº227455640-72, com escritório localizado na Rua Mario de Boni, 1902, 11º andar Floresta, CEP 95012-580, Caxias do Sul, Estado do Rio Grande do Sul, Brasil na qualidade de Diretor Presidente da Rio Grande Energia ("Companhia" ou "RGE") 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 suas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos.



José Carlos Saciolo Tadiello
Diretor Presidente

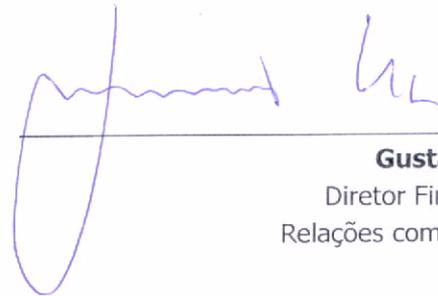
1.1 Declaração individual do Diretor de Relações com Investidores devidamente assinada, atestando que (a) reviu o formulário de referência, (b) todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19, (c) o conjunto de informações nele contido 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:

GUSTAVO ESTRELLA, brasileiro, casado, administrador, portador do documento de identidade RG nº 8.806.922, expedido pela SSP/RJ e inscrito no Cadastro de Pessoas Físicas do Ministério da Fazenda (CPF/MF) sob o nº 037.234.097-09, com escritório localizado na Rodovia Engenheiro Miguel Noel Nascentes Burnier, Km 2,5, Parque São Quirino, CEP 13088-140, Campinas, Estado de São Paulo, Brasil na qualidade de Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Rio Grande Energia ("Companhia" ou "RGE") 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 suas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos.



Gustavo Estrella
Diretor Financeiro e de
Relações com Investidores

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores

| | |
|---|---|
| Possui auditor? | SIM |
| Código CVM | 418-9 |
| Tipo auditor | Nacional |
| Nome/Razão social | KPMG Auditores Independentes |
| CPF/CNPJ | 57.755.217/0001-29 |
| Período de prestação de serviço | 29/03/2017 |
| Descrição do serviço contratado | Auditoria das Demonstrações Financeiras anuais societárias e revisão especial das informações trimestrais societárias; auditoria das demonstrações financeiras anuais regulatórias; e auditoria de controles internos para compliance Sox para os exercícios findos em 31/12/2017, 31/12/2018, 31/12/2019, 31/12/2020 e 31/12/2021. |
| Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço | O montante total da remuneração dos auditores independentes foi de R\$ 454 mil referentes à auditoria societária, regulatória e de controles internos Sox para o exercício findo em 31/12/2017, e R\$ 145 mil para outros serviços prestados. |
| Justificativa da substituição | Não aplicável. |
| Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor | Não aplicável. |

| Nome responsável técnico | Período de prestação de serviço | CPF | Endereço |
|------------------------------|---------------------------------|----------------|--|
| Marcio José dos Santos | 29/03/2017 a 05/02/2018 | 253.206.858-23 | Av. Barão de Itapura, 950, 6º andar, Botafogo, Campinas, SP, Brasil, CEP 13020-431, Telefone (19) 21298700, Fax (19) 21298728, e-mail: marciosantos@kpmg.com.br |
| Thiago Rodrigues de Oliveira | 06/02/2018 | 279.464.668-03 | Av. Coronel Silva Telles, 977, 10º andar, Cambuí, Campinas, SP, Brasil, CEP 13024-001, Telefone (19) 31986708, Fax (19) 31986001, e-mail: troliveira@kpmg.com.br |

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 da Companhia 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 da CPFL Energia; e (ii) a competência do Conselho de Administração da CPFL Energia para deliberar ao Conselho de Administração de sobre a seleção ou destituição dos auditores externos da Companhia.

A KPMG Auditores Independentes (KPMG) foi contratada pela Rio Grande Energia S.A. para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da Companhia. Em atendimento à Instrução CVM nº 381/03, informamos que a KPMG prestou, em 2017, serviços não relacionados à auditoria externa cujos honorários agregados foram superiores a 5% do total de honorários recebidos pelo serviço de auditoria contábil (societária, regulatória e Sox).

Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017, a KPMG prestou, além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, de revisão das informações intermediárias e de auditoria de Sox, os seguintes serviços:

| Natureza | Data do contrato | Duração |
|---|-------------------------|---------------------------|
| Emissão de carta conforto de emissão de debêntures | 28/12/2016 | Exercícios de 2017 a 2021 |
| Asseguração de <i>covenants</i> financeiros | 28/12/2016 | Exercícios de 2017 a 2021 |
| Procedimentos previamente acordados – Auditoria de projetos de P&D | 18/08/2016 | 24 meses |
| Outros procedimentos previamente acordados | 03/08/2017 | Inferior a 1 ano |
| Serviços de <i>compliance</i> tributário - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF) | 28/12/2016 | Exercícios de 2017 a 2021 |
| Outros serviços de <i>compliance</i> tributário | 27/05/2016 e 01/09/2017 | 16 e 12 meses |

Contratamos um total de R\$ 145 mil referentes aos serviços descritos acima, o que equivale a aproximadamente 32% dos honorários de auditoria externa das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, de revisão das informações intermediárias e de auditoria de Sox referentes ao exercício social de 2017 da RGE.

A contratação dos auditores independentes, conforme estatuto social, é recomendada pelo Conselho Fiscal da controladora CPFL Energia e compete ao Conselho de Administração da Companhia deliberar sobre a seleção ou destituição dos auditores independentes.

Conforme previsto pela Instrução CVM 381/03, a KPMG declarou à Administração da RGE que, em razão do escopo e dos processos executados, as prestações dos serviços supramencionados não afetam a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria externa.

3.1 - Informações Financeiras

(Reais)

Exercício social (31/12/2017)

Exercício social (31/12/2016)

Exercício social (31/12/2015)

3.2 - Medições não contábeis

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

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

a. informar o valor das medições não contábeis

Os montantes de EBITDA (LAJIDA), observando os preceitos da Instrução CVM nº 527, de 4 de outubro de 2012 ("Instrução CVM 527/12") foram R\$ 458.311, R\$ 457.034 e R\$ 492.571 nos exercícios findos em 2017, 2016 e 2015, respectivamente;

Os montantes de Endividamento Bruto, foram R\$ 1.667.373, R\$1.737.677 e R\$ 1.834.179 em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015 respectivamente.

Os montantes de Endividamento Líquido, foram R\$ 1.466.052, R\$ 1.235.545 e R\$ 1.141.121 em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015 respectivamente.

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

| | 2017 | 2016 | 2015 (*) |
|-------------------------------|----------------|----------------|----------------|
| Lucro líquido contábil | 112.819 | 98.272 | 143.679 |
| Imposto sobre o lucro | 65.257 | 55.531 | 79.200 |
| Resultado Financeiro | 112.780 | 143.741 | 132.517 |
| Amortização | 167.455 | 159.490 | 137.175 |
| EBITDA | 458.311 | 457.034 | 492.571 |

(*) Contempla os efeitos da nota explicativa 2.6 de nossas demonstrações financeiras anuais de 31 de dezembro de 2016

| | 2017 | 2016 | 2015 |
|---|------------------|------------------|------------------|
| Empréstimos , financiamentos e encargos | 998.782 | 1.155.380 | 1.532.376 |
| Debêntures e encargos | 774.040 | 714.394 | 714.431 |
| Derivativos | (105.449) | (132.098) | (412.628) |
| Endividamento bruto | 1.667.373 | 1.737.677 | 1.834.179 |
| Caixa e Equivalentes de Caixa | 201.320 | 502.133 | 693.058 |
| Endividamento líquido | 1.466.052 | 1.235.545 | 1.141.121 |

3.2 - Medições não contábeis

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

O EBITDA é calculado utilizando-se o lucro antes de juros (resultado financeiro), do imposto de renda e contribuição social, e da amortização. O EBITDA fornece uma medida gerencial útil do desempenho da Companhia e a definição de EBITDA utilizada pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras empresas. Ressalta-se que o EBITDA não é uma medida estabelecida de acordo com as normas contábeis internacionais (IFRS) e está sendo apresentado de acordo com a Instrução CVM nº 527/2012.

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

A Administração da Companhia entende que é importante apresentar a medição não contábil de Endividamento Bruto e Endividamento Líquido pois (i) tanto os saldos de debêntures, como os de empréstimos e financiamentos constituem-se de dívidas financeiras, com características semelhantes entre si, e (ii) as operações de derivativos são majoritariamente contratadas para proteção cambial e de juros destas mesmas operações, de forma que os valores devem ser analisados em conjunto. Ademais, os conceitos de Endividamento Bruto (circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos, debêntures e respectivos encargos) e de Endividamento Líquido (circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos, debentures e respectivos encargos incluindo a posição líquida caixa e equivalentes de caixa) são utilizados com frequência para o estabelecimento de cláusulas restritivas financeiras de contratos de empréstimos, financiamentos e de debêntures.

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

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

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

3.4 - Política de destinação dos resultados

| 3.4 Descrever a política de destinação dos resultados dos 3 últimos exercícios sociais, indicando: | | | |
|---|---|---|--|
| | 31.12.2017 | 31.12.2016 | 31.12.2015 |
| a) Regras sobre retenção de lucros | <p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("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) constituição de Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão, mensalmente ou em outra periodicidade definida pela Companhia, com o ganho ou perda correspondente à variação da expectativa de fluxo de caixa do Ativo Financeiro da Concessão contabilizado no resultado do período, líquido dos efeitos tributários. O valor a ser destinado para a constituição dessa reserva será limitado ao saldo da conta "Lucro ou Prejuízo Acumulado", após a eventual constituição das Reservas para Contingências, de Incentivos Fiscais e de Lucros a Realizar:</p> <p>(c.i) a realização da Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão ocorrerá ao final do período de concessão da Companhia, quando do pagamento da indenização pelo Poder Concedente, bem como pela baixa do Ativo Financeiro da Concessão decorrente de alienação ou reestruturação societária, e resultará na reversão dos respectivos valores para "Lucros ou Prejuízos Acumulados".</p> <p>(c.ii) o saldo da Reserva de</p> | <p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("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) constituição de Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão, mensalmente ou em outra periodicidade definida pela Companhia, com o ganho ou perda correspondente à variação da expectativa de fluxo de caixa do Ativo Financeiro da Concessão contabilizado no resultado do período, líquido dos efeitos tributários. O valor a ser destinado para a constituição dessa reserva será limitado ao saldo da conta "Lucro ou Prejuízo Acumulado", após a eventual constituição das Reservas para Contingências, de Incentivos Fiscais e de Lucros a Realizar:</p> <p>(c.i) a realização da Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão ocorrerá ao final do período de concessão da Companhia, quando do pagamento da indenização pelo Poder Concedente, bem como pela baixa do Ativo Financeiro da Concessão decorrente de alienação ou reestruturação societária, e resultará na reversão dos respectivos valores para "Lucros ou Prejuízos Acumulados".</p> <p>(c.ii) o saldo da Reserva de</p> | <p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("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) constituição de Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão, mensalmente ou em outra periodicidade definida pela Companhia, com o ganho ou perda correspondente à variação da expectativa de fluxo de caixa do Ativo Financeiro da Concessão contabilizado no resultado do período, líquido dos efeitos tributários. O valor a ser destinado para a constituição dessa reserva será limitado ao saldo da conta "Lucro ou Prejuízo Acumulado", após a eventual constituição das Reservas para Contingências, de Incentivos Fiscais e de Lucros a Realizar:</p> <p>(c.i) a realização da Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão ocorrerá ao final do período de concessão da Companhia, quando do pagamento da indenização pelo Poder Concedente, bem como pela baixa do Ativo Financeiro da Concessão decorrente de alienação ou reestruturação societária, e resultará na reversão dos respectivos valores para "Lucros ou Prejuízos Acumulados".</p> <p>(c.ii) o saldo da Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão não poderá exceder o saldo do Ativo Financeiro da</p> |

3.4 - Política de destinação dos resultados

| | | | |
|--|--|---|--|
| | <p>Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão não poderá exceder o saldo do Ativo Financeiro da Concessão registrado nas Demonstrações Financeiras da Companhia;</p> <p>d) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p> <p>Em caso de prejuízo, as reservas constituídas poderão ser utilizadas para absorver o prejuízo remanescente, sendo a reserva de ajustes do ativo da concessão e a reserva legal, nesta ordem, as últimas a serem absorvidas.</p> <p>Em 2017, 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>Em 2017, amparada na Lei nº 6.404/1976, e considerando o atual cenário econômico adverso e as incertezas quanto às projeções de</p> | <p>Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão não poderá exceder o saldo do Ativo Financeiro da Concessão registrado nas Demonstrações Financeiras da Companhia;</p> <p>d) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p> <p>Em caso de prejuízo, as reservas constituídas poderão ser utilizadas para absorver o prejuízo remanescente, sendo a reserva de ajustes do ativo da concessão e a reserva legal, nesta ordem, as últimas a serem absorvidas.</p> <p>Em 2016, 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>Concessão registrado nas Demonstrações Financeiras da Companhia;</p> <p>d) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p> <p>Em caso de prejuízo, as reservas constituídas poderão ser utilizadas para absorver o prejuízo remanescente, sendo a reserva de ajustes do ativo da concessão e a reserva legal, nesta ordem, as últimas a serem absorvidas.</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> |
|--|--|---|--|

3.4 - Política de destinação dos resultados

| | | | |
|---|---|--|--|
| | mercado das distribuidoras, a Companhia constituiu a Reserva Estatutária – reforço de capital de giro. | | |
| a.1) Valores das Retenções de Lucros | <p>Na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 27.04.2018, foi aprovada a seguinte destinação de lucro líquido para o exercício social encerrado em 31.12.2017: Reserva estatutária – ajustes do ativo financeiro da concessão: constituição de R\$ 22.594.098,71 e reforço de capital de giro de R\$ 57.789.721,78 saldo final de R\$ 224.413.033,60 (a AGOE de 27/04/2018 extinguiu do estatuto social essa reserva estatutária e seu saldo foi revertido para conta de lucros acumulados).</p> <p>Reserva legal: R\$5.640.969,89.</p> | <p>Na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 04.04.2017, foi aprovada a seguinte destinação de lucro líquido para o exercício social encerrado em 31.12.2016: Reserva estatutária – ativo financeiro da concessão: constituição de R\$ 45.161.041,12 e saldo final de R\$ 144.029.213,11</p> <p>Reserva Legal: R\$ 4.913.593,60.</p> | <p>Na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 28.04.2016, foi aprovada a seguinte destinação de lucro líquido para o exercício social encerrado em 31.12.2015: Reserva estatutária – ativo financeiro da concessão: constituição de R\$ 61.826.367,21 e saldo final de R\$ 98.868.171,99</p> <p>Reserva Legal: R\$ 7.183.962,31</p> |
| 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> <p>As regras sobre distribuição de dividendos apresentadas referem-se aos três exercícios sociais.</p> | | |

3.4 - Política de destinação dos resultados

| | |
|---|---|
| <p>c) Periodicidade das distribuições de dividendos</p> | <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. O Conselho de Administração poderá, também, declarar juros sobre o capital próprio e imputá-los ao pagamento do dividendo mínimo obrigatório.</p> <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>A periodicidade das distribuições de dividendos apresentada refere-se aos três exercícios sociais</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 está 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, apurados anualmente. Exemplos destes parâmetros podem ser: Endividamento financeiro líquido dividido pelo EBITDA e endividamento financeiro líquido dividido pela soma do endividamento financeiro líquido e o patrimônio líquido, entre outros.</p> <p>As restrições à distribuição de dividendos apresentadas referem-se aos três exercícios sociais.</p> |
| <p>e) Se o emissor possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada, informando órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado</p> | <p>Desde março de 2018, não há uma política específica de distribuição de dividendos. Os dividendos são distribuídos considerando as regras previstas em lei, respeitando o Estatuto Social da Companhia.</p> |

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

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

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

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

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 |
|-------------------------|--|-------------------------|--------------------------------|---|
| 31/12/2017 | 2.630.808.000,00 | Índice de Endividamento | 1,52872070 | |

3.8 - Obrigações

| Exercício social (31/12/2017) | | | | | | | |
|--------------------------------------|------------------|---------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------|
| 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 | | 78.418.000,00 | 125.273.000,00 | 67.465.000,00 | 6.783.000,00 | 277.939.000,00 |
| Financiamento | Quirografárias | | 2.521.000,00 | 1.214.000,00 | 0,00 | 0,00 | 3.735.000,00 |
| Títulos de dívida | Quirografárias | | 67.437.000,00 | 282.592.000,00 | 291.634.000,00 | 132.378.000,00 | 774.041.000,00 |
| Empréstimo | Quirografárias | | 556.252.000,00 | 160.857.000,00 | 0,00 | 0,00 | 717.109.000,00 |
| Total | | | 704.628.000,00 | 569.936.000,00 | 359.099.000,00 | 139.161.000,00 | 1.772.824.000,00 |

Observação

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. |
|---|

A Companhia esclarece que o item 3.1 não foi preenchido por ser facultativo em função da mesma ser uma empresa classificada como categoria B.

Informações complementares ao item 3.8

- (i) Financiamentos com garantia quirografárias, referem-se essencialmente aos montantes apresentados como Empréstimos – Linhas de crédito – FINAME, na nota explicativa nº 14 das Demonstrações Financeiras da Companhia;
- (ii) Financiamentos com garantia real, referem-se essencialmente aos montantes apresentados como Empréstimos – Linhas de crédito FINEM e Eletrobrás, e custos com captação, na nota explicativa nº 14 das Demonstrações Financeiras da Companhia;
- (iii) Empréstimos com garantia quirografária, referem-se aos demais contratos de empréstimos em moeda nacional e estrangeira, bem como os valores de marcação a mercado e custos com captação, apresentados na nota explicativa nº 14 das Demonstrações Financeiras da Companhia;
- (iv) Título de dívidas com garantia quirografária, referem-se essencialmente aos montantes apresentados como Debêntures na nota explicativa nº 15 das Demonstrações Financeiras da Companhia;

4.1 - Descrição dos fatores de risco

4 Fatores de risco

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

a. ao emissor;

Nosso negócio está sujeito a ciberataques e violações de segurança e privacidade.

O nosso negócio envolve a coleta, armazenamento, processamento e transmissão de dados pessoais ou confidenciais de clientes, fornecedores e empregados. Nós também utilizamos os sistemas chave da tecnologia da informação para controle das operações de energia e comercial, administrativas e financeiras. Um crescente número de organizações, incluindo grandes empresas, instituições financeiras e instituições governamentais, vem divulgando violações de seus sistemas de tecnologia da informação e segurança da informação, algumas delas envolvendo ataques sofisticados e alvos altamente selecionados, incluindo em partes de seus websites ou infraestrutura.

As técnicas usadas para obter acesso não autorizado, impróprio ou ilegal a nossos sistemas, dados ou dados de nossos clientes, para desligar ou deteriorar serviços ou sabotar sistemas estão evoluindo constantemente, podem ser difíceis de serem detectadas rapidamente, e frequentemente não são reconhecidas até serem lançados contra um alvo. Partes não autorizadas podem tentar obter acesso a nossos sistemas ou instalações por diversos meios, incluindo, entre outros, a invasão de nossos sistemas ou de nossos clientes, parceiros ou fornecedores, ou tentar, de modo fraudulento, induzir nossos empregados, parceiros, fornecedores ou outros usuários de nossos sistemas a divulgar nomes de usuários, senhas, informações sobre cartões de pagamento, ou outras informações confidenciais, que por sua vez, podem ser utilizadas para acessar os nossos sistemas de tecnologia da informação. Alguns esforços podem ser suportados por recursos financeiros e tecnológicos significativos, tornando-os ainda mais sofisticados e difíceis de serem detectados.

Embora tenhamos desenvolvido sistemas e processos projetados para proteger nossos dados, os dados de nossos clientes e fornecedores e para prevenir perdas de dados e outras violações de segurança, e planejamos continuar a dispendar recursos adicionais significativos para aprimorar as referidas proteções, essas medidas de segurança não podem fornecer segurança absoluta. A nossa tecnologia da informação e infraestrutura podem ser vulneráveis a ciberataques ou violações de segurança, assim terceiros poderão acessar os dados pessoais ou exclusivos de nossos clientes, fornecedores e empregados que estiverem armazenados ou acessíveis através desses sistemas. Nossas medidas de segurança podem também ser violadas por falha humana, atos ilícitos, erros ou vulnerabilidades de sistema, ou outras irregularidades. Qualquer violação, efetiva ou percebida, pode interromper nossas operações, resultar na indisponibilidade de nossos sistemas ou serviços, na divulgação imprópria de dados, prejudicar de maneira relevante a nossa reputação e marca, resultar em uma exposição jurídica e financeira relevante, levar à perda de confiança do cliente ou queda no uso de nossos produtos e serviços, com impacto adverso sobre nosso negócio e resultados operacionais. Ademais, quaisquer violações da segurança da rede ou de dados de nossos clientes ou fornecedores, incluindo o data center, pode ter efeitos negativos semelhantes. As vulnerabilidades ou violações de dados, reais ou percebidas, pode dar origem a ações contra a sociedade.

Nós também planejamos dispendar recursos adicionais relevantes na proteção contra violações de segurança ou privacidade, que poderão ser necessários para tratar dos problemas causados pelas violações. Adicionalmente, embora mantenhamos apólices de seguros, nós não mantemos seguros específicos para ciberataques e nossas atuais apólices podem não ser adequadas para nos ressarcir pelas perdas causadas por quaisquer violações de segurança, e podemos não conseguir um reembolso integral, ou qualquer reembolso, nos termos dessas apólices. Nós não podemos garantir que as proteções que possuímos para os sistemas de tecnologia operacional e de tecnologia da informação são suficientes para proteção contra ciberataques e violações de privacidade.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Somos obrigados a prever a demanda por energia no mercado. Se a demanda efetiva for diferente daquela por nós prevista, podemos ser forçados a comprar ou vender energia no mercado *spot* a preços que podem gerar custos adicionais, que podemos não ser capazes de repassar integralmente aos consumidores.

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% da energia elétrica que foi prevista para a sua respectiva área 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 a nossa previsão de demanda seja insuficiente e compremos energia elétrica em quantidade menor que as nossas necessidades, de forma que venhamos a ser considerados responsáveis nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e da legislação aplicável, podemos ser forçados a acessar o mercado *spot* para comprar energia adicional a preços substancialmente maiores do que aqueles previstos em contratos de longo prazo. Podemos ser impedidos de repassar esses custos adicionais integralmente aos consumidores, além de estarmos sujeitos a penalidades nos termos da regulamentação aplicável.

Por outro lado, caso a nossa previsão de demanda seja superior e compremos energia elétrica em quantidade maior do que as nossas necessidades (por exemplo, se uma parcela significativa dos nossos Consumidores Livres Potenciais migrar e passar a comprar energia no Mercado Livre), podemos ser obrigados a vender o excedente a preços substancialmente menores do que aqueles estabelecidos nos termos de nosso contrato de concessão.

Em todo caso, se ocorrerem diferenças significativas entre a nossa demanda estimada e efetiva de energia elétrica, o resultado das nossas operações poderá ser adversamente afetado, bem como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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 Agência Nacional de Energia Elétrica – 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 distribuição.

Ademais, a ANEEL costuma realizar a revisão tarifária periódica a cada cinco 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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).

Outrora, todas as revisões das metodologias eram abordadas em ciclos estabelecidos, tais como as ocorridas em 2008-2010 e 2010-2014. Entretanto, em 2015 a ANEEL alterou esse procedimento, para possibilitar a revisão das metodologias aplicáveis ao setor elétrico de tempos em tempos, item por item. A revisão periódica das tarifas da Rio Grande Energia será realizada em junho de 2018.

Não podemos prever se a ANEEL estabelecerá tarifas que nos beneficiem.

Nossos resultados, bem como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais, poderão ser adversamente afetados pelos reajustes e revisões de que trata este item.

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

A ANEEL pode nos impor 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 ou caso a concessão em questão não esteja operacional, a, no máximo, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento;
- embargo às atividades de construção;
- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- obrigações de aportes adicionais pelos acionistas controladores da concessionária;
- 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 com todas as condições relevantes de nosso contrato de concessão. No entanto, não podemos garantir que não seremos penalizados pela ANEEL por descumprimentos de 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 de 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 de nossa concessão, a nossa situação financeira e os nossos resultados operacionais poderão sofrer um efeito adverso relevante, bem como afetar de maneira adversa nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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 2017, tínhamos um endividamento total (circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos, debêntures e respectivos encargos) de R\$ 1.773.000,00.

Adicionalmente, poderemos incorrer em endividamentos adicionais, periodicamente, para financiar outros propósitos, sujeitos às restrições aplicáveis aos nossos financiamentos atuais.

O eventual aumento do nosso grau de endividamento aumenta, conseqüentemente, a possibilidade de não termos caixa suficiente para pagar pontualmente o principal, juros e outros encargos relacionados às nossas obrigações contratuais.

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

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, incluindo greves;
- 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, bem como afetar de maneira adversa nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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

Nossa capacidade de concluir o programa de investimento acima previsto 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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, bem como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

Nosso programa de investimento está descrito no item 10.8 deste formulário de referência.

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 no sistema 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 em nossos resultados, bem como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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

Os interesses de nossos controladores podem conflitar com os interesses dos demais titulares de valores mobiliários da emissão da Companhia.

Em 23 de janeiro de 2017, a State Grid Brazil Power Participações S.A., ou ("State Grid"), concluiu a aquisição de ações ordinárias representativas de 54,6% do capital com direito a voto da CPFL Energia, por meio da qual adquiriu o poder de controle direto da CPFL Energia e indireto da Companhia. A State Grid Brazil Power Participações S.A. é uma subsidiária indireta da State Grid Corporation of China, uma empresa estatal da República Popular da China. Em novembro de 2017, a State Grid fez uma oferta pública para aquisição das ações da CPFL Energia. Após o encerramento da referida oferta em 5 de dezembro 2017, a State Grid, juntamente com a ESC Energia S.A., detinha 964.612.351 das ações ordinárias, equivalentes a aproximadamente 94,75% do capital acionário total da CPFL Energia. A State Grid anunciou a sua intenção de (i) cancelar o registro de companhia aberta da Classe A na CVM, (ii) cancelar o registro da sociedade na seção Novo Mercado da B3; (iii) cancelar o registro das ADSs da Bolsa de Valores de New York (New York Stock Exchange) ou NYSE e rescindir o contrato de depósito das ADSs, e (iv) encerrar o registro perante o U.S. Securities and Exchange Commission, ou SEC.

A State Grid poderá tomar medidas que podem ser contrárias aos interesses de V.Sa., podendo impedir outros acionistas, inclusive V.Sa., de bloquear essas medidas. Em particular, nosso acionista controlador indireto controla as decisões das nossas assembleias e pode eleger a maioria dos membros do Conselho de Administração da Controladora.

O nosso acionista controlador indireto pode dirigir as ações em áreas como estratégia de negócios, financeira, distribuição, aquisição e alienação de ativos ou negócios. As decisões do nosso acionista controlador indireto quanto a estes assuntos podem divergir das expectativas ou preferências dos acionistas não controladores da nossa controladora CPFL Energia, inclusive detentores de suas ADSs. Para maiores informações sobre a aquisição da State Grid e suas intenções anunciadas relativas a participações em nossa controladora CPFL Energia, vide item "15.7 deste formulário".

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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 da Companhia não possuir empresas controladas ou coligadas.

e. a seus fornecedores;

O risco associado aos fornecedores, principalmente com relação à Usina Hidroelétrica de Itaipu, principal fornecedor da Companhia, está informado no item j: "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 operacionais".

f. a seus clientes;

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

O nível de inadimplência de nossos consumidores 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 inadimplência 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 dos nossos clientes.

Caso o índice de inadimplência aumente, as condições financeiras e resultados operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados, bem como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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

O governo brasileiro exerceu e continua a exercer influência significativa na economia brasileira. Esse envolvimento, além das condições políticas e econômicas brasileiras, podem afetar adversamente nosso negócio.

O governo brasileiro interfere frequentemente na economia brasileira, implementando ocasionalmente mudanças significativas em suas políticas e regulamentações. 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 juros;
- política monetária;
- variações cambiais;
- inflação;
- liquidez dos mercados de capitais e empréstimos;
- políticas tributárias;
- alterações em leis trabalhistas;
- regulamentações ambientais em nosso setor;

4.1 - Descrição dos fatores de risco

- 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 e rebaixou novamente o risco Brasil, de BB para BB-, em 11 de janeiro de 2018, com perspectiva estável; A Fitch Ratings rebaixou o rating do Brasil de BBB- para BB+, em 16 de dezembro de 2015, e posteriormente para BB com perspectiva negativa, em 5 de maio de 2016. A Moody's Investors Service rebaixou o risco Brasil para Ba2, com perspectiva negativa, em 24 de fevereiro de 2016, sendo essa posição confirmada em 26 de maio de 2017. Esses rebaixamentos refletem as críticas condições econômicas, a manutenção de políticas fiscais adversas e o aumento da incerteza política no Brasil.

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, e/ou os resultados de nossas operações.

Eventuais mudanças, pelo governo brasileiro, nas políticas econômicas atuais, em especial em relação ao setor de energia, poderão afetar adversamente nossas condições financeiras e resultados operacionais, bem como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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

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

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

Nosso negócio está sujeito a extensa regulação de várias autoridades regulatórias brasileiras, particularmente da 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 a 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.

Por exemplo, há projeto de lei em tramitação no Congresso Nacional, denominado de Lei Geral das Agências Reguladoras (PLS) 52/2013, que dispõe sobre a gestão, a organização e o controle social das agências reguladoras. Esse projeto de lei visa alterar a estrutura de tais agências, mediante, dentre outros pontos, a criação: (i) de contratos de gestão, que deverão ser firmados entre as agências e os Ministérios a que estiverem vinculadas e, também, (ii) de ouvidoria nas agências, com o objetivo de zelar pela qualidade dos serviços prestados e acompanhar o processo interno de apuração das denúncias e reclamações dos usuários, seja contra a atuação da agência, seja contra entes regulados, sendo que o ouvidor, responsável pela respectiva ouvidoria, será indicado pelo Presidente da República.

Em 23 de novembro de 2016, a Comissão Especial do Desenvolvimento Nacional aprovou o projeto de lei das agências reguladoras. O projeto agora segue para a Câmara dos Deputados para aprovação. Caso mencionado projeto seja convertido em lei, as medidas dela decorrentes poderão reduzir as atribuições da ANEEL, passando o

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Poder Concedente, por outro lado, sobretudo o MME – ao qual a ANEEL é vinculada –, a ter maior atuação e influência no setor elétrico brasileiro. Não há como garantir que as alterações a serem aprovadas não afetarão negativamente as empresas transmissoras de energia elétrica, incluindo a Companhia.

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, assim como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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 2027, 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, dependendo da natureza da concessão, sem leilão, desde que a concessionária tenha alcançado determinados padrões mínimos financeiros, de desempenho e 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, do Decreto nº 8.461/15, da Lei nº 13.360/16, do Decreto nº 9.158/17 e do Decreto nº 9.187/17 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.

Por conseguinte, caso não ocorra a renovação de nossa concessão, a nossa situação financeira e os nossos resultados operacionais poderão sofrer um efeito adverso relevante, bem como afetar de maneira adversa nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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 está 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 saúde. Essas agências podem tomar medidas contra nós, caso não cumpramos a regulamentação aplicável e/ou deixemos de obter e 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 da extensão 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.

As empresas do setor elétrico estão sujeitas a uma rigorosa legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal no tocante à supressão de vegetação, gerenciamento de resíduos sólidos, intervenções em áreas especialmente protegidas, funcionamento de atividades potencialmente poluidoras, entre outros aspectos. Tais empresas necessitam de licenças e autorizações de agências governamentais para a instalação de seus empreendimentos e funcionamento de suas atividades.

Na hipótese de violação ou não cumprimento de tais leis, regulamentos, licenças e autorizações, as empresas podem sofrer sanções administrativas, tais como multas, interdição de atividades, cancelamento de licenças e revogação de autorizações, ou estarem sujeitas a sanções criminais (inclusive seus administradores), sem prejuízo do dever de reparar o dano ambiental causado na esfera civil. O Ministério Público poderá instaurar inquérito civil

4.1 - Descrição dos fatores de risco

e/ou desde logo promover ação civil pública visando o ressarcimento de eventuais danos ao meio ambiente e terceiros afetados.

As agências governamentais ou outras autoridades podem também editar novas regras mais rigorosas ou buscar interpretações mais restritivas das leis e regulamentos existentes, que podem obrigar as empresas do setor de energia elétrica, incluindo a Companhia, a gastar recursos adicionais na adequação ambiental, inclusive obtenção de licenças ambientais para instalações e equipamentos que não necessitavam anteriormente dessas licenças ambientais.

Caso a regulamentação ambiental e de saúde se torne mais rigorosa no futuro, as nossas operações e os nossos resultados financeiros podem ser adversamente afetados, assim como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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 a despeito dos indeferimentos de liminares. Não é possível estimar a data da decisão final desses processos.

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.

Caso a regulação do setor elétrico seja, por qualquer motivo, alterada, de maneira que nosso negócio deva ser conduzido de maneira substancialmente diferente das nossas operações atuais, as nossas operações e os nossos resultados financeiros podem ser adversamente afetados, assim como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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 2017, de acordo com dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico, ou ONS, aproximadamente 69,9% (74,3% em 2016) da energia elétrica consumida no Brasil foi fornecida por Usinas Hidrelétricas. De acordo com o ONS este percentual deve continuar caindo e chegar a 68,3% até 2021.

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 Termoeletricas.

A geração termoeletrica poderá gerar diversos custos adicionais de aquisição de energia quando o ONS despacha Usinas Termoeletricas 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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.

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 de 2013 a 2015, bandeiras tarifárias vermelhas foram aplicadas durante o ano de 2015, desde a introdução deste sistema, em janeiro de 2015.

Em 2016, devido a uma melhora nas condições hidrológicas, bandeiras tarifárias verdes foram aplicadas na maioria dos meses do ano, porém o ano de 2017 foi marcado principalmente por bandeiras tarifárias amarela e vermelha. Em novembro de 2017, a ANEEL realizou uma audiência pública para revisar a metodologia das bandeiras tarifárias. De acordo com a nova metodologia, as bandeiras tarifárias vermelhas foram aplicadas em novembro e dezembro de 2017. Porém, em fevereiro e março de 2018, sob a nova metodologia, as bandeiras tarifárias verdes foram aplicadas. Embora esse mecanismo reduza, em parte, o descompasso de fluxo de caixa, pode ser insuficiente para cobrir os custos de fornecimento de energia termoeletrica, sendo que as Distribuidoras podem, ainda, correr risco de descasamento de fluxo de caixa de curto prazo.

Caso as condições hidrológicas não sejam satisfatórias ou o sistema de "bandeiras tarifárias" venha a ser alterado, as nossas operações e os nossos resultados financeiros podem ser adversamente afetados, assim como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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 severas ou constantemente abaixo da média 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 sob a qual não temos possibilidade de controlar ou prever), o governo brasileiro poderá implementar políticas similares ou outras no futuro para fazer frente à escassez. 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 Termoeletricas resultando assim, em um menor suprimento de energia elétrica para o mercado brasileiro.

Caso ocorra a escassez de energia elétrica, com um menor suprimento de energia elétrica no mercado brasileiro, as nossas operações e os nossos resultados financeiros podem ser adversamente afetados, assim como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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 de Energia:

O negócio de distribuição de energia nos ambientes regulado e livre está sujeito ao risco de mercado associado a comercialização de energia. As particularidades deste risco para cada negócio são detalhadas a seguir:

Risco de sub/sobrecontratação:

A Companhia poderá sofrer perdas no repasse dos custos com aquisição de energia quando: (1) o volume de energia contratada for superior a 105% da energia demandada por seus clientes. Neste cenário, a energia contratada acima dos 105% é vendida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") ao valor do preço de curto prazo ("PLD") e em cenário de PLD inferior ao preço de compra desses contratos, há uma perda para a concessão ou; (2) o volume de energia contratada for inferior a 100% da energia demandada. Neste cenário, além da Companhia ficar obrigada a adquirir energia ao valor do PLD na CCEE e não possuírem garantias de repasse integral na tarifa dos consumidores, a Companhia fica exposta a penalidades por insuficiência de lastro contratual.

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 no contrato de concessão celebrado 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.

Em decorrência da legislação regulatória sob a qual a Companhia está sujeita, anualmente a tarifa cobrada pela Companhia é ajustada. Em 13 de junho de 2017, por meio da Resolução Homologatória nº 2.252, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da Rio Grande Energia em 3,57%, sendo 2,37% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 1,21% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de -5,00% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 2,17% e da Parcela B (Custos Operacionais, Remuneração e Depreciação) de 0,20%. O cálculo levou em consideração o Revisão Tarifária Periódica, ocorrido em 14 de junho de 2016. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2017.

Caso o reajuste tarifário anual dos anos seguintes seja menor do que os esperados pela Companhia, suas operações e seus resultados financeiros podem ser adversamente afetados, assim como sua capacidade de adimplir com suas obrigações contratuais.

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 ("PCLD") impactou a Receita Operacional Líquida da Companhia no exercício de 2017 em 0,6% (R\$ 18,4 milhões), efeito total do impacto no resultado de 2017.

Caso a inadimplência dos clientes da Companhia aumente suas operações e seus resultados financeiros podem ser adversamente afetados, assim como sua capacidade de adimplir com suas obrigações contratuais.

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.

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

Em 31 de dezembro de 2017, aproximadamente 59,4% do nosso endividamento bruto (exceto derivativos) estava denominado em Reais e atrelado a taxas do mercado financeiro brasileiro ou a índices de inflação, ou, ainda, estavam sujeitos a taxas flutuantes de juros. Em 31 de dezembro de 2017, os 40,6% restantes do nosso endividamento bruto (exceto derivativos) estavam denominados em moeda estrangeira, predominantemente, dólares norte-americanos (comparados a, aproximadamente, 42,0%, em 31 de dezembro de 2016, e 49,1%, em 31 de dezembro de 2015), embora, em grande parte, vinculados a swaps cambiais que os convertiam em reais.

Adicionalmente, compramos energia da usina Hidroelétrica 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 dessas compras da usina Hidrelétrica de Itaipu. Desse modo, quando o real valoriza em relação ao dólar norte-americano as nossas despesas financeiras diminuem. Neste sentido, quando o real desvaloriza em relação ao dólar norte-americano, as nossas despesas financeiras aumentam.

A variação dos índices de inflação, taxas flutuantes de juros e cotação do dólar norte-americano poderá afetar adversamente nossas condições financeiras, bem como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

A exposição da Companhia em 31 de dezembro de 2017 era ativa em: (i) R\$ 1.381 indexado ao IPCA e (ii) R\$ 47 indexados à SELIC. O risco da baixa da taxa de juros é parcialmente compensado pela posição de (iii) R\$ 450 indexado ao CDI e (iv) R\$ 122 indexado ao TJLP.

Em relação ao risco cambial, em 31 de dezembro de 2017, a exposição líquida da Companhia é ativa de R\$ 6 milhões sob risco de baixa do dólar.

Mais informações sobre o risco de flutuações de taxas de juros e a riscos cambiais, consulte o item 5.1 deste Formulário de Referência.

Risco inflacionário:

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 2008 e março de 2018, a taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC no Brasil variou entre 6,5% a.a. e 14,00% a.a., atingindo a sua maior baixa (6,5%) em março de 2018. Em 18 de abril de 2018, a SELIC foi de 6,4%.

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.

O aumento da inflação e as políticas do governo federal sobre taxas de juros podem afetar adversamente o nosso negócio, a nossa condição financeira, os nossos resultados operacionais e a nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está coberta por operações financeiras de swap.

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

Adicionalmente a Companhia está exposta em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege a Companhia de eventuais perdas econômicas. A exposição líquida da Companhia é ativa de R\$ 1.804 milhões sob risco de alta do dólar.

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\$ 3,905, em 31 de dezembro de 2015, de R\$ 3,259, em 31 de dezembro de 2016, e R\$ 3,308 em dezembro de 2017. Em 18 de abril de 2018, a taxa de câmbio era de R\$ 3,384 por US\$ 1,00. O real poderá continuar a flutuar significativamente em comparação com o dólar norte-americano no futuro.

A depreciação do Real eleva o custo de serviço da nossa dívida em moeda estrangeira e os custos de aquisição de energia elétrica da Hidrelétrica de Itaipu, uma usina hidrelétrica 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.

Em 31 de dezembro de 2017, o saldo da dívida contraída por nós em moeda estrangeira é de R\$ 720 milhões mensurados a valor justo, bem como o saldo das contas a pagar, em decorrência do fornecimento de energia de Itaipu, que é valorado em dólar norte americano, é de R\$ 1.105 milhões.

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, as nossas condições financeiras, os nossos resultados operacionais e a nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

Risco político:

As condições políticas atuais no Brasil podem afetar a confiança dos investidores e do público em geral, assim como o desenvolvimento da nossa economia. Subsequentemente ao impeachment da Presidente Dilma Rousseff em 31 de agosto de 2016, continuam as incertezas quanto à política de administração presidencial, às indicações para posições importantes, assim como às investigações em curso sobre um suposto esquema de corrupção envolvendo companhias estatais, que podem afetar a confiança dos investidores e do público em geral. Também pode ter um efeito adverso na economia brasileira nos nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

Atualmente, o mercado brasileiro está vivenciando uma crescente volatilidade, causada por incertezas decorrentes das mudanças no cenário político e da Operação Lava Jato conduzidas pelo Ministério Público e seus impactos nos cenários político e econômico do País. Determinadas companhias estão também sendo investigadas e, em determinados casos, condenadas pelas autoridades competentes, como a Comissão de Valores Mobiliários, ou CVM, pela *U.S. Securities and Exchange Commission*, ou SEC, e pelo Departamento de Justiça dos EUA, ou DOJ. Determinadas companhias optaram por celebrar acordos de leniência com as autoridades competentes, quando possível. Membros de diversas esferas do governo brasileiro, do Congresso, bem como executivos de grandes companhias estatais estão sendo acusados, em alguns casos, condenados por, ou, ainda, celebrando acordos de delação premiada relativos à prática de atos de corrupção, envolvendo suborno por meio de propinas pagas no âmbito de contratos firmados entre o governo brasileiro e determinadas companhias de infraestrutura, óleo e gás e construção.

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

Os lucros dessas propinas supostamente financiaram campanhas políticas de partidos políticos do governo, que não foram registrados ou revelados publicamente, além do suposto enriquecimento pessoal dos destinatários desses atos de suborno e favorecimento de empresas e contratos com o governo brasileiro. Ainda não podemos prever qual será o resultado final dessas investigações, condenações, delações e acordos de leniência. Contudo, já é possível identificar um impacto adverso na imagem e reputação das companhias envolvidas, dos partidos políticos e da percepção geral do mercado sobre os cenários político e econômico brasileiro. Não podemos prever se tais acusações, condenações, delações e acordos aumentarão o atual clima de instabilidade no País, tampouco se haverá novas acusações, condenações, delações e/ou acordos envolvendo outros agentes do governo, executivos e/ou empresas. Também não podemos prever o resultado de tais alegações, condenações, delações e acordos nem o seu efeito na economia brasileira.

O desenrolar desses processos, investigações, delações e acordos pode afetar adversamente o nosso negócio, a nossa condição financeira, os nossos resultados operacionais e a nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

Risco de aceleração de dívidas:

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

A apuração de *covenant* prevê um limite máximo de 3,75x do indicador de Dívida Líquida / EBITDA e 2,25x do indicador EBITDA / Resultado financeiro, apurados semestralmente na controladora CPFL Energia, sob pena de eventual aceleração da dívida em caso de descumprimento do limite. Para o exercício findo em 31 de dezembro 2017 da controladora CPFL Energia fechou a apuração do *covenant* em 3,20x, permanecendo dentro do limite estabelecido.

Caso as dívidas da Companhia sejam aceleradas, suas operações e seus resultados financeiros podem ser adversamente afetados, assim como sua capacidade de adimplir com suas obrigações contratuais

Risco quanto à escassez de energia:

A Companhia não possui dados quantitativos para precificar o impacto da concretização de uma ocorrência do risco ora descrito. Entretanto, a Companhia esclarece que, apesar da ocorrência de uma escassez de energia pode causar um impacto relevante em sua receita, tal ocorrência se daria apenas no caso extremo de necessidade de racionamento de energia.

Reajuste Tarifário Anual (RTP)

Em 13 de junho de 2017, por meio da Resolução Homologatória nº 2.252, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em 3,57%, sendo 2,37% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 1,21% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 5,00% percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste econômico foi de 2,17% e da Parcela B de 0,20%. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2017.

Revisão Tarifária Extraordinária (RTE)

Não ocorreram revisões extraordinárias no ano de 2017.

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 2017. No processo de análise de relevância, a Companhia não se deteve somente nos potenciais efeitos econômicos e financeiros de uma decisão desfavorável, considerando, também, aqueles processos que poderiam influenciar a decisão do público investidor, como, por exemplo, os processos que podem afetar de forma significativa seu patrimônio, sua capacidade financeira ou dos seus negócios, bem como que possam gerar riscos de imagem inerentes a certas práticas da Companhia ou riscos jurídicos relacionados à discussão da validade de cláusulas estatutárias.

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 2017.

PROCESSOS FISCAIS

1) IRPJ/CSLL

Processo Fiscal nº 5012003-49.2012.404.7107 – IRPJ / CSLL

| | |
|---|---|
| a) Juízo | 5ª Vara Federal de Caxias do Sul |
| b) Instância | 1ª Instância (Judicial) |
| c) Data de instauração | 16/08/2012 |
| d) Partes no processo | RGE x UNIÃO - Fazenda Nacional |
| e) Valores, bens ou direitos envolvidos | R\$ 538.279 |
| f) Principais fatos | A Fazenda Nacional ajuizou ação de natureza fiscal em face da Companhia referente a supostos débitos fiscais, relativos a fatos geradores ocorridos no período de 1999 a 2003, decorrentes de: 1) excesso de amortização de ágio, 2) excesso de depreciação de bens submetidos a reavaliação, e 3) valores relacionados a atualização monetária da Conta de Compensação de Variação de itens da Parcela A ("CVA"), que foram excluídos da base de cálculo do IRPJ e da CSLL, anteriormente discutidos no processo administrativo nº 11080.009008/2004-47. A Companhia ofereceu seguro garantia, interpondo embargos à execução, que se encontra em fase pericial. |
| g) Chance de perda | Possível |
| h) Análise do impacto em caso de perda | Em caso de perda, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia no valor de R\$ 538.279, que representa 16,1% de nossa Receita Líquida, sem maiores impactos nas nossas operações. |

Processo Fiscal nº 11020.721280/2013-02– IRPJ / CSLL

| | |
|----------|--|
| a) Juízo | Conselho de Administração de Recursos Fiscais (CARF) |
|----------|--|

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

| | |
|---|--|
| b) Instância | 2ª Instância (Administrativa) |
| c) Data de instauração | 09/05/2013 |
| d) Partes no processo | RGE x Receita Federal |
| e) Valores, bens ou direitos envolvidos | R\$ 295.735 |
| f) Principais fatos | A Delegacia da Receita Federal autuou a Companhia pela exclusão supostamente indevida de valores da base de cálculo ajustada do IR e CSLL decorrente das aquisições da RGE pelas Empresas do Grupo CPFL, relativos aos anos-base 2007 a 2011, cumulados com juros de mora e multa agravada, pelo suposto aproveitamento indevido do ágio pago na aquisição de 67% da RGE pela CPFL Paulista, em razão de ausência de razões econômicas ou negociais que acarretaram a transferência de ágio à CPFL Serra, antiga Ipê Energia. Apresentada impugnação ao débito, que restou parcialmente acolhida. Atualmente, os autos de infração aguardam julgamento do recurso voluntário interposto. |
| g) Chance de perda | Possível, contudo existe uma parcela que é remota (R\$ 100.101), pois, parte do débito foi alcançado pela decadência e a jurisprudência é favorável quanto a possibilidade de aplicação da multa agravada. |
| h) Análise do impacto em caso de perda | Em caso de perda, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia no valor de R\$ 295.735, que representa 8,8% de nossa Receita Líquida, sem maiores impactos nas nossas operações. |

Processo nº 11020.722513/2011-14 - CSLL

| | |
|---|---|
| a) Juízo | DRF - DELEGACIA DA RECEITA FEDERAL |
| b) Instância | 2ª Instância (Administrativa) |
| c) Data de instauração | 07/07/2011 |
| d) Partes no processo | RGE X Receita Federal do Brasil |
| e) Valores, bens ou direitos envolvidos | R\$ 34.709 |
| f) Principais fatos | Auto de infração objetivando a cobrança de débito de CSL relativo aos anos -calendários de 2006 e 2007. O saldo de prejuízo fiscal em 2006 e 2007 é fruto dos resultados apurados pela RGE entre 1999 e 2003. Os resultados relativos a esses períodos estão sendo discutidos no Auto de Infração objeto do Processo Administrativo nº 11080.009008/2004-47, onde se analisa a dedutibilidade de diversas despesas especialmente de amortização de ágio, e a exclusão de receitas da base de cálculo do contribuinte de 1999 até 2003. Atualmente, aguarda-se julgamento do Recurso Voluntário apresentado pela |

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

| | |
|--|---|
| | empresa. |
| 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\$ 34.709, que representa cerca de 1,0% de nossa Receita Líquida. |

2) Revisão DIPJ

| Processo nº 0043678-60.2015.4.01.3400 - IRPJ | |
|---|--|
| a) Juízo | 22ª Vara Federal de Brasília/DF |
| b) Instância | 1ª Instância (judicial) |
| c) Data de instauração | 07/08/2015 |
| d) Partes no processo | RGE X Receita Federal do Brasil |
| e) Valores, bens ou direitos envolvidos | R\$ 110.301 |
| f) Principais fatos | <p>Ação Ordinária objetivando a suspensão dos processos nºs 11020.722512/2011-70 e 11080.007273/2009-03, finalizados na esfera administrativa, até que haja uma decisão final nos autos da Execução Fiscal nº 5012003-49.2012.404.7107, onde discute-se o processo administrativo nº 11080.009008/2004-47, do qual decorrem os processos administrativos em pauta.</p> <p>Estes Processos Administrativos visam a cobrança dos valores de IRPJ dos anos de 2004, 2006, 2007, decorrentes de suposta utilização indevida de saldo de prejuízo fiscal acumulado pela RGE devido à glosa de despesas de amortização de ágio, de excesso de depreciação de bens submetidos à reavaliação e de atualizações monetárias da conta de CVA.</p> |
| g) Chance de perda | Possível |
| h) Análise do impacto em caso de perda | 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\$ 110.301, que representa cerca de 3,3% de nossa Receita Líquida. |

PROCESSOS CÍVEIS**1) DEFENSORIA PÚBLICA do Estado do Rio Grande do Sul**

Processo nº 0092611-98.2005.8.21.0013

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

| | |
|---|--|
| a) Juízo | 1. ^a VARA CÍVEL DE ERECHIM |
| b) Instância | 3 ^a Instância |
| c) Data de instauração | 26/12/2005 |
| d) Partes no processo | RGE X Defensoria Pública do Estado do Rio Grande do Sul |
| e) Valores, bens ou direitos envolvidos | Nesse momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo |
| f) Principais fatos | <p>Trata-se de ação coletiva proposta pela Defensoria Pública do Estado do Rio Grande do Sul contra a RGE na defesa de alguns usuários. Questiona a legalidade dos procedimentos da empresa para recuperação de consumo em casos de fraude. Postula, em sede de antecipação de tutela, (a) seja a RGE condenada a restabelecer o fornecimento de energia de elétrica a todos os consumidores que se encontram privados do serviço, seja por conta da constatação de irregularidades na medição, seja por simples inadimplemento; (b) seja a RGE proibida de efetivar a suspensão do fornecimento de energia elétrica a qualquer consumidor do Estado do Rio Grande do Sul, seja por conta da constatação de irregularidade na medição, seja por conta de inadimplemento; (c) seja suspensa a exigibilidade das dívidas decorrentes da constatação de irregularidades na medição. Ao final, requer (d) a inversão do ônus da prova; (e) a declaração da ilegalidade da Resolução 456, condenando a empresa a abster-se de proceder a novas cobranças nesse sentido; (f) a declaração da nulidade de todos os termos de parcelamento de dívida firmado por consumidores por ocasião da identificação de irregularidades na medição, condenando a Rio Grande Energia à devolução em dobro dos valores já recebidos; e (g) a condenação da empresa a abster-se na interrupção do fornecimento de energia elétrica nesses casos em situações de inadimplemento, sob pena de multa diária a ser fixada. A ação sequer foi recebida pelo juízo de primeira instância. Considerou o julgador singular que 'Mais do que a não-concessão da liminar, é caso de indeferimento da inicial, ante à manifesta ilegitimidade ativa da Defensoria Pública para agir na condição de substituto processual de consumidores de energia elétrica. Aduziu o decisor que a missão da Defensoria é a defesa dos interesses dos necessitados que comprovarem insuficiência de recursos, conforme preceitua o art. 5º, inciso LXXIV da Constituição Federal, o que não ocorre no caso, já que o pedido é indiscriminado e atingiria a todos os usuários do serviço no Estado do Rio Grande do Sul. Apresentou a Defensoria Pública apelação sustentando que havia projeto de lei em tramitação que possibilitaria tal patrocínio. O Tribunal de Justiça reverteu essa decisão. Nós fizemos Recurso Especial e o Recurso Extraordinário. O Recurso Especial foi desprovido e o Recurso Extraordinário aguarda julgamento. Se não for provido, os autos retornarão à primeira instância e a RGE será citada para contestar a ação (o que não ocorreu até o momento tendo em vista a extinção liminar). Inicial indeferida. Apelação favorável a Defensoria. Interposto Recurso Extraordinário que aguarda julgamento STF.</p> |

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

| | |
|--|---|
| g) Chance de perda | Possível |
| h) Análise do impacto em caso de perda | Desembolso de caixa. registro no resultado contábil da Companhia e alterações operacionais de procedimentos da empresa. |

2) MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL

| Processo nº 0003104-70.2000.404.7107 | |
|---|--|
| a) Juízo | 3ª VARA FEDERAL DE CAXIAS DO SUL |
| b) Instância | 2ª Instância |
| c) Data de instauração | 08/06/2000 |
| d) Partes no processo | RGE X MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL |
| e) Valores, bens ou direitos envolvidos | Nesse momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo |
| f) Principais fatos | Trata-se de Ação Civil Pública, com o fito de: (a) suspender a cobrança de valores mínimos de consumo; (b) suspender o faturamento com base em estimativa de consumo; (c) restabelecer a tarifa baixa renda; (d) impor à ANEEL que providencie disponibilizar para o consumidor órgão capaz de atender as reclamações dos usuários, impondo providências à RGE, bem como uma completa auditoria no sistema; (e) cominação de multa diária, em face de eventual não cumprimento de obrigação fixada pelo juízo; (f) devolução dos valores já pagos a título de valor mínimo de consumo; (g) devolução de todos os valores das contas emitidas por estimativa e (h) pagamento de danos morais, com reversão para o Fundo Federal de Defesa dos Direitos Difusos. Tudo, deduzido, aos efeitos de ser estendido para toda área de concessão da empresa. Sentença e acórdão desfavorável, em parte, à RGE. Recurso Especial e Recurso Extraordinário interpostos, sendo o Recurso Especial provido, para determinar nova instrução processual em Primeiro Grau. Nova sentença prolatada julgando improcedente a ação. Aguarda julgamento apelação interposta pelo MP. |
| g) Chance de perda | Remoto |
| h) Análise do impacto em caso de perda | Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia e alterações operacionais de procedimentos da empresa. |

3) MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL

| Processo Cível nº 5012945-73.2010.404.7100 | |
|--|----------------------------------|
| a) Juízo | 3.ª Vara Cível de Porto Alegre |
| b) Instância | 1ª Instância (Judicial) |
| c) Data de instauração | 05/07/2010 |
| d) Partes no processo | RGE X Ministério Público Federal |

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

| | |
|---|--|
| e) Valores, bens ou direitos envolvidos | Nesse momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo. |
| f) Principais fatos | Ação Civil Pública questionando a Política Tarifária estabelecida em Lei, bem como a metodologia de reajuste tarifário adotado pela ANEEL desde 2002 (Obesidade Tarifária). Ação extinta em razão da incompetência do juízo. Interposta apelação pelo MP, que foi provida para desconstituir a sentença. Os autos da ACP foram remetidos a 3ª Vara Federal de Belo Horizonte/MG em razão do reconhecimento prevenção. Proferida em março de 2017, sentença de improcedência da ação. Prazo aberto para interposição do recurso pelo MPF. |
| g) Chance de perda | Possível |
| h) Análise do impacto em caso de perda | Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia. |

4) ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL

| Processo Cível nº 3709601-03.2005.8.21.0001 | |
|---|---|
| a) Juízo | 7ª Vara da Fazenda |
| b) Instância | 1ª Instância |
| c) Data de instauração | 22/02/2001 |
| d) Partes no processo | RGE e outros X Estado do Rio Grande do Sul |
| e) Valores, bens ou direitos envolvidos | Neste momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo. |
| f) Principais fatos | <p>Trata-se de ação de responsabilização por atos de improbidade administrativa ajuizada pelo Estado do Rio Grande do Sul em face de diversas pessoas físicas (servidores e funcionários de empresas e órgãos públicos), além das empresas (i) AES-SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.; (ii) AES Florestal Ltda. e (v) RGE.</p> <p>Alega o Estado a existência de diversas contratações fraudulentas durante o processo de reformulação e privatização do setor energético</p> <p>Requerer o Autor em sede liminar (i) a desocupação imediata dos imóveis pertencentes supostamente à CEEE, ocupados pela AES SUL e AES Florestal; alternativamente (ii) o sequestro dos bens; além da quebra de sigilo bancário dos Réus pessoas físicas.</p> <p>Ao final, requereu a declaração de nulidade (i) dos atos que importaram em indevida e ilegal entrega de bens públicos; (ii) atos societários praticados à época; (iii) dos laudos de avaliação que embasaram as negociações;(iv) e desfazimento das transações bancária; além do ressarcimento de todos os prejuízos causados ao erários e aos órgãos públicos relacionados ao caso. Atribui à causa o valor de R\$ 1.000.000,00. Deferida a liminar determinando-se o sequestro dos bens, assim como a quebra do sigilo bancário e fiscal de dois dos Réus. Processo no início da fase instrutória.</p> |

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

| | |
|--|---|
| g) Chance de perda | Remota |
| h) Análise do impacto em caso de perda | Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia |

5) ABRADDEE – 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 | ABRADEE 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 ABRADDEE, são autoras de um processo contra a ANEEL questionando a base para a remuneração dos ativos da concessão desde o primeiro ciclo de revisão tarifária. Após manifestação das partes sobre o laudo pericial (que constata o desequilíbrio econômico-financeiro alegado pela ABRADDEE) 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. |

6) DATA BANK

| Processo Cível nº 0235371-06.2010.8.21.0010 | |
|--|--|
| a) Juízo | 5ª Vara Cível –Caxias do Sul |
| b) Instância | 2ª Instância |
| c) Data de instauração | 25/08/2010 |
| d) Partes no processo | DATA BANK DO BRASIL LTDA x RGE |
| e) Valores, bens ou direitos envolvidos | 16.685 |
| f) Principais fatos | Ação indenizatória movida pela Empresa DATA BANK (ajuizada em 2010), antiga fornecedora da RGE entre os anos de 1.998 até 2010. O contrato contemplava fornecimento de coletores de leitura e o desenvolvimento de software para a interface dos dados da descarga de leitura para suprimento do sistema comercial na época, "OPEN", no qual se definiu um mecanismo |

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

| | |
|--|---|
| | de manutenção e, em determinadas hipóteses, pagamento de locação, na hipótese de substituição temporária dos equipamentos coletores com problemas até a expedição da autorização pela RGE, para o seu conserto. Foi realizada prova testemunhal, bem como prova pericial, a qual restou inconclusiva pois considerou três cenários diferentes, embora identificado diversos coletores reservas na posse da RGE, nos quais incidiria o aluguel diário pelo uso. Prova pericial realizada no ano de 2010. Sentença de parcial procedência proferida em dezembro de 2016 para condenar a RGE a pagar a quantia de R\$ 4.686.716,09 Foi interposto recurso pela RGE para reformar a decisão, no sentido de descaracterizar a cobrança dos aluguéis dos coletores de medição e a multa contratual de 2%, motivo pelo qual o valor ainda permanece no possível, haja vista a expectativa de reforma da decisão. Aguarda julgamento da apelação interposta pela RGE. |
| g) Chance de perda | Possível |
| h) Análise do impacto em caso de perda | Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia. |

PROCESSO TRABALHISTA**1) MINISTERIO PUBLICO DO TRABALHO DA 4ª REGIÃO – MPT**

| Ação civil pública nº 0020876-43.2015.5.04.0024 | |
|--|--|
| a) Juízo | 24ª Vara do Trabalho de Porto Alegre/RS |
| b) Instância | 1ª Instância |
| c) Data de distribuição | 03/07/2015 |
| d) Partes no processo | MTE X RGE |
| e) Valores, bens ou direitos envolvidos | R\$ 200.958 |
| f) Principais fatos | Ação Civil Pública, proposta pelo Ministério Público do Trabalho, a qual requer a condenação da RGE devido à utilização de terceirização ilícita de mão de obra por fazer parte da atividade-fim da empresa. Pede, em caráter provisório, a antecipação dos efeitos de tutela para a imediata cessação da intermediação de mão de obra para a realização da atividade-fim sob pena de pagamento de multa fixa no valor de R\$ 50.000,00 por trabalhador utilizado. Em caráter definitivo, requer a confirmação da antecipação dos efeitos da tutela para não utilizar intermediação de mão de obra relacionada à atividade fim da reclamada, sob pena de multa de R\$ 50.000,00 por trabalhador utilizado. Condenação da ré ao pagamento de R\$ 150.000.000,00 a título de dano moral coletivo. Indeferida a antecipação de tutela. Em 01/02/2017 foi publicada sentença que julgou a ação procedente em parte para condenar a RGE a abster-se de terceirizar de mão de obra para a realização de sua atividade-fim, assim consideradas somente aquelas expressamente indicadas na inicial, sob pena de pagamento de multa de R\$ 50.000,00 (cinquenta mil reais) por trabalhador utilizado, a partir de 180 dias após o trânsito em julgado da decisão. Ainda, condenada a empresa a publicar |

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

| | |
|--|---|
| | em jornal de circulação nacional, no prazo de 15 dias após o trânsito em julgado desta ação, de extrato da condenação (parte dispositiva do julgado), sob pena de multa de R\$ 5.000,00 (cinco mil reais) por dia. Interpostos recursos ordinários pelas partes, o qual foi julgado em março de 2018, concedendo parcialmente o pedido do Ministério Público para arbitrar condenação à RGE de R\$ 1.000.000,00 à título de dano moral coletivo. A decisão será objeto de recurso, especialmente tendo em vista a nova lei sobre o assunto. |
| g) Chance de perda | Possível |
| h) Análise do impacto em caso de perda | Desembolso no caso de condenação ao pagamento de danos morais coletivos, primarização da mão de obra. |

PROCESSO REGULATÓRIO**ANEEL**

| Processo Regulatório nº 0007686-53.2006.4.01.3400 | |
|---|---|
| a) Juízo | 22ª Vara Federal de Brasília/DF |
| b) Instância | 2ª instância (judicial) |
| c) Data de instauração | 03/03/2006 |
| d) Partes no processo | RGE x Agência Nacional de Energia Elétrica |
| e) Valores, bens ou direitos envolvidos | R\$ 24.919 |
| f) Principais fatos | Ação ordinária ajuizada pela RGE, objetivando a anulação dos Autos de Infração nºs 008/2002-SFF-ANEEL e nº 009/2002-SFF-ANEEL. Referidas autuações foram lavradas, respectivamente, (i) por não submissão à aprovação da ANEEL de garantias prestadas a empréstimo bancários tomados por empresa subsidiária (Sul Geradora) e (ii) alteração dos encargos da dívida através de aditamento de contrato de mútuo mantido com referida subsidiária, também sem submeter a operação à aprovação da ANEEL. Houve decisão desfavorável à empresa em 1ª instância. Atualmente, aguarda-se o julgamento do Recurso de Apelação. |
| g) Chance de perda | Possível |
| h) Análise do impacto em caso de perda | Em caso de perda ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia. Este fato causaria relevante impacto no resultado do exercício da Companhia, representando cerca de 0,7% de nossa Receita Líquida, porém sem comprometer suas operações futuras. |

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

| |
|--|
| 4.3.1 Indicar o valor total provisionado, se houver, dos processos descritos no item 4.3. |
|--|

Não há valores provisionados relacionados aos processos descritos no item 4.3.

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

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

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

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

4.4.1 Indicar o valor total provisionado, se houver, dos processos descritos no item 4.4

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

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 2017. No processo de análise de relevância, a Companhia não se deteve somente nos potenciais efeitos econômicos e financeiros de uma decisão desfavorável, considerando, também, aqueles processos que poderiam influenciar a decisão do público investidor, como, por exemplo, os processos que podem afetar de forma significativa seu patrimônio, sua capacidade financeira ou dos seus negócios, bem como que possam gerar riscos de imagem inerentes a certas práticas da Companhia ou riscos jurídicos relacionados à discussão da validade de cláusulas estatutárias.

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 2017.

Trabalhistas – Terceirizadas

Valores envolvidos R\$ 21.169 mil

Práticas do emissor ou da Companhia que causou tal contingência Ações 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, além de vínculo direto com a empresa tomadora dos serviços.

Trabalhistas – Horas Extras

Valores envolvidos R\$ 118.020 mil

Práticas do emissor ou da Companhia que causou tal contingência Ações em que o reclamante pleiteia o recebimento de horas extras não pagas, ou supostamente pagas de forma incorreta.

Cíveis – Convênios de devolução

Valores envolvidos R\$ 12.248 mil

Práticas do emissor ou da Companhia que causou tal contingência Concessionária efetua cobrança dos clientes devedores. Consumidores inconformados reclamam judicialmente os valores discutidos e/ou a forma de cobrança.

Cíveis – Acidentes / Eletroplessão

Valores envolvidos R\$ 60.718 mil

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.

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto**4.6.1 Indicar o valor total provisionado, se houver, dos processos descritos no item 4.6**

| Natureza | Objeto | Provisão |
|---------------------|------------------------------|-----------------|
| Trabalhistas | Terceirizadas | 3.960 |
| | Horas Extras | 18.047 |
| Cível | Acidentes / Eletroplessão | 13.750 |
| | Convênios de Devolução | 2.038 |
| Total | | 37.795 |

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.

5.1 - Política de gerenciamento de riscos

5 Política de gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 Em relação aos riscos indicados no item 4.1, informar:

- a) Se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política**

O processo de gestão de riscos da RGE é coordenado por uma estrutura corporativa e está alinhado às diretrizes do Grupo CPFL.

A CPFL Energia possui uma Política de Gestão Corporativa de Riscos aprovada pelo seu Conselho de Administração em reunião realizada em Julho de 2009, com atualizações em 2015, 2016 e 2017, a qual é observada e integralmente cumprida pela Companhia.

Todos os principais riscos aos quais a Companhia está exposta são consolidados nesta política, representados no Mapa Corporativo de Riscos. A política prevê modelos, indicadores e limites de exposição aos riscos, aprovados pelo Conselho de Administração da CPFL Energia, bem como detalha o tratamento a ser dispensado e reportes necessários em caso de extrapolação das referências de risco. Além disso, aborda a estrutura de gerenciamento de riscos da Companhia, com definição de papéis e responsabilidades, a qual é melhor detalhada no item (b.iii) deste item 5.1 abaixo.

A Companhia esclarece, ainda, que não adota o Código Brasileiro de Governança Corporativa e, conseqüentemente, não possui Código de Conduta ou Integridade instituído. Não obstante é importante esclarecer que todas as companhias do Grupo CPFL, inclusive a Companhia, atendem ao código de ética instituído pela CPFL Energia e descrito abaixo.

O código de ética do Grupo CPFL foi elaborado, a fim de perpetuar a atuação dos colaboradores do grupo, segundo princípios que assegurem a ética, a integridade, a responsabilidade, a transparência e a eficiência, dispondo que estes são essenciais para a construção e defesa da reputação do Grupo CPFL, bem como para que as suas atividades aconteçam em linha com as expectativas de seu público.

A conduta de ética do Grupo CPFL consolida suas crenças e tem o objetivo de orientar a conduta de todos seus colaboradores, devendo seus valores e diretrizes serem observados indistintamente por todos os seus profissionais, incluindo os membros dos: (i) Conselhos de Administração; (ii) Conselho Fiscal; (iii) Comitês de assessoramento; e (iv) diretoria executiva, bem como os diretores, gerentes, líderes, funcionários e terceirizados do Grupo CPFL.

Nosso Código de Conduta Ética se encontra disponível em nosso website em <https://www.cpfl.com.br/institucional/etica-na-rede/o-codigo-de-etica/Paginas/default.aspx>. (Esse URL somente deve ser considerado como referência textual. Ele não tem o propósito de ser um hyperlink ativo em nosso website. As informações de nosso website, que podem ser acessadas por meio de hyperlink resultante dessa URL, não são e não devem ser consideradas como parte integrante do presente formulário).

- b) Os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos, quando houver, incluindo:**

i. os riscos para os quais se busca proteção

Os riscos para os quais a Companhia busca proteção são:

- Descumprimento dos termos do contrato de concessão;

5.1 - Política de gerenciamento de riscos

- Impossibilidade de repassar integralmente o custo de compra de energia elétrica ao consumidor e a necessidade de, para satisfazer à demanda, firmar contratos de curto prazo para aquisição de energia elétrica, a preços consideravelmente mais altos do que aqueles estabelecidos nos contratos de longo prazo;
- Riscos inerentes à construção, ampliação e operação das instalações e equipamentos de distribuição de energia elétrica;
- Impacto adverso na operação de desenvolvimento de negócios decorrente da não conclusão do programa de investimento proposto no cronograma previsto;
- Risco de as apólices de seguro contratadas não serem suficientes para cobrir totalmente as perdas decorrentes da responsabilidade por quaisquer perdas e danos decorrentes da prestação inadequada de serviços de energia elétrica;
- Comprometimento da capacidade de conduzir as atividades operacionais e realizar o pagamento dos financiamentos contratados em virtude do grau de endividamento e das obrigações de serviço de dívidas;
- Efeito adverso sobre os negócios e resultados operacionais de uma escassez de energia elétrica e do racionamento dela decorrente, a exemplo do ocorrido em 2001 e 2002;
- Risco de o nível de inadimplência dos consumidores afetar adversamente os negócios, resultados operacionais e/ou situação financeira;
- Aumento das taxas de juros praticadas pelo mercado e riscos cambiais;
- Risco regulatório;
- Aumento de obrigações e investimentos em decorrência de novas regulamentações ambientais ou de saúde; e
- Efeitos adversos de más condições hidrológicas sobre os resultados operacionais.

Para mais informações sobre esses riscos, vide o item 4.1.

A Companhia considera como mecanismos de proteção aos riscos descritos no item 4.1 (i) o monitoramento periódico das exposições frente aos limites aprovados pelo Conselho de Administração da CPFL Energia, (ii) os planos de mitigação para tratamento das principais exposições e (iii) o reporte periódico de tais informações aos fóruns competentes, a saber, Diretoria Executiva da CPFL Energia, Conselho de Administração da CPFL Energia e seus Comitês de Assessoramento, e do Conselho Fiscal da CPFL Energia.

Desta forma, a Companhia possui como prática, definida na Política de Gestão Corporativa de Riscos, realizar o monitoramento regular dos riscos aos quais está exposta, avaliando o nível de exposição e adotando medidas de mitigação a fim de reduzir os riscos sempre que estes se aproximarem ou extrapolarem os limites estabelecidos.

ii. os instrumentos utilizados para proteção

O monitoramento das exposições é feito através do uso de indicadores e/ou modelos para simulação ou projeção de cenários de risco, com base nas diretrizes previstas na Política de Gestão Corporativa de Riscos. Além disso, a Companhia trabalha com limites de exposição a estes riscos, aprovados pelo Conselho de Administração da CPFL

5.1 - Política de gerenciamento de riscos

Energia. Em casos de aumento da exposição ou extrapolação de limites, planos de mitigação devem ser estruturados pelas áreas de negócio, em conjunto com a Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos, e, posteriormente, reportados ao Conselho de Administração da CPFL Energia.

Além disso, a Companhia avalia permanentemente alterações regulatórias, condições ambientais e de mercado, faz uso de mecanismos regulatórios disponíveis e monitora o desempenho de suas operações de forma a mitigar a exposição a eventuais riscos regulatórios, operacionais, ambientais e de mercado.

Outros instrumentos de proteção contratados pela Companhia são swaps de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. Adicionalmente, a Companhia não realiza transações envolvendo derivativos de caráter especulativo.

iii. a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

No Grupo CPFL, a gestão de riscos é conduzida através de uma estrutura que envolve o Conselho de Administração, assessorado pelo Comitê de Processo de Gestão, Riscos e Sustentabilidade, o Conselho Fiscal, com funções de Audit Committee, a Diretoria Executiva, Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos e as áreas de negócio. Essa gestão é regulamentada pela Política de Gestão Corporativa de Riscos que descreve o modelo de gestão de riscos assim como as atribuições de cada agente.

Compete ao Conselho de Administração da CPFL Energia orientar a condução dos negócios, observando, dentre outros, o monitoramento dos riscos empresariais, exercido através do modelo de gerenciamento corporativo de risco adotado pela Companhia, deliberar sobre as metodologias de limite de risco recomendadas pela Diretoria Executiva da Companhia, além de conhecer as exposições e planos de mitigação apresentados em caso de eventual ultrapassagem desses limites. Adicionalmente, cabe ao Conselho de Administração da CPFL Energia, tomar conhecimento e acompanhar eventuais importantes fragilidades de controles e/ou processos, assim como falhas de aderência regulatória relevantes acompanhando planos propostos pela Diretoria Executiva da CPFL Energia para saná-los.

Cabe aos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração da CPFL Energia, em especial ao Comitê de Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade, desempenhando seu papel de órgão técnico, tomar conhecimento (i) dos modelos de monitoramento dos riscos, (ii) das exposições aos riscos e (iii) dos níveis de controle (incluindo sua eficácia), apoiando o Conselho de Administração no desempenho do seu papel estatutário relativo à gestão de riscos. Cabe ainda a este comitê orientar os trabalhos de Auditoria Interna e elaboração de propostas de aprimoramento.

Ao Conselho Fiscal da CPFL Energia compete, entre outros, (i) certificar que a Administração da CPFL Energia tem meios para identificar os riscos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras aos quais o Grupo CPFL está exposto, (ii) tomar conhecimento dos relatórios da Auditoria Interna, dos auditores independentes e da controladoria, analisando as suas respectivas recomendações e pareceres, e (iii) monitorar a eficácia do ambiente de controles e recomendar mudanças, caso necessárias.

À Diretoria Executiva da CPFL Energia cabe a condução dos negócios do Grupo CPFL, incluindo os negócios da Companhia, dentro dos limites de risco definidos, devendo está tomar as medidas necessárias para evitar que a exposição aos riscos exceda tais limites e reportar eventuais ultrapassagens ao Conselho de Administração da CPFL Energia, apresentando ações de mitigação.

Nesse seu papel, a Diretoria Executiva da CPFL Energia é assessorada pelo Comitê Executivo de Riscos, o qual está instituído no âmbito da administração da CPFL Energia. A Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos, a qual está instituída no âmbito da administração da CPFL Energia, é responsável pela coordenação do processo de gestão de riscos no Grupo CPFL, desenvolvendo e mantendo atualizadas metodologias de Gestão Corporativa de Riscos que envolvam a identificação, mensuração, monitoramento e reporte dos riscos aos quais o Grupo CPFL está exposto.

5.1 - Política de gerenciamento de riscos

Realiza ainda, tanto revisões regulares como ad hoc para assegurar o alinhamento dos processos às diretrizes e estratégias da Administração da CPFL Energia. A Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos é subordinada hierarquicamente ao Conselho de Administração.

As áreas de negócio possuem responsabilidade primária pela gestão dos riscos inerentes aos seus processos, devendo conduzi-los dentro dos limites de exposição definidos e implementando planos de mitigação para as principais exposições.

Por fim, a Companhia esclarece que o gerenciamento de riscos do Grupo CPFL também é auxiliado pelos trabalhos de Comitês de Assessoramento, os quais estão instituídos no âmbito da administração da CPFL Energia.

c) A adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adotada

Além do papel na melhoria da gestão de riscos do Grupo CPFL, a Área de Excelência Empresarial, por meio da atuação da Gerência de Processos, também coordena os esforços de avaliação dos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras no que compreende: (i) identificação dos principais processos de negócios, controles e riscos com influência nas demonstrações financeiras; (ii) auto avaliação da efetividade de processos e controles; (iii) testes de efetividade dos controles internos relevantes para as demonstrações financeiras, realizados com técnicas e padrões de auditoria; (iv) acompanhamento das implantações dos planos de ação e melhorias nos controles internos; (v) discussão com os executivos do emissor e reporte ao Conselho Fiscal, Conselho de Administração, Comitês de Assessoramento, todos da CPFL Energia, e outros fóruns de governança do Grupo CPFL; (vi) gestão do sistema de avaliação dos controles internos (ferramenta tecnológica); e (vii) coordenação do processo de certificação ascendente, cujo procedimento de validação dos resultados dos controles internos sobre os relatórios financeiros, realizado de forma eletrônica, é iniciada pelos gestores concluindo-se pelo Vice-Presidente Financeiro e de relações com o mercado investidor (CFO) e pelo Presidente (CEO) da CPFL Energia.

Como a RGE tem seu resultado consolidado na CPFL Energia, os resultados dos trabalhos desempenhados dão subsídio ao presidente (CEO) e ao Diretor financeiro e de relações com o mercado investidor (CFO) da CPFL Energia para atestarem seu estado de responsabilidade sobre a efetividade do ambiente de controles internos, conforme requerido pelas seções 302 e 404 da lei Sarbanes-Oxley, ao qual o emissor (CPFL Energia) está sujeito por ser uma empresa listada na NYSE (New York Stock Exchange), e pelo item 5.3 deste formulário de referência.

O Grupo CPFL conta ainda com a atuação da Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos, instituído no âmbito da administração da CPFL Energia, subordinada hierarquicamente ao Conselho de Administração da CPFL Energia, que através da execução do seu Plano Anual de Auditoria, acompanha e monitora a execução das práticas, políticas e procedimentos vigentes na Companhia.

A Companhia entende que todos os órgãos e procedimentos estabelecidos pelo Grupo CPFL são adequados para mitigar e controlar eventuais riscos. Além disso, a estrutura operacional dos órgãos de gerenciamento de riscos, liderada pela Área de Excelência empresarial, está sempre atualizando os procedimentos de controles internos, a fim de se manter em conformidade com os padrões estabelecidos pelo mercado.

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

5.2 Em relação aos riscos de mercado indicados no item 4.2, informar:

a. Se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos de mercado, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política;

As políticas de gerenciamento de riscos de mercado da Companhia são englobadas pela Política de Gestão Corporativa de Riscos do Grupo CPFL, a qual é observada e integralmente cumprida pela Companhia, conforme descrita no item 5.1 (a) deste Formulário de Referência.

Conforme reportado no item 5.1.a deste formulário, a CPFL Energia possui uma Política de Gestão Corporativa de Riscos aprovada pelo Conselho de Administração em reunião realizada em julho de 2009, com atualizações em 2015, 2016 e 2017.

Todos os principais riscos aos quais a Companhia está exposta são consolidados nesta política, representados no Mapa Corporativo de Riscos. A política prevê modelos, indicadores e limites de exposição aos riscos, aprovados pelo Conselho de Administração da CPFL Energia, bem como detalha o tratamento a ser dispensado e reportes necessários em caso de extrapolação das referências de risco. Além disso, aborda a estrutura de gerenciamento de riscos da Companhia, com definição de papéis e responsabilidades, a qual é melhor detalhada nos itens (5.1 b iii) e (5.2 b vi) deste formulário.

b. Os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos de mercado, quando houver, incluindo:

i. riscos de mercado para os quais se busca proteção

A Companhia considera como mecanismos de proteção aos riscos descritos no item 4.2 (i) o monitoramento periódico das exposições frente aos limites aprovados pelo Conselho de Administração da CPFL Energia, (ii) os planos de mitigação para tratamento das principais exposições, e (iii) o reporte periódico de tais informações aos fóruns competentes, a saber, Diretoria Executiva da CPFL Energia, Conselho de Administração da CPFL Energia e seus Comitês de Assessoramento, e, Conselho Fiscal da CPFL Energia.

Desta forma, a Companhia possui como prática, definida na Política de Gestão Corporativa de Riscos, realizar o monitoramento regular dos riscos aos quais está exposta, avaliando o nível de exposição e adotando medidas de mitigação, a fim de reduzir os riscos sempre que estes se aproximarem ou extrapolarem os limites estabelecidos.

Riscos de Mercado de Energia - Sub/Sobrecontratação das Distribuidoras

O monitoramento dos riscos de Mercado de Energia aplicáveis às distribuidoras do Grupo CPFL é realizado através de testes de estresse de variáveis mediante uso de modelos computacionais.

Sobre o risco de sub/sobrecontratação das distribuidoras, a Companhia informa que as alterações nas previsões da demanda e nas expectativas de preços são regularmente monitoradas pela CPFL Energia. As distribuidoras do Grupo CPFL fazem uso dos mecanismos regulatórios disponíveis para ajuste de contratos a fim de manter os níveis de contratação dentro dos limites regulatórios. Além disso, a CPFL Energia acompanha eventuais alterações na regulação que possam, de alguma forma, impactar este risco e atualiza as estratégias a serem seguidas pela Companhia.

Risco de Crédito

Para o segmento de distribuição, cujo mercado é pulverizado, a proteção ao risco de crédito é feita mediante monitoramento da inadimplência, ações de cobrança, negativação e corte no fornecimento de energia de clientes inadimplentes.

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

Risco de Juros e Câmbio

A Companhia tem a prática de monitorar os riscos de variação cambial, flutuação de taxas de juros e índices de preços, e de contratar instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas.

Com relação ao risco cambial, a exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está substancialmente coberta por operações financeiras de swap, o que permitiu à Companhia trocar os riscos originais da operação para o custo relativo à variação do CDI. Ainda, o mecanismo de compensação - CVA protege as controladas de distribuição do Grupo CPFL, incluindo a Companhia, de eventuais perdas econômicas relativas à possível variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu.

Com relação ao risco de taxas de juros, as controladas do Grupo CPFL, incluindo a Companhia, têm buscado aumentar a participação de empréstimos pré-indexados ou atrelados a indicadores com menores taxas e baixa flutuação no curto e longo prazo. Adicionalmente, o risco da alta de taxa de juros pode ser parcialmente compensado pela posição de ativos financeiros da concessão indexada ao IPCA.

Risco Regulatório

Para os riscos relacionados aos processos de revisões e reajustes tarifários inerentes ao mercado regulado em que atua, o monitoramento é efetuado por todas as áreas da Companhia diretamente envolvidas, em especial pela Vice-Presidência de Operações Reguladas, responsável pelas interações junto à Agência Reguladora.

Risco de Aceleração de dívidas

A Administração da Companhia monitora os índices de aceleração de dívidas e alavancagem de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Os resultados do acompanhamento são reportados periodicamente aos diretores executivos e ao Conselho de Administração da Companhia.

Além disso, a Companhia atende aos requisitos da Lei Sarbanes-Oxley tendo, portanto, políticas internas de controles que primam por um ambiente rígido de controle para a minimização da exposição aos riscos relacionados à elaboração e divulgação das demonstrações financeiras.

ii. a estratégia de proteção patrimonial (hedge);

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

iii. os instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge);

Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia são swaps de moeda ou taxas de juros, sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. A Companhia não realiza transações envolvendo derivativos de caráter especulativo.

iv. os parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos;

Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros e de modo a monitorar os procedimentos estabelecidos pela Administração, a Companhia utiliza-se de sistema de software (Luna e Bloomberg), tendo condições de calcular o Mark to Market, Stress Testing e Duration dos instrumentos, e avaliar os riscos aos quais a Companhia está exposta. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pela Companhia suportados por estas ferramentas têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia tem a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

quando há uma exposição a qual a administração considera como risco. Adicionalmente, o Grupo não realiza transações envolvendo derivativos especulativos.

O risco de sub/sobrecontratação das distribuidoras é monitorado através de modelos estatísticos, tendo como métricas de referência a probabilidade de qualquer perda e a perda média (média dos cenários de perda) em relação ao EBITDA das distribuidoras.

O risco de inadimplência é acompanhado através do aging list das "contas a receber" e da evolução da Provisão para Devedores Duvidosos.

O risco de juros é avaliado através de análise de sensibilidade dos índices da dívida.

O risco regulatório é monitorado através de um conjunto de indicadores que visam medir aderência à legislação setorial (quantidade de notificações, taxa de conversão em penalidades, exposição total em carteira, taxa de recuperação após recursos administrativos e desembolso total), sendo também acompanhadas possíveis alterações na regulação que possam impactar os negócios do Grupo CPFL.

O Risco de Aceleração da Dívida é acompanhado com base nas projeções dos índices de alavancagem.

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

A Companhia não opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (hedge), mas tão somente para proteger-se contra os riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros.

vi. a estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos de mercado;

Vide item 5.1.(b.iii) deste Formulário de Referência.

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

Vide item 5.1.(c) deste Formulário de Referência.

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 2017.

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 deficiências significativas nos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2017, as demais deficiências identificadas são encaminhadas aos diretores responsáveis para definição dos planos de ação. Tanto a Coordenação de Controles Interno, como a Gerência de Compliance, de Auditoria Interna e Riscos Corporativos, 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 da CPFL Energia e da auditoria externa, que desempenha as funções do Comitê de Auditoria da controladora CPFL Energia.

5.4 - Programa de Integridade

5.4 Em relação aos mecanismos e procedimentos internos de integridade adotados pelo emissor para prevenir, detectar e sanar desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, nacional ou estrangeira, informar

a) Se o emissor possui regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública, identificando, em caso positivo:

(i). os principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados e sua adequação ao perfil e riscos identificados pelo emissor, informando com que frequência os riscos são reavaliados e as políticas, procedimentos e as práticas são adaptadas

Um dos mecanismos de integridade refere-se ao Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética – SGDE que é composto por 7 elementos, os quais são:

- **Código de Conduta Ética:** É o coração do sistema onde encontra-se toda nossa diretriz ética a serem seguidas por colaboradores e terceiros com relacionamento direto com o Grupo CPFL (Holding e Controladas);
- **Comitê de Ética e Conduta Empresarial:** É formado por cinco membros, sendo três vice-presidentes executivos da Holding CPFL Energia e dois Membros Externos e Independentes;
- **Regimento Interno do Comitê de Ética:** Nele estão definidos os fluxos de processos e procedimentos a serem adotados desde o recebimento de registros éticos até a sua conclusão;
- **Comissão de Processamento de Denúncias (CPD):** Implantada para apoiar o Comitê de Ética e Conduta Empresarial na apuração de denúncias recebidas dos colaboradores e demais públicos de relacionamento do Grupo CPFL;
- **Canal Externo de Ética:** Empresa independente especializada no recebimento de registros éticos (denúncias, consultas e sugestões), reconhecida pela qualidade de seus controles, e por assegurar a integridade e confidencialidade das informações, o anonimato dos usuários e independência durante todo o processo;
- **Plano de Divulgação:** Abrange as atividades de comunicação dos princípios éticos e das ações realizadas pelo Comitê no âmbito das empresas do Grupo;
- **Capacitação:** Treinamentos (e-learning e presenciais) disponibilizados para todos seus stakeholders.

Em abril de 2014, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou a Política Anticorrupção da CPFL Energia (Ata RCA aprovação Política Anticorrupção - item vii) e sua publicação no sistema de gerenciamento eletrônico de documentos da empresa ocorreu no mês seguinte, mediante aprovação do Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores (GED 16.027 Anticorrupção). Este documento é aplicável a todas as empresas do Grupo CPFL que sejam abrangidas pelo Código de Conduta Ética.

A Política Anticorrupção suplementa, mas não substitui o Código de Conduta Ética, tendo o objetivo de estabelecer os princípios para controle e combate da corrupção, orientando a conduta de colaboradores e prestadores de serviços do Grupo CPFL de forma a prevenir e combater esta prática.

Amparada nos preceitos da conduta anticorrupção, e também das normas internas vigentes, a Política estabelece regras e procedimentos para, por exemplo: (i) transações comerciais realizadas; (ii) vendas e prestação de serviços; (iii) contratação de representantes, prepostos e terceirizados em negócios com o poder público; (iv) viagens, refeições e entretenimentos; (v) brindes, presentes, vantagens e favores; (vi) contribuições beneficentes; (vii) contribuições a partidos políticos; (viii) patrocínios e (ix) fusões e aquisições.

5.4 - Programa de Integridade

ii. as estruturas organizacionais envolvidas no monitoramento do funcionamento e da eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade, indicando suas atribuições, se sua criação foi formalmente aprovada, órgãos do emissor a que se reportam, e os mecanismos de garantia da independência de seus dirigentes, se existentes

Em 2002, começou a ser desenvolvido o Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética (SGDE) que contempla os setes elementos citados/mencionados acima, desta maneira, podemos destacar a nova versão do Código de Conduta Ética aprovada pela Diretoria Executiva da CPFL Energia em dezembro de 2015 (RD nº 2015135-E – Alteração do Código de Ética e Conduta Empresarial e Reestruturação do Sistema de Ética). As propostas constantes dessa RD foram aprovadas pelo Conselho de Administração da CPFL na 283ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 27 de janeiro de 2016 (Sumário das Deliberações da 283ª Reunião do Conselho de Administração-RCA – 27 janeiro 2016). Em nossa diretriz nº 34 Comitê de Ética e Conduta Empresarial (Comitê) refere-se:

- a) O número de membros será definido pelo Conselho de Administração da CPFL;
- b) De acordo com a proposta da Diretoria Executiva, aprovada pelo Conselho de Administração, o Comitê será composto por Diretores Vice-presidentes e, ao menos, por um membro externo ao quadro de profissionais da CPFL, com mandato de dois anos, sendo permitida a recondução. O auditor interno participará como ouvinte do Comitê;
- c) O Comitê será dirigido por um presidente e por um vice-presidente, a quem cabe substituir o presidente em caso de ausência ou impedimento, sendo ambos indicados dentre os profissionais da CPFL escolhidos para participar do Comitê;
- d) O Comitê decidirá sobre as denúncias de violação do Código e orientará sobre aplicação de suas normas por meio de campanhas de divulgação, resposta a consultas e emissão de súmulas.

iii. se o emissor possui código de ética ou de conduta formalmente aprovado, indicando:

- **se ele se aplica a todos os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados e se abrange também terceiros, tais como fornecedores, prestadores de serviço, agentes intermediários e associados**

O Código de Conduta Ética aplica-se a toda a Companhia, bem como a terceiros, como fornecedores, prestadores de serviço, agentes intermediários e associados.

- **se e com que frequência os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados são treinados em relação ao código de ética ou de conduta e às demais normas relacionadas ao tema**

A CPFL se vale de seus canais tradicionais de comunicação interna, tais como cartazes, banners, Intranet, e-mails, por meio dos quais são divulgadas recorrentemente peças alusivas ao tema. Além disso, anualmente é realizada a Semana da Integridade, em período próximo ao Dia Internacional de Combate da Corrupção (9 de dezembro), concentrando palestras, exibição de filmes e outras ações que visam promover a reflexão sobre o tema. Buscando ir além dos limites de suas relações contratuais, a CPFL mantém programação aberta a toda a sociedade, inclusive com transmissão pela internet e veiculação em canal de televisão aberta, denominado "Café Filosófico", voltada à reflexão sobre diversos valores sociais, incluindo a ética e a integridade.

Eventualmente, são estabelecidas estratégias de comunicação com finalidades específicas, tais como o Plano de Comunicação de Implantação da versão revisada do Código de Conduta Ética e da Reestruturação do SGDE em 31 de agosto de 2016. A preparação desse Plano aconteceu no primeiro semestre de 2016 e foi acompanhada a cada dois

5.4 - Programa de Integridade

meses nas reuniões conjuntas do Comitê de Processos de Gestão, de assessoramento ao Conselho de Administração; do Conselho Fiscal e em reportes à Diretoria Executiva.

Divulgação de mensagem do Presidente da CPFL Energia e dos Membros do Comitê de Ética e Conduta Empresarial a todos os profissionais do Grupo. O vídeo está disponível na intranet, acessível para os profissionais do Grupo CPFL.

Realização de workshops e eventos de divulgação e discussão sobre a importância da integridade e da ética para a CPFL, e sobre as diretrizes éticas da CPFL. Em 2017 realizamos 10 treinamentos referente ao tema da 1ª Linha de Defesa (Auditoria, Riscos, Compliance e Ética).

Adicionalmente é importante ressaltar que todos os novos colaboradores em sua integração contam com o treinamento obrigatório de Ética em sua grade de conhecimentos, bem como, para os novos líderes no programa Decola Líder.

- **as sanções aplicáveis na hipótese de violação ao código ou a outras normas relativas ao assunto, identificando o documento onde essas sanções estão previstas**

O Código de Conduta Ética estabelece em sua diretriz nº 12, em seu item "d" que *"condutas não alinhadas com o Código serão passíveis de medidas disciplinares"*.

Assim, cabe ao Comitê de Ética e Conduta Empresarial, após análise do relatório de investigação de denúncia, e deliberação quanto à procedência da denúncia, recomendar a aplicação de medida disciplinar ao profissional denunciado. A dosimetria da medida disciplinar é definida pelo Comitê e a aplicação segue os procedimentos definidos pela Norma Administrativa nº 17055 – Medidas Disciplinares e Ressarcimento de Danos.

- **órgão que aprovou o código, data da aprovação e, caso o emissor divulgue o código de conduta, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado**

O Código de Ética foi aprovado pela Diretoria Executiva em dezembro de 2015 e está disponível no site da CPFL Energia, através do link: <https://www.cpfl.com.br/institucional/etica-na-rede/o-codigo-de-etica/Paginas/default.aspx>.

b) se o emissor possui canal de denúncia, indicando, em caso positivo:

- **se o canal de denúncias é interno ou se está a cargo de terceiros**

O canal está a cargo de terceiros, gerenciado pela empresa Contato Seguro.

- **se o canal está aberto para o recebimento de denúncias de terceiros ou se recebe denúncias somente de empregados**

O Canal Externo de Ética está aberto à apresentação de registros por todos os públicos de relacionamento das empresas do Grupo CPFL

- **se há mecanismos de anonimato e de proteção a denunciante de boa-fé**

Ao usuário do canal, é assegurado o anonimato, bem como o sigilo e a confidencialidade do registro apresentado. O Canal Externo de Ética, no ato do registro, atribui um número de identificação sequencial que permite o seu acompanhamento do usuário mediante número de protocolo.

Canal Executivo nº 433 A CPFL assegura a confidencialidade dessas informações e a proteção dos profissionais contra eventuais medidas de retaliação ou perseguição.

- **órgão do emissor responsável pela apuração de denúncias**

5.4 - Programa de Integridade

Comissão de Processamento de Denúncias (CPD) foi implantada para apoiar o Comitê de Ética e Conduta Empresarial na apuração de denúncias recebidas dos colaboradores e demais públicos de relacionamento do Grupo CPFL.

A CPD é gerida pelo Diretor Jurídico (Coordenador) – Diretor de RH (Vice Coordenador) e a área de Auditoria Interna.

c) se o emissor adota procedimentos em processos de fusão, aquisição e reestruturações societárias visando à identificação de vulnerabilidades e de risco de práticas irregulares nas pessoas jurídicas envolvidas

Durante os processos de fusões, aquisições e reestruturações societárias, a CPFL adota as melhores práticas de mercado, buscando a identificação e mitigação de riscos e realizando, de acordo com as características de cada projeto, ações de diligência, avaliação de riscos, entre outras ações relevantes.

Tais atividades são realizadas utilizando-se de equipes internas e externas, utilizando-se das melhores informações disponíveis e aplicáveis.

d) caso o emissor não possua regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública, identificar as razões pelas quais o emissor não adotou controles nesse sentido

Não se aplica.

5.5 - Alterações significativas

5.5 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

Em relação ao último exercício social (2017), não houve alterações significativas nos riscos acompanhados, em relação ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2016. Entretanto, alguns pontos continuam sendo monitorados devido ao nível de exposição da Companhia.

As expectativas quanto à assertividade do nível de contratação das distribuidoras foram prejudicadas devido à desaceleração da economia brasileira, responsável por variações significativas na demanda por energia. Caso nossa previsão de demanda se mostre incorreta e comprarmos energia elétrica em quantidade menor ou maior do que nossas necessidades poderemos não ser capazes de realizar o repasse integral dos custos de nossas compras de energia e sermos forçados a acessar o mercado spot para compra ou venda da energia a preços substancialmente maiores ou menores do que aqueles celebrados em contratos de longo prazo. A Companhia tem participado dos mecanismos regulatórios disponíveis para mitigação do risco de Sub/Sobrecontratação e tem acompanhado possíveis alterações regulatórias que, de alguma forma, possam impactar este risco.

Embora a Companhia trabalhe com mecanismos de mitigação do risco de crédito, há uma expectativa de possibilidade de aumento deste risco em função dos seguintes fatores: (i) desaceleração da economia em 2016 e tímida recuperação em 2017; (ii) piora dos indicadores macroeconômicos; (iii) aumento das tarifas de energia; e (iv) perspectivas de manutenção da recuperação lenta da economia até o fim de 2017. A Companhia entende que estes fatores podem piorar a capacidade de pagamento dos nossos consumidores e contrapartes.

Adicionalmente, a Companhia considera que os fatores econômicos supracitados podem gerar um aumento de exposição ao risco com fornecedores dada a possibilidade de deterioração financeira dos mesmos.

Quanto a alterações na Política de Riscos, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou as atualizações na Política de Gestão Corporativa de Riscos em 2015, 2016 e 2017, conforme mencionado nos itens 5.1.(a) e 5.2.(a). As alterações realizadas objetivaram refletir os avanços do Modelo de Gerenciamento de Riscos da Companhia. Dentre as principais modificações, destacam-se:

- Revisão do Mapa Corporativo de Riscos à luz das principais preocupações dos executivos da CPFL Energia e da Companhia;
- Consolidação, em uma única Política de Riscos, de modelos e métricas de monitoramento aprovados pelo Conselho de Administração da CPFL Energia; e
- Especificação de método de reporte em casos de extrapolação de limites de risco.
- Atualização da estrutura organizacional: a Diretoria de Gestão de Riscos e Controles Internos foi descontinuada e o processo de gestão de riscos corporativos migrou para a Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos;
- Atualização do modelo de governança da gestão de riscos corporativos, com a descontinuação do Comitê Executivo de Riscos; e
- Atualização do Mapa Corporativo de Risco.

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

| |
|---|
| 5.6 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes. |
|---|

Todas as informações pertinentes foram divulgadas nos itens 5.1 a 5.5 deste formulário de referência.

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

| | |
|---|--------------------------------|
| Data de Constituição do Emissor | 28/07/1997 |
| Forma de Constituição do Emissor | Sociedade por Ações |
| País de Constituição | Brasil |
| Prazo de Duração | Prazo de Duração Indeterminado |
| Data de Registro CVM | 13/10/1997 |

6.3 - Breve histórico

6.3 Breve histórico do emissor

A Rio Grande Energia S.A. ("RGE" ou "Companhia") é uma concessionária de distribuição de energia elétrica registrada na CVM como companhia de capital aberto em 13 de outubro de 1997 sob o nº 16535, com sede na Cidade de Caxias do Sul, Estado do Rio Grande do Sul, à Rua Mario Boni, nº 1.902, CEP 95012-580.

A Companhia foi constituída em 28 de julho de 1997, com prazo de duração indeterminado, com o nome de Companhia Norte e Nordeste de Distribuição de Energia Elétrica (CNNDEE), tendo sido esta denominação alterada para Rio Grande Energia S.A. em 09 de dezembro do mesmo ano.

A RGE tem como objeto social: (a) realizar estudos, projetos, construções e operações de usinas produtoras e linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica e serviços correlatos, inclusive sistemas de informática e a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades, podendo participar de outras sociedades para a realização de seus objetivos sociais; (b) desenvolver atividades associadas à prestação de serviços de energia elétrica, tais como: uso múltiplo de postes, mediante cessão onerosa a outros usuários; transmissão de dados através de suas instalações, observada a legislação pertinente; prestação de serviços técnicos de operação, manutenção e planejamento de instalações elétricas de terceiros; serviços de otimização de processos energéticos e instalações elétricas de consumidores; cessão onerosa de faixas de servidão de linhas e áreas de terra exploráveis de usinas e reservatórios, visando a maior eficiência no uso da eletricidade; e (c) integrar grupos de estudo, consórcios, grupos de sociedade ou quaisquer outras formas associativas com vista a pesquisas de interesse do setor energético, à formação de pessoal técnico a ele necessário, bem como à prestação de serviços de apoio técnico, operacional, administrativo e financeiro a outras empresas.

O surgimento da Companhia é fruto das modificações ocorridas no setor elétrico nacional ao longo da segunda metade da década de 90. Em 1996, teve início o processo de privatização dos serviços de energia elétrica do Estado do Rio Grande do Sul, realizado no âmbito do Programa Nacional de Desestatização. Nesse processo, foi definida a política de reestruturação societária e operacional da Companhia Estadual de Energia Elétrica ("CEEE"). Como resultado desse processo de reestruturação, em agosto de 1997, a CEEE foi cindida, tendo parte de seu patrimônio vertido para novas empresas: (i) duas com atividade de geração de energia elétrica, (ii) uma de transmissão e (iii) três de distribuição de energia. Parte dos ativos cindidos da CEEE foi vertida para a então denominada Companhia Norte Nordeste de Distribuição de Energia Elétrica, que foi privatizada em outubro do mesmo ano.

Em outubro de 1997, Previ e VBC Energia assinaram "Protocolo de Intenções" e, na mesma data, Ipê Energia, Previ e VBC Energia assinaram um "Termo de Adesão", com vistas à regular as respectivas participações, em conjunto, por meio da DOC3, no processo de licitação na modalidade leilão, para alienação de ações do capital da RGE (então denominada Companhia Norte Nordeste de Distribuição de Energia Elétrica "CNNDEE") pelo Estado do Rio Grande do Sul. Como vencedora do referido leilão, a DOC3 adquiriu ações ordinárias equivalentes a aproximadamente 91,9% do capital total da CNNDEE. A CNNDEE teve sua denominação alterada para Rio Grande Energia S.A. em dezembro de 1997.

Em julho de 1998, a DOC3 foi extinta em virtude da incorporação de suas ações pela RGE, conforme Resolução Homologatória da ANEEL 166/2004. A CVM também manifestou sua concordância com as condições apresentadas na referida resolução. Como consequência, os acionistas da DOC3 passaram a deter participação societária direta no capital social da RGE. A partir dessa data, a RGE passou a ser controlada pela 521 Participações, controlada pela PREVI, Serra da Mesa, controlada pela VBC e Ipê Energia, integrante do grupo PSEG Américas.

Em fevereiro de 2001, a 521 Participações e a Serra da Mesa receberam da CPFL Paulista uma oferta de compra da totalidade das ações por elas detidas na RGE. Em abril de 2001, por meio do "Contrato de Compra e Venda de Ações", a CPFL Paulista adquiriu as participações acionárias detidas pela Serra da Mesa e pela 521 Participações no capital social da Companhia, equivalentes a 66,9% do capital social total, sendo 257.228.985 ações ordinárias e 60.130.858 ações preferenciais de titularidade da Serra da Mesa e 165.166.964 ações ordinárias e 36.360.809 ações preferenciais de titularidade da 521 Participações.

6.3 - Breve histórico

A ANEEL impôs, por meio da Resolução Homologatória, algumas obrigações a serem cumpridas pela Companhia em decorrência da incorporação da DOC3, que foram deliberadas na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 04 de outubro de 2004. As obrigações impostas pela ANEEL podem ser resumidas da seguinte maneira:

- aditamento ao Contrato de Concessão para conter as exigências da Resolução Homologatória acima referida;
- adequação da curva de amortização do saldo do ágio aprovada na assembleia geral extraordinária realizada em 28 de junho de 2004;
- modificação das características das ações preferenciais emitidas pela Companhia; e
- capitalização do saldo de dividendos fixos declarados e não pagos pela Companhia.

Em atendimento ao disposto no artigo 20 da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, na Resolução Homologatória ANEEL nº 156/04 e no Ofício nº 941/2005 – SFF/ANEEL, a assembleia geral extraordinária realizada em 10 de setembro de 2005 aprovou a alienação da totalidade de ações detidas pela RGE no capital social da Sul Geradora Participações S.A. (então subsidiária integral da RGE), as ações foram oferecidas aos então acionistas da RGE, na proporção da participação de cada um no capital social, em atendimento ao previsto no artigo 253 da Lei das Sociedades por Ações. A CPFL Paulista cedeu seu direito de preferência na aquisição das ações da Sul Geradora à CPFL Brasil.

Em dezembro de 2007, na sequência de várias operações de descruzamento societário, incluindo a incorporação da CPFL Serra, então acionista detentora de 99,8% das ações da RGE e 100,0% controlada pela CPFL Energia, e de uma operação de incorporação de ações de acionistas minoritários, a CPFL Energia passou a controlar 100,0% da RGE.

A Rio Grande Energia S.A. teve seu registro de companhia aberta concedido em 10 de outubro de 1997, código CVM 1653-5, com fundamento no art. 21 da Lei nº 6385/76, incisos I e II. Por meio do OFÍCIO/CVM/SEP/GEA-1/Nº 457/2009, 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 dezembro de 2009, em decorrência da publicação da Instrução Normativa CVM nº 480, as empresas passaram a ser classificadas como categoria A ou B. A RGE está classificada como categoria B, portanto está autorizada a negociar valores mobiliários 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 sociedade pertencente ao grupo do referido emissor.

Em 23 de janeiro de 2017, a nossa controladora CPFL Energia recebeu correspondência da State Grid Brazil Power Participações SA. ("State Grid Brazil") informando que naquela data, foi realizado o fechamento do Contrato de Aquisição de Ações, datado de 02 de setembro de 2016, celebrado entre a State Grid Brazil, a Camargo Correa S.A., a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI, a Fundação CESP, a Fundação Sistel de Seguridade Social, a Fundação Petrobras de Seguridade Social – PETROS, a Fundação SABESP de Seguridade Social — SABESPREV, e certas outras partes.

Após a finalização da transação, a State Grid Brazil se tornou a controladora da CPFL Energia com 54,64% (556.164.817 ações, diretas ou indiretas) do capital votante e total da controladora.

Com a operação, a State Grid Brazil tornou-se o único controlador da CPFL Energia, de forma que o Acordo de Acionistas datado de 22 de março de 2002, celebrado entre os antigos controladores, foi rescindido.

6.3 - Breve histórico

Em novembro de 2017, através do leilão da OPA no sistema de negociação da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (“Leilão”), a State Grid adquiriu 408.357.085 ações ordinárias de emissão da controladora CPFL Energia, representativas de 40,12% do capital social da CPFL Energia. A State Grid passou a deter, em conjunto com a ESC Energia S.A., 94,75% do capital social total da controladora CPFL Energia.

Em 31 de dezembro de 2018, foi aprovada a incorporação da Companhia à RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (“RGE Sul”). Em decorrência da incorporação, a RGE foi extinta e sucedida pela RGE Sul, no que tange a todos os seus direitos e obrigações.

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

Em 06 de novembro de 1997, a Companhia e o Poder Concedente celebraram o Contrato de Concessão nº 13/97 que tem por objeto concessão dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica em determinadas localidades. O Contrato de Concessão nº 14/97 tem vigência de 30 anos, terminando, portanto, em 06 de novembro de 2027, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

A Companhia distribui energia elétrica para uma região que abrange 86.152 quilômetros quadrados no estado do Rio Grande do Sul, com uma população de aproximadamente 4 milhões de habitantes. Sua área de concessão abrange 255 municípios, dos quais se destacam as cidades de Caxias do Sul, Gravataí, Passo Fundo e Bento Gonçalves. A Companhia encerrou o ano de 2017 atendendo aproximadamente 1,5 milhões de consumidores, distribuindo 7.949 GWh de energia elétrica (6.586 GWh distribuídos a Consumidores Finais e 1.363 GWh distribuídos principalmente a pequenas concessionárias e pequenas cooperativas de eletrificação rural), que respondem por aproximadamente 33,2% do total da energia elétrica distribuída no Estado do Rio Grande do Sul e por 2,5% 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 2017, nossa rede de distribuição consistia em 82.039 km de linhas de distribuição, incluindo 106.457 transformadores de distribuição. A Companhia tinha 2.200 km de linhas de distribuição de alta tensão entre 34,5 kV e 138 kV. Naquela data, detínhamos 85 subestações transformadoras de alta tensão para média tensão para subsequente distribuição, com capacidade total de transformação de 2.629 megavolt *amperes*. Entre os consumidores industriais e comerciais em nossa área de concessão, 49 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.

A Companhia esclarece que (i) a receita oriunda de negócios que não sejam a distribuição de energia é irrelevante; e (ii) não possui patentes, marcas ou licenças relevantes para a sua operação.

Nossa estratégia

A Companhia faz parte do Grupo controlado pela CPFL Energia, cuja estratégia está descrita como segue:

O nosso objetivo geral consiste em consolidar a nossa posição de liderança no setor de energia elétrica do Brasil, ao mesmo tempo em que criamos valor para os acionistas da nossa controladora CPFL Energia. Buscamos atingir estas metas, com eficiência operacional (através de inovação e tecnologia) e crescimento (por meio de sinergias comerciais e novos projetos). A estratégia do Grupo CPFL baseia-se em disciplina financeira, responsabilidade social e melhoria da governança corporativa.

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 históricos de perda de

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

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 ABRADEE, uma associação do setor.

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 77 mil inspeções em 2017, o que acreditamos ter conduzido a uma recuperação de recebíveis estimada em mais de R\$ 8,2 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 2017, 2016 e 2015:

| | Para o exercício findo em 31 de dezembro de | | |
|------------------|--|-------------|-------------|
| | 2017 | 2016 | 2015 |
| FEC ¹ | 7,74 | 7,58 | 8,33 |
| DEC ² | 14,16 | 14,45 | 15,98 |

(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 ABRADEE de 2016, 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. Ademais, os números de nosso DEC teve uma melhora significativa de 2016 para 2017, comprovando a eficácia de nossa manutenção e investimento.

Com base nos dados publicados pela ANEEL, a duração e frequência das interrupções da Companhia permanecem em linha com o índice médio para as empresas de energia no sul do Brasil, principalmente em decorrência da falta de redundância em seu sistema de distribuição, do uso de linhas em média de tensão e de um nível menor de automação na rede.

A ANEEL estabelece indicadores de desempenho por consumidor para serem seguidos pelas empresas de energia. Caso estes indicadores não sejam alcançados, somos obrigados a reembolsar nossos consumidores, e nossas receitas são negativamente afetadas. Em 2017, 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, resultando em níveis baixos de interrupção programada, equivalente a aproximadamente 11,6% 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 2017, investimos aproximadamente R\$ 391 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.

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 2017 foi de 9.296 GWh.

Em 2017, compramos 1.663 GWh de energia elétrica da Usina Hidroelétrica de Itaipu (1.938 GWh em 2016 e 1.957 GWh em 2015), chegando a 18% do total da energia elétrica adquirida (19% em 2016 e 20,4% em 2015). 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\$28,73/kW. Nossas compras representam aproximadamente 2,7% 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 2017, pagamos uma média de R\$199,58 por MWh para as compras de energia elétrica de Itaipu, em comparação com R\$193,40 em 2016 e R\$279,65 em 2015. Esses números não incluem a taxa de transmissão.

Compramos 8.632 GWh de energia elétrica em 2017 de outras empresas geradoras que não Itaipu, o que representa 82% do total da energia elétrica que adquirimos. Pagamos uma média de R\$ 226,79/MWh para as compras de energia elétrica de empresas geradoras que não Itaipu, comparados a R\$ 159,14/MWh em 2016 e R\$ 225,45/MWh em 2015. 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.

| | GWh | | |
|---|---------------------|----------------------|---------------------|
| | 2017 | 2016 | 2015 |
| <u>Energia comprada para revenda</u> | | | |
| Energia de Itaipu Binacional | 1.663 | 1.938 | 1.957 |
| Energia de curto prazo/PROINFA | 308 | 176 | 1204 |
| Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais | 7.324 | 8.063 | 6.438 |
| <u>Total</u> | <u>9.296</u> | <u>10.178</u> | <u>9.599</u> |

As disposições dos nossos contratos de 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

Desde 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 energia elétrica 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 – “*Somos obrigados a prever a demanda por energia no mercado. Se a demanda efetiva for diferente daquela por nós prevista, podemos ser forçados a comprar ou vender energia no mercado spot a preços que podem gerar custos adicionais, que podemos não ser capazes de repassar integralmente aos consumidores*”.

Tarifas de Transmissão: Em 2017, pagamos um total de R\$ 186 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 de 31 de dezembro de 2017 para um detalhamento de nossas vendas por categoria.

- *Consumidores industriais:* As vendas para consumidores industriais finais responderam por 16,2% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2017, em termos de volume.
- *Consumidores residenciais:* As vendas para consumidores residenciais finais responderam por 46,7% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2017, em termos de volume.
- *Consumidores comerciais:* As vendas para consumidores comerciais finais, que incluem as empresas prestadoras de serviços, universidades e hospitais, responderam por 21,7% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2017, em termos de volume.
- *Consumidores rurais:* As vendas para consumidores rurais responderam por 6,9% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2017, em termos de volume.
- *Outros consumidores:* As vendas para os demais consumidores, que incluem serviços públicos, tais como iluminação pública, responderam por 8,5% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2017, em termos de volume.

Ademais, a Companhia esclarece que toda a sua receita é oriunda de consumidores nacionais, de forma que a Companhia não possui nenhuma dependência do mercado estrangeiro.

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 mais altas. As tarifas no Grupo B variam por tipos de consumidor (residencial, rural, outras categorias e iluminação pública). Os consumidores no Grupo A pagam tarifas menores, decrescendo de A4 para A1, pois seu fornecimento é feito em voltagens mais elevadas, que demandam menor utilização do sistema de distribuição de energia elétrica. As tarifas

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

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: a 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 2017, 2016 e 2015. Estes preços incluem tributos (ICMS, PIS e COFINS) e são calculados com base em nossas vendas e na quantidade de energia elétrica vendida em 2017, 2016 e 2015.

| | Preço Médio (R\$/MWh) | | |
|--------------|------------------------------|---------------|---------------|
| | 2017 | 2016 | 2015 |
| Residencial | 667,24 | 665,32 | 671,50 |
| Industrial | 500,10 | 496,30 | 533,24 |
| Comercial | 652,20 | 654,51 | 655,85 |
| Rural | 339,60 | 332,16 | 361,01 |
| Outros | 264,44 | 262,92 | 276,94 |
| Total | 502,12 | 501,75 | 518,22 |

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 de uso do sistema de distribuição, ou TUSD, são estabelecidas pela ANEEL e consistem de três tarifas descritas em "TUSD" no item 7.9 deste formulário. Em 2017, as receitas de tarifas pelo uso de nossa rede por Consumidores Livres totalizaram R\$ 314 milhões. A tarifa média pelo uso de nossa rede foi de R\$133,30/MWh, R\$146,85/MWh e R\$146,61/MWh em 2017, 2016 e 2015, 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 três 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

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

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 ABRADÉE, 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 2017, atendemos aproximadamente 5 milhões de protocolos. Também prestamos serviço de atendimento ao consumidor por meio de nossas agências as quais atenderam aproximadamente 628 mil de solicitações de consumidores em 2017. 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.

7.1.a - Informações específicas de sociedades de economia mista**7.1-A Indicar, caso o emissor seja sociedade de economia mista:**

a. interesse público que justificou sua criação

b. atuação do emissor em atendimento às políticas públicas, incluindo metas de universalização, indicando:

- os programas governamentais executados no exercício social anterior, os definidos para o exercício social em curso, e os previstos para os próximos exercícios sociais, critérios adotados pelo emissor para classificar essa atuação como sendo desenvolvida para atender ao interesse público indicado na letra "a"
- quanto às políticas públicas acima referidas, investimentos realizados, custos incorridos e a origem dos recursos envolvidos – geração própria de caixa, repasse de verba pública e financiamento, incluindo as fontes de captação e condições
- estimativa dos impactos das políticas públicas acima referidas no desempenho financeiro do emissor ou declarar que não foi realizada análise do impacto financeiro das políticas públicas acima referidas

c. processo de formação de preços e regras aplicáveis à fixação de tarifas

Não aplicável, uma vez que a Companhia não é uma empresa de economia mista.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

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

- a. produtos e serviços comercializados;
- b. receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida do emissor;
- c. lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido do emissor.

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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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

a. Características do processo de produção

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

b. características do processo de distribuição;

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

c. características dos mercados de atuação, em especial:

- i. participação em cada um dos mercados;

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

- ii. condições de competição nos mercados;

Enfrentamos concorrência de outras empresas comercializadoras e geradoras na venda de energia elétrica para Consumidores Livres. 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. Embora não tenhamos concorrentes durante o prazo de nosso contrato de concessão, poderemos enfrentar concorrência significativa de terceiros ao pleitear a renovação de nossa concessão. Por se tratar de um evento futuro, caso venhamos a ter concorrência, não conseguimos indicar possíveis concorrentes à renovação da nossa concessão. O Governo Federal Brasileiro tem total discricionariedade sobre a renovação das concessões já existentes. Adicionalmente, o novo contrato de concessão poderá possuir cláusulas contratuais distintas das vigentes atualmente.

Ademais, a Companhia esclarece que não há que se falar em concorrentes em sua área de atuação, uma vez que, nos termos da legislação aplicável, as demais distribuidoras não podem distribuir energia no território da concessão da Companhia, de forma que os clientes localizados na respectiva região só podem adquirir energia da Companhia, com exceção dos consumidores que se tornem Consumidores Livres, os quais podem adquirir energia direto no mercado livre.

d. eventual sazonalidade;

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

e. principais insumos e matérias primas, informando:

- i. descrição das relações mantidas com fornecedores, inclusive se estão sujeitas a controle ou regulamentação governamental, com indicação dos órgãos e da respectiva legislação aplicável;

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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

- ii. eventual dependência de poucos fornecedores;

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

- iii. 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.

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

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

- a. montante total de receitas provenientes do cliente;**
- b. segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente.**

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

- a. necessidade de autorizações governamentais para o exercício das atividades e histórico de relação com a administração pública para obtenção de tais autorizações**
- b. política ambiental do emissor e custos incorridos para o cumprimento da regulação ambiental e, se for o caso, de outras práticas ambientais, inclusive a adesão a padrões internacionais de proteção ambiental**
- c. dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades**

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

7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior

| |
|--|
| 7.6 Em relação aos países dos quais o emissor obtém receitas relevantes,: |
|--|

- a. receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede do emissor e sua participação na receita líquida total do emissor**
- b. receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total do emissor**
- c. receita total proveniente de países estrangeiros e sua participação na receita líquida total do emissor**

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

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

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

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

7.8 - Políticas socioambientais

7.8 Em relação a políticas socioambientais, indicar: a) Se o emissor divulga informações sociais e ambientais; b) A metodologia seguida na elaboração dessas informações; c) Se essas informações são auditadas ou revisadas por entidade independente; e d) A página na rede mundial de computadores onde podem ser encontradas essas informações.

a) A Companhia publica relatório de sustentabilidade ou documento similar?

A Companhia divulga suas ações, os desafios e principais resultados em seu Relatório Anual, com o objetivo de manter um relacionamento transparente com todos os públicos. Também reporta este Relatório Anual, em português e inglês, e outros materiais e documentos corporativos com conteúdos relacionados às práticas socioambientais da empresa no site de relacionamento com investidores, além das informações divulgadas de forma contínua no site institucional da CPFL Energia, no site do Instituto CPFL (www.institutocpfl.org.br), através da assessoria de imprensa, redes sociais e outros canais de comunicação e relacionamento.

Diretrizes socioambientais estão disponíveis na Política de Sustentabilidade, na Política de Investimento Social e no Código de Conduta Ética.

b) Metodologia seguida na elaboração dessas informações:

A Companhia utiliza as metodologias GRI Standards (Global Reporting Initiative) e o framework de relato integrado IIRC (International Integrated Reporting Framework) para o Relatório Anual.

A fim de demonstrar integração da nossa estratégia com os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável – ODS das Organizações das Nações Unidas – ONU, inserimos no Relatório Anual as marcas dos ODS em todos os momentos em que nossas iniciativas contribuem para que um ou mais destes objetivos seja atingido. Este relatório é também uma Comunicação de Progresso – COP do Global Compact e Relatório Socioambiental requerido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

c) Tais informações são auditadas por terceiros?

Sim, o Relatório Anual 2016 foi auditado pela SGS ICS Certificadora Ltda (SGS).

d) Página na rede mundial de computadores onde possam ser encontradas essas informações:

- Site institucional: www.cpfl.com.br
- Site de relacionamento com investidores: www.cpfl.com.br/ri
- Site Instituto CPFL: www.institutocpfl.org.br
- Site do Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética: www.cpfl.com.br/etica
- Link direto para o Relatório Anual 2017: www.cpfl.com.br/institucional/relatorio-anual/Documents/relatorio-anual-2017.pdf
- Link direto para Política de Investimento Social:
<https://cpfl.rweb.com.br/Download.aspx?Arquivo=8uy/NGgKqI88XUdazmssfw==&IdCanal=olsyny6JfF4xM17t4H2oqA==>
- <https://www.cpfl.com.br/institucional/etica-na-rede/o-codigo-de-etica/Paginas/default.aspx> (Link direto para Código de Conduta Ética)

e) A Companhia possui política de Responsabilidade Socioambiental?

Sim. A Política de Sustentabilidade do Grupo CPFL tem por objetivo estabelecer as diretrizes para reduzir e/ou mitigar os impactos socioambientais negativos e, ao mesmo tempo, compartilhar e gerar valor aos públicos de interesse e prestar serviços com alta qualidade.

7.8 - Políticas socioambientais

f) Página na rede mundial de computadores onde possam ser encontradas as informações referentes à política de Responsabilidade Socioambiental:

<https://www.cpfl.com.br/institucional/governanca-corporativa/diretrizes/pt-br/documentos-de-governanca-corporativa/Documents/politica-sustentabilidade.pdf> (link direto da Política de Sustentabilidade da CPFL Energia).

7.9 - Outras informações relevantes

7.9 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

O Setor Elétrico Brasileiro

Segundo a ONS, em 31 de dezembro de 2017, a Capacidade Instalada de geração de energia no Brasil era de 157.807 MW. Historicamente, aproximadamente 65% do total da Capacidade Instalada no Brasil provém de Usinas Hidrelétricas. Grandes Usinas Hidrelétricas tendem a estar 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 133.000 km de linhas de transmissão com tensão igual ou maior que 230 kV e capacidade de processamento de mais de 325.000 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 aumentou 0,8% em 2017, alcançando 465.130 GWh. O MME e a EPE estimam que o consumo de eletricidade cresça 3,7% ao ano até 2026. De acordo com o Plano de Expansão publicado pelo MME e pela EPE, com duração de dez anos, a Capacidade Instalada do Brasil deve atingir 212,5 GW até 2026, dos quais se projeta que 118,6 GW (55,8%) corresponderão à geração hidrelétrica, 33,0 GW (15,5%) à geração termoeleétrica e nuclear e 60,9 GW (28,7%) de geração proveniente de outras fontes renováveis.

Atualmente, cerca de 29,7% 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 está entre os maiores concorrentes privado no setor de geração de energia, com 2,1% de participação no mercado.

O segmento de distribuição no Brasil permanece fragmentado, com seis empresas controlando aproximadamente 51% do mercado. O grupo CPFL Energia é o maior competidor com 14,3% do mercado de distribuição de eletricidade.

Política de Patrocínio e Incentivo Cultural

A Companhia não adota uma política específica de patrocínio e incentivo cultural.

Influência dos Indicadores Macroeconômicos

A Companhia está exposta a diversos riscos macroeconômicos, cujas alterações podem impactar adversamente condições financeiras e resultados operacionais, bem como nossa capacidade de adimplir as obrigações contratuais da Companhia conforme descritos nos itens 4.1(g) e 4.2 deste Formulário de Referência.

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

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

7.9 - Outras informações relevantes

de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive aprovação de tarifas de energia elétrica; (ii) promulgação de atos regulatórios para o setor elétrico; (iii) implementação e regulação da exploração das fontes de energia, inclusive da utilização de energia hidrelétrica; (iv) promoção do processo licitatório para novas concessões; (v) solução de litígios administrativos entre entidades geradoras e compradores de energia elétrica; e (vi) definição dos critérios e metodologia para determinação das tarifas de transmissão.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

O ONS é uma organização sem fins lucrativos que coordena e controla a produção e a transmissão de energia por empresas que se dedicam à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. O principal papel do ONS é supervisionar as operações de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional; de acordo com a regulamentação e supervisão da ANEEL. Os objetivos e as principais responsabilidades do ONS incluem: (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.

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.

7.9 - Outras informações relevantes

- 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).

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 hidrelétricas com capacidade superior a 30 MW e certas geradoras termelétricas e geradoras afiliadas; (ii) de projetos de geração de energia elétrica participantes da primeira etapa do programa 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 hidrelétricas cujas concessões foram renovadas pelo governo nos termos da Lei nº 12.783/13 (nesse último caso, em "cotas de energia" distribuídas entre companhias distribuidoras pelo governo 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

7.9 - Outras informações relevantes

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 Hidrelétricas incluam, entre outras coisas, a porcentagem mínima de energia elétrica a ser fornecida ao ambiente de contratação regulada.

Ambiente de Contratação Livre

O ambiente de contratação livre engloba as operações entre concessionárias geradoras, produtores independentes de energia elétrica, autoprodutores, comercializadores de energia elétrica, importadores de energia elétrica, Consumidores Livres e Consumidores Especiais. 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 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 Hidrelétricas com capacidade superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW; ; (ii) geradores de hidrelétricas com capacidade superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 50.000 kW, no âmbito do regime de produção independente de energia independentemente de ter ou não característica de pequena central hidrelétrica; (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. Além disso, em 9 de janeiro de 2018 um tribunal federal declarou a nulidade da Portaria nº 455, alegando que o MME não tem competência para

7.9 - Outras informações relevantes

emitir regulamentos relativos à comercialização de energia elétrica. Entretanto, essa decisão ainda deve ser confirmada pelo Tribunal de Justiça, em vista da exigência de reexame de todos os casos que envolvam o governo brasileiro. O ato se aplicava apenas ao Mercado Livre, não 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 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 23 leilões para novos projetos de geração, 16 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.

7.9 - Outras informações relevantes

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 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", ou PLD (Preço de Liquidação de Diferenças), 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\$505,18, de acordo com a Resolução da ANEEL nº 2.364/2017. Antes de tal resolução, o valor máximo do PLD era de R\$533,82 (Resolução nº. 2.190/2016) e R\$422,56 (Resolução nº. 2.002/2015).

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 auto contratação (autorização para as distribuidoras atenderem a até 30,0% de suas necessidades de energia elétrica contratando energia elétrica proveniente de auto produção ou adquirida de partes relacionadas) não é mais permitida, exceto no contexto de contratos devidamente aprovados pela ANEEL anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

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

Partidos políticos estão atualmente contestando a constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico perante o Supremo Tribunal Federal. Em outubro de 2007, 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 relacionadas à proibição às distribuidoras que se dediquem a atividades não relacionadas à distribuição de energia elétrica pelas distribuidoras, incluindo vendas de energia elétrica para Consumidores Livres, e a eliminação do direito à auto contratação, continuem em vigor.

Se 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

7.9 - Outras informações relevantes

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 - 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.

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 e 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

7.9 - Outras informações relevantes

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:

- taxa de retorno do investimento em ativos necessários para as atividades de distribuição de energia;
- depreciação destes ativos;
- despesas operacionais relacionadas à operação destes ativos, e
- receitas incobráveis.

Cada um determinado e periodicamente revisado pela ANEEL.

As tarifas são determinadas, levando-se em consideração os custos da Parcela A e da Parcela B e certos componentes de mercado usados pela ANEEL, como referência no 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; e
- 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. Para as concessionárias cujos contratos foram prorrogados em 2015 e que passam por revisões tarifárias após 24 de fevereiro de 2017, haverá também uma atualização anual do componente de produtividade (Pd).

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.

7.9 - Outras informações relevantes

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. No entanto, para as concessionárias cujos contratos foram prorrogados em 2015, o índice de inflação utilizado para rerepresentar a Parcela B é o IPCA.

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 da Companhia pela ANEEL.

Em dezembro de 2011, a ANEEL estabeleceu a metodologia e os procedimentos aplicáveis às novas revisões periódicas do mesmo ano. 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.*"

Desde 2013, variáveis, tais como a necessidade de despacho de usinas termelétricas, 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 termelétricas 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 a 2015, as bandeiras tarifárias vermelhas foram aplicadas desde a introdução deste sistema em todo ano de 2015. Em 2016, em vista da melhora das condições hidrológicas, a bandeira tarifária verde foi aplicada na maioria dos meses do ano, mas 2017 consistiu principalmente de bandeiras tarifárias amarela e vermelha. Embora esse mecanismo reduza, em parte, o descasamento do fluxo de caixa, pode ser insuficiente para cobrir os custos de fornecimento de energia termelétrica, além dos distribuidores ainda suportarem o risco de descasamento de fluxo de caixa no curto prazo.

7.9 - Outras informações relevantes

Incentivos Governamentais ao Setor Elétrico

Em 2000, um decreto federal criou o Programa Prioritário de Termelétricidade ou PPT, com a finalidade de diversificar a matriz energética brasileira e diminuir sua forte dependência das usinas hidrelétricas. Os incentivos conferidos às usinas termelétricas 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 termelétricas 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 programa PROINFA. Nos termos do PROINFA, a Eletrobrás oferece garantias de 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 Hidrelétricas com capacidade entre 3.000 kW e 30.000 kW; (ii) Usinas Hidrelétricas com capacidade de até 3.000 kW; (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

Encargo de Energia de Reserva - 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 n.º 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 hidrelétricas 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.

Conta de Desenvolvimento Energético - 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

7.9 - Outras informações relevantes

ajustadas anualmente. A CDE foi originalmente criada para dar suporte: (i) ao desenvolvimento da produção de energia elétrica por todo o país; (ii) à produção de energia elétrica por meio de fontes alternativas de energia e (iii) à universalização do serviço público de energia elétrica em todo o Brasil. Além disso, a 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 nº 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.

Encargo do Serviço do Sistema -ESS

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.

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 7,0% 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 Serviço 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, 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 hidrelétricos com despacho centralizado é proporcionada pelo MRE, que procura mitigar os riscos inerentes à geração de energia hidráulica determinando que geradores hidrelétricos compartilhem os riscos hidrológicos do Sistema Interligado Nacional. De acordo com a legislação brasileira, a cada usina hidrelétrica é atribuída uma Energia Assegurada, determinada em cada contrato de concessão pertinente, independentemente da quantidade de energia elétrica gerada pela usina. O MRE transfere a energia excedente daqueles que geraram além de 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

7.9 - Outras informações relevantes

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.

Fator de Escalonamento de Geração

O Fator de Escalonamento de Geração, ou GSF, é um índice que compara a soma do volume de energia gerada pelas empresas Hidrelétricas 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 hidrelétricas 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 13.203/15 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

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

Não houve nenhuma aquisição que não se enquadre na operação normal nos negócios da Companhia nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015.

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 nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015.

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 as atividades operacionais da Companhia nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015.

8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.

| |
|---|
| 8.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes. |
|---|

Não houve negócios extraordinários nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015.

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

- a) ativos imobilizados, inclusive aqueles objeto de aluguel ou arrendamento, identificando a sua localização;**
- b) ativos intangíveis, tais como patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia, nome de domínio na rede mundial de computadores, informando:**
- (i). duração;
 - (ii). eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos; e
 - (iii). possíveis consequências da perda de tais direitos para o emissor;
- c) as sociedades em que o emissor tenha participação e a respeito delas informar:**
- (i). denominação social;
 - (ii). sede;
 - (iii). atividades desenvolvidas;
 - (iv). participação do emissor;
 - (v). se a sociedade é controlada ou coligada;
 - (vi). se possui registro na CVM;
 - (vii). valor contábil da participação;
 - (viii). valor de mercado da participação conforme a cotação das ações na data de encerramento do exercício social, quando tais ações forem negociadas em mercados organizados de valores mobiliários;
 - (ix). valorização ou desvalorização de tal participação, nos 3 últimos exercícios sociais, de acordo com o valor contábil;
 - (x). valorização ou desvalorização de tal participação, nos 3 últimos exercícios sociais, de acordo com o valor de mercado, conforme as cotações das ações na data de encerramento de cada exercício social, quando tais ações forem negociadas em mercados organizados;
 - (xi). montante de dividendos recebidos nos 3 últimos exercícios sociais; e
 - (xii). razões para aquisição e manutenção de tal participação.

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

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

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

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

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

9.2 - Outras informações relevantes

9.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações a serem divulgadas.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

10 Comentários dos diretores

10.1 Os diretores devem comentar sobre:

As demonstrações financeiras de 2017, 2016 e 2015 estão 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 análise dos diretores esclarecendo os resultados obtidos e as razões para a flutuação nos valores das contas patrimoniais da Companhia constituem uma opinião sobre os impactos ou efeitos dos dados apresentados nas Demonstrações Financeiras sobre a situação financeira da Companhia. A Diretoria da Companhia não pode garantir que a situação financeira e os resultados obtidos no passado venham a se reproduzir no futuro.

Os termos "AH" e "AV" constantes das colunas de determinadas tabelas no item 10 significam "Análise Horizontal" e "Análise Vertical", respectivamente.

a. Condições financeiras e patrimoniais gerais

Período encerrado em 31 de dezembro de 2017

Os diretores esclarecem que o início de 2017 foi marcado por novas perspectivas e possibilidades para a Companhia, após a conclusão da operação de compra do controle de sua controladora CPFL Energia pela chinesa State Grid, maior player global do setor elétrico. Sua visão estratégica de longo prazo e seu desenvolvimento tecnológico trarão grande contribuição para os próximos passos da Companhia. O grupo CPFL também continuou bastante ativo em 2017, promovendo melhorias em suas operações e gestão, participando ativamente nas discussões sobre aperfeiçoamento do marco legal do setor elétrico e acompanhando os desdobramentos dos cenários político e econômico do Brasil em seus mercados.

Os diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2017, a RGE cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de seus 1,5 milhão de clientes, em 255 municípios do Estado do Rio Grande do Sul. As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 1,0% em relação ao exercício de 2016. Destaca-se a classe rural, que registrou um aumento de 7,6% ante 2016.

Os diretores esclarecem que em 2017 a ANEEL reajustou nossas tarifas de energia elétrica em 3,57%, sendo 2,37% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 1,21% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 5,00% percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste econômico foi de 2,17% e da Parcela B de 0,20%. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2017.

Os diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2017, a dívida financeira bruta (incluindo derivativos) da Companhia atingiu R\$ 1.667 milhões, apresentando uma redução de 4,0%. As disponibilidades totalizaram R\$ 201 milhões, redução de 60,0%, com isso a dívida líquida passou para R\$ 1.466 milhões, registrando um aumento de 18,7%. Comparado ao EBITDA do exercício, nossa alavancagem líquida ficou em 3,20, um aumento de 18,4% em relação a 2016.

Os diretores esclarecem que os índices de liquidez corrente (ativo circulante/passivo circulante) e liquidez geral ((ativo circulante + ativo não circulante - intangível) / (passivo circulante + passivo não circulante)) da Companhia foram respectivamente de 0,73 e 1,65 ao final de 2017 (redução de 36,5% e aumento de 0,6% em relação a posição de 31 de dezembro 2016). Este resultado é explicado basicamente pelos investimentos em infraestrutura de distribuição realizados no período.

Os diretores esclarecem que em 2017 o índice de Retorno sobre Patrimônio Líquido foi de 0,07, aumento de 16,7% em relação a 2016. O Lucro Líquido do período atingiu R\$ 113 milhões, com aumento de 15,3% (R\$ 15 milhões), refletindo principalmente o efeito positivo da redução das despesas financeiras líquidas em 21,5% (R\$ 20 milhões líquidos dos efeitos tributários). 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

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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.

Período encerrado em 31 de dezembro de 2016

Os diretores esclarecem que o ano de 2016 foi marcado por grandes mudanças para a controladora CPFL Energia, no início de julho, a controladora CPFL Energia foi informada por um de seus acionistas controladores, a Camargo Corrêa S.A., que está havia recebido e aceitado proposta da State Grid Corporation of China ("State Grid") para aquisição de sua participação no bloco de controle pelo valor de R\$ 25,00 por ação. No dia 2 de setembro, foi assinado o contrato definitivo de compra e venda de ações (SPA) entre State Grid e Camargo Corrêa. Em seguida, a proposta foi estendida aos demais acionistas controladores que, ao longo do mês de setembro, decidiram alienar suas participações em conjunto com a Camargo Corrêa.

Os diretores esclarecem que a referida transação passou por todas as aprovações cabíveis e foi concluída no dia 23 de janeiro de 2017, quando a State Grid se tornou acionista controlador da CPFL Energia, com participação acionária de 54,64%. Em virtude do fechamento da transação que resultou na alienação direta do controle da CPFL Energia, e na conseqüente alienação indireta do controle da CPFL Energias Renováveis S.A. (CPFL Renováveis), e em atendimento à regulamentação aplicável, a State Grid irá realizar ofertas públicas para aquisição da totalidade das ações ordinárias de titularidade dos acionistas remanescentes da CPFL Energia e da CPFL Renováveis. Conforme informado nos Fatos Relevantes divulgados por ambas as companhias em 23 de fevereiro de 2017, a State Grid realizou os protocolos de documentação relativa às respectivas OPAs Unificadas perante a CVM, no dia 22 de fevereiro de 2017; o registro agora está sob análise da CVM.

Os diretores esclarecem que relativo ao consumo na área de concessão, a Companhia continuou impactada pela retração econômica, o aumento em relação ao exercício de 2015 foi de apenas 0,7%, com quedas de 3,3% e 3,0% respectivamente para as classes comercial e industrial e destaque para o aumento de 4,8% na classe residencial. O cenário macroeconômico desfavorável também influenciou os níveis de inadimplência, exigindo que a Companhia fortalecesse suas ações de cobrança, incrementando em mais de 50% o número de cortes, cobranças e negativas, entre outras ações.

Os diretores esclarecem que no âmbito financeiro, é importante destacar a redução na alavancagem, que chegou a um patamar de 2,70x dívida líquida/EBITDA ao final de 2016, refletindo não somente melhores resultados, mas também a consistente monetização dos ativos financeiros setoriais ao longo do ano. Em dezembro a Companhia acumulava um passivo financeiro setorial de R\$ 41 milhões, reflexo dos reajustes tarifários e da redução de custos com compra de energia e encargos verificados ao longo de 2016.

Os diretores esclarecem que em relação a tarifa, foi aplicada bandeira verde em grande parte do ano de 2016, o que contribuiu para menores tarifas, após as fortes elevações de 2015.

Os diretores esclarecem que a sobrecontratação das distribuidoras brasileiras, tema regulatório de grande importância, foi amplamente discutida pelos agentes em 2016 e muitos avanços já foram obtidos. Diversas medidas foram tomadas para mitigação de sobras e definição de seu caráter involuntário, tais como o tratamento de sobras involuntárias decorrentes de quotas, a viabilização de acordos bilaterais entre geradores e distribuidoras, o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit - MCSD de energia nova e as mudanças nas regras dos leilões.

Os diretores esclarecem que a Lei nº 13.360/2016 também implantou mudanças importantes para o setor, com impactos e oportunidades para os diferentes segmentos de negócio. A segurança de um marco regulatório sólido é fundamental para que haja uma retomada de investimentos e crescimento sustentável no longo prazo.

Os diretores esclarecem que no final de 2016, a dívida financeira bruta (incluindo derivativos) da Companhia atingiu R\$ 1.737 milhões, apresentando uma redução de 5,3%. As disponibilidades totalizaram R\$ 502 milhões, com isso, a dívida líquida passou para R\$ 1.235 milhões, registrando um aumento de 8,2%. Comparado ao EBITDA do exercício, nossa alavancagem líquida ficou em 2,70, um aumento de 16,7% em relação a 2015 (reapresentado).

Os diretores esclarecem que os índices de Liquidez Corrente e Liquidez Geral da companhia foram respectivamente de 1,15 e 1,64 ao final de 2016 (redução de 16,7% e aumento de 10,1% em relação a 2015). Este resultado foi obtido basicamente pela liquidação do ativo financeiro setorial circulante de R\$ 216 milhões e

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

à constituição de passivo financeiro setorial circulante de R\$ 33 milhões no exercício (para maiores detalhes sobre as variações patrimoniais, ver item 10.1.c).

Os diretores esclarecem que em 2016 o índice de Retorno sobre Patrimônio Líquido foi de 0,06, redução de 33,3% em relação a 2015. O Lucro Líquido do período atingiu R\$ 98 milhões, com redução de 31,9% (R\$ 46 milhões), refletindo principalmente a redução de 7,3% no EBITDA (R\$ 36 milhões). Os motivos desta variação estão descritos na Variação da Demonstração do Resultado no item 10.1.h.

Os diretores esclarecem que a diretoria entende que a Companhia apresenta atualmente (e também apresentou nos dois últimos exercícios) 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 e possíveis aquisições, acredita que terá capacidade para contratá-los.

Os diretores esclarecem que nesse momento de transição para a Companhia e o setor, a chegada da State Grid fortalece a estratégia de crescimento do grupo CPFL Energia, assim como seu protagonismo no setor elétrico brasileiro. A State Grid traz a confiança de que a CPFL irá reforçar sua posição de liderança nos segmentos de distribuição, recursos renováveis e comercialização no Brasil. Sua sólida situação financeira fortalece o perfil de crédito do Grupo e amplia possibilidades de financiamento para novos projetos e aquisições. Temos, portanto, uma plataforma de negócios preparada para aproveitar as novas oportunidades do mercado.

Período encerrado em 31 de dezembro de 2015

Os diretores esclarecem que 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.

Os diretores esclarecem que no começo do ano de 2015, o risco de racionamento era iminente. Com um período úmido onde a Energia Natural Afluenta (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.

Os diretores esclarecem que 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). 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 a Companhia chegou a registrar um acúmulo de ativo e passivo financeiro setorial da ordem de R\$ 394 milhões no final do 3T15, quase o equivalente a um ano de sua geração de caixa. 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\$ 297 milhões.

Os diretores esclarecem que apesar de essencial para mitigar os descasamentos no fluxo de caixa da Companhia, 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 3,3% no ano, sendo 1,7% a queda na classe residencial, 3,6% na classe comercial e 8,3% na classe industrial.

Os diretores esclarecem que no final de 2015, a dívida financeira bruta (incluindo derivativos) atingiu R\$ 1.835 milhões, apresentando um aumento de 18,2%. As disponibilidades totalizaram R\$ 693 milhões, um aumento de 315%. Com isso, a dívida líquida passou para R\$ 1.142 milhões, registrando uma queda de 17,6%. Comparado ao EBITDA do exercício, nossa alavancagem líquida ficou em 2,86, uma redução de 5,7% em relação a 2014. O aumento da dívida financeira bruta tem o objetivo de suportar a estratégia de expansão nos negócios da Companhia.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os diretores esclarecem que os índices de Liquidez Corrente e Liquidez Geral da Companhia foram respectivamente de 1,38 e 1,49 ao final de 2015 (aumentos de 17,9% e redução 4,5% em relação a 2014, respectivamente). Este resultado foi obtido basicamente pelo um aumento no saldo de disponibilidades de R\$ 526 milhões (ver os motivos descritos no item 10.1.c).

Os diretores esclarecem que em 2015 o índice de Retorno sobre Patrimônio Líquido foi de 0,09, redução de 32,6% em relação a 2014. O Lucro Líquido do período atingiu R\$ 144 milhões, uma redução de 18,7% (R\$ 33 milhões), refletindo principalmente a redução de 12,7% no EBITDA (R\$ 58 milhões). Os motivos desta variação estão descritos na Variação da Demonstração do Resultado no item 10.1.h.

Os diretores esclarecem que a diretoria entende que a Companhia apresenta atualmente 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 e possíveis aquisições, acredita que terá capacidade para contratá-los.

Os diretores esclarecem que 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.

Os diretores esclarecem que 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 em todos os setores em que atua garantindo um serviço de qualidade para nossos clientes e geração de valor para todos os nossos Stakeholders.

b. Estrutura de capital:

A Diretoria da Companhia entende que a atual estrutura de capital, mensurada pelo percentual de capital próprio (Patrimônio Líquido / Total do Passivo) e de terceiros indicada ((Passivo Circulante + Passivo Não Circulante) / Total do Passivo) na tabela abaixo, apresenta níveis de alavancagem consideradas, pela Diretoria da Companhia, como adequados.

| Estrutura de Capital | 2017 | 2016 | 2015 |
|-----------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Capital próprio ¹ | 54% | 57% | 59% |
| Capital de terceiros ² | 46% | 43% | 41% |

¹ Patrimônio Líquido

² Passivo circulante e não circulante

Os diretores esclarecem que o setor de energia elétrica requer uso intensivo de capital. A Companhia realiza frequentemente captações por meio do mercado financeiro e de capitais para financiar os investimentos em sua concessão.

Os diretores da Companhia entendem que a Companhia possui estrutura de capital adequada ao cumprimento de suas obrigações de curto e médio prazo e à condução de suas operações.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

c. Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Liquidez e Recursos de Capital

Período encerrado em 31 de dezembro de 2017

Os diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2017 o capital de giro refletia um déficit (ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 373 milhões, uma redução de R\$ 519 milhões quando comparado com R\$ 146 milhões em 31 de dezembro de 2016. As principais causas da redução do capital de giro foram:

- Redução de R\$ 301 milhões com o caixa e equivalentes de caixa;
- Aumento de R\$ 195 milhões com empréstimos, debêntures, encargos e derivativos a pagar;
- Aumento de R\$ 79 milhões com fornecedores, principalmente com aquisição de energia elétrica (R\$ 75 milhões); e
- Aumento de R\$ 33 milhões com ativos/passivos financeiro setorial líquidos de R\$ 64 milhões, saindo de uma posição passiva de em 2016 para uma posição ativa de R\$ 31 milhões em 2017 (nota 8 de nossas demonstrações financeiras).

Vide mais informações sobre as variações acima no item 10.1.h deste relatório.

Os diretores esclarecem que a tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2017 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo):

| Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2017: | Pagamentos devidos por período (milhões R\$) | | | | |
|--|--|----------------|--------------|--------------|----------------|
| | Total | Menos de 1 ano | 1-3 anos | 4-5 anos | Mais de 5 anos |
| Fornecedores | 423 | 423 | - | - | - |
| Empréstimos, debêntures e financiamentos - principal e encargos ⁽¹⁾ | 2.098 | 734 | 731 | 481 | 153 |
| Taxas regulamentares | 81 | 81 | - | - | - |
| Outros | 17 | 17 | - | - | - |
| Total de itens do Balanço Patrimonial | 2.619 | 1.255 | 731 | 481 | 153 |
| Contratos de compra de energia ⁽²⁾ | 14.925 | 1.689 | 2.966 | 2.666 | 7.603 |
| Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão ⁽³⁾ | 4.214 | 373 | 831 | 956 | 2.054 |
| Total de outros compromissos | 19.140 | 2.062 | 3.797 | 3.623 | 9.657 |
| Total das obrigações contratuais | 21.759 | 3.317 | 4.528 | 4.103 | 9.810 |

1. Inclui pagamentos de juros, incluindo juros futuros projetados sobre fluxo de caixa não descontado, através de projeções de índices. Estes juros futuros não são registrados em nosso balanço.

2. 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 2017.

3. Despesas estimadas com encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão, até o fim do período de concessão.

Segregamos em uma linha específica a partir de 2015.

Os diretores esclarecem que nossas necessidades de recursos destinam-se principalmente aos seguintes objetivos:

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição; e
- Amortizar ou refinar dadas a vencer. Em 31 de dezembro de 2017, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 650 milhões.
- A Companhia tem histórico de lucros, bem como projeção de lucratividade e geração de caixa, o que suporta e viabiliza o plano de renegociação para redução nos custos da dívida da Companhia.

Os diretores esclarecem que 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 aumento da dívida financeira bruta tem o objetivo de suportar a estratégia de expansão dos negócios da Companhia.

Os diretores esclarecem que a redução do endividamento bruto (incluindo derivativos) em 4,0% (R\$ 70 milhões) contribuiu para o aumento de 0,6% do índice de Liquidez Geral que foi 1,64 em 2016 para 1,65 em 2017.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Período encerrado em 31 de dezembro de 2016

Os diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2016 o capital de giro refletia um superávit (ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 146 milhões, uma redução de R\$ 325 milhões quando comparado com R\$ 471 milhões em 31 de dezembro de 2015. As principais causas da redução do capital de giro foram:

- Redução do caixa e equivalentes de caixa no valor de R\$ 191 milhões conforme explicado no item 10.1.h;
- Redução do ativo e passivo financeiro setorial líquidos de R\$ 249 milhões, saindo de uma posição ativa de R\$ 216 milhões em 2015 para uma posição passiva de R\$ 33 milhões em 2016 (nota 8 de nossas demonstrações financeiras);
- Aumento de empréstimos, debêntures, encargos e derivativos de R\$ 82 milhões;
- Redução de contas a receber de R\$ 38 milhões com consumidores, concessionárias e permissionárias;
- Redução de contas a pagar de fornecedores de R\$ 136 milhões decorrente de energia elétrica adquirida (R\$ 144 milhões), encargos do serviço do uso do sistema (R\$ 31 milhões) compensado parcialmente pelo aumento em materiais e serviços (R\$ 39 milhões); e
- Redução de R\$ 107 milhões em Dividendo e Juros sobre o capital próprio em função dos pagamentos efetuados em 2016.

Os diretores esclarecem que a tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2016:

| Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2016: | Pagamentos devidos por período (milhões R\$) | | | | |
|--|--|----------------|--------------|--------------|----------------|
| | Total | Menos de 1 ano | 1-3 anos | 4-5 anos | Mais de 5 anos |
| Fornecedores | 344 | 344 | - | - | - |
| Empréstimos, debêntures e financiamentos - principal e encargos ⁽¹⁾ | 2.307 | 517 | 1.390 | 371 | 30 |
| Taxas regulamentares | 42 | 42 | - | - | - |
| Outros | 16 | 16 | - | - | - |
| Total de itens do Balanço Patrimonial | 2.709 | 919 | 1.390 | 371 | 30 |
| Compra de energia (exceto Itaipu) ⁽²⁾ | 13.782 | 1.263 | 2.447 | 2.263 | 7.809 |
| Compra de energia de Itaipu ⁽²⁾ | 5.187 | 366 | 848 | 958 | 3.016 |
| Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão ⁽³⁾ | 6.419 | 299 | 1.020 | 1.279 | 3.822 |
| Fornecedores de materiais e serviços | 504 | 283 | 190 | 31 | - |
| Total de outros compromissos | 25.892 | 2.210 | 4.505 | 4.531 | 14.646 |
| Total das obrigações contratuais | 28.600 | 3.128 | 5.895 | 4.902 | 14.675 |

- 1) Inclui pagamentos de juros, incluindo juros futuros projetados sobre fluxo de caixa não descontado, através de projeções de índices. Estes juros futuros não são registrados em nosso balanço.
- 2) 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 2016.
- 3) Despesas estimadas com encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão, até o fim do período de concessão. Segregamos em uma linha específica a partir de 2015.

Os diretores esclarecem que nossas necessidades de recursos destinam-se principalmente aos seguintes objetivos:

- Amortizar ou refinar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2016, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 341 milhões.
- Pagamento semestral de dividendos. Pagamos R\$ 172 milhões de dividendos em 2016.

Os diretores esclarecem que 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 aumento da dívida financeira bruta tem o objetivo de suportar a estratégia de expansão dos negócios da Companhia.

Os diretores esclarecem que a redução do endividamento bruto (incluindo derivativos) em 5,3% (R\$ 98 milhões) contribuiu para o aumento de 10,1% do índice de Liquidez Geral que foi 1,49 em 2015 para 1,64 em 2016.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Período encerrado em 31 de dezembro de 2015

Os diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2015 o capital de giro refletia um superávit (ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 471 milhões, um aumento de R\$ 337 milhões quando comparado com R\$ 134 milhões em 31 de dezembro de 2014. As principais causas do aumento do capital de giro foram:

- Aumento do caixa e equivalentes de caixa no valor de R\$ 526 milhões conforme explicado no item 10.1.h abaixo;
- Aumento de contas a receber de R\$ 156 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 dos reajustes tarifários anuais (RTA), dos efeitos da revisão tarifária extraordinária e dos faturamentos das bandeiras tarifárias a partir de 2015;
- Aumento de R\$ 105 milhões, relacionados aos ativos financeiros setoriais líquidos (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras);
- Aumento de R\$ 134 milhões com fornecedores, decorrente basicamente de suprimento de energia elétrica (R\$ 74 milhões), encargos do serviço do uso do sistema (R\$ 33 milhões) e materiais e serviços (R\$ 27 milhões);
- Aumento de R\$ 172 milhões com taxas regulamentares, principalmente Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; e
- Aumento de R\$ 140 milhões com empréstimos, debêntures, encargos e derivativos.

Os diretores esclarecem que a tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2015:

| 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 | 480 | 480 | - | - | - |
| Empréstimos, Derivativos, Debêntures e financiamentos - principal e encargos ⁽¹⁾ | 3.046 | 489 | 1.988 | 454 | 115 |
| Outros | 204 | 204 | - | - | - |
| Total de itens do Balanço Patrimonial | 3.730 | 1.174 | 1.988 | 454 | 115 |
| Compra de energia (exceto Itaipu) ⁽²⁾ | 15.829 | 1.364 | 2.538 | 2.615 | 9.311 |
| Compra de energia de Itaipu ⁽²⁾ | 5.677 | 447 | 848 | 941 | 3.441 |
| Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão | 4.014 | 187 | 525 | 660 | 2.643 |
| Fornecedores de materiais e serviços | 281 | 186 | 91 | 3 | 1 |
| Total de outros compromissos | 25.801 | 2.184 | 4.002 | 4.219 | 15.397 |
| Total das obrigações contratuais | 29.532 | 3.358 | 5.990 | 4.672 | 15.512 |

(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) 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 a nota explicativa 31 da nossa demonstração financeira.

Os diretores esclarecem que 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 2015, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 276 milhões; e
- Pagamento semestral de dividendos. Pagamos R\$ 113 milhões de dividendos em 2015.

Os diretores esclarecem que 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 aproximadamente 2,32 ponto percentual para 12,83% (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 nos negócios da Companhia.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os diretores esclarecem que apesar do aumento da dívida financeira bruta (incluindo derivativos), o índice de Liquidez Corrente da Companhia tem apresentado evolução nos últimos dois anos. O índice foi de 1,38 em 2015, representando um aumento de 17,9% em relação ao índice de 1,17 de 2014.

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

Os diretores esclarecem que as principais fontes de recursos são provenientes da geração própria de caixa e financiamentos. Durante o ano de 2017, a Companhia captou recursos principalmente para realização de investimentos programados, através de emissão de debêntures (vide maiores detalhes dessa emissão nos itens 18.5 e 18.12).

Os diretores esclarecem que ao longo dos últimos anos, a Companhia tem adotado a estratégia de pre-funding de suas dívidas. Isso permite captar recursos para liquidar antecipadamente suas dívidas ou manter os recursos em caixa para melhorar sua liquidez.

Os diretores esclarecem que em 2018, a Companhia continuará adotando esta prática para os débitos com vencimento em 2019.

Os diretores esclarecem que utilizando esta estratégia, a Companhia busca reduzir a exposição de fluxo de caixa assim como reduzir a exposição ao risco de taxas de juros, além de manter a liquidez e um bom perfil de endividamento por meio do alongamento do prazo médio da dívida e redução do seu custo.

Os diretores esclarecem que para informações mais detalhadas sobre as fontes de financiamento utilizadas pela Companhia, vide alínea (f) deste item 10.1.

Endividamento

2017 em comparação a 2016

Os diretores esclarecem que o endividamento total (circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos, debentures e respectivos encargos) apresentou uma redução de R\$ 97 milhões, ou 5,1%, de 31 de dezembro de 2016 para 31 de dezembro de 2017 totalizando R\$ 1.773 milhões. Esta redução é explicada: (i) pela amortização (principal/encargos) de empréstimos e debêntures de R\$ 775 milhões; compensado (ii) pelas captações de empréstimos e debênture de R\$ 549 milhões que foram destinados para reforço do capital de giro e alongamento do perfil da dívida; e (iii) pelo incremento de juros e atualização monetária de R\$ 129 milhões.

Os diretores esclarecem que o endividamento líquido (circulante e não circulante dos empréstimos, financiamentos e debentures e respectivos encargos incluindo a posição líquida dos derivativos, caixa e equivalentes de caixa), apresentou uma redução 4% (R\$ 70 milhões), por conta da redução na conta de derivativo ativo principalmente em função da recuperação do dólar frente ao real frente ao dólar no ano de 2017.

2016 em comparação a 2015

Os diretores esclarecem que o endividamento total (circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos, debentures e respectivos encargos) apresentou uma redução de R\$ 379 milhões, ou 16,9%, de 31 de dezembro de 2015 para 31 de dezembro de 2016 totalizando R\$ 1.869 milhões. Esta redução é explicada: (i) pela amortização (principal/encargos) de empréstimos e debêntures de R\$ 658 milhões; compensado (iii) pelas captações de empréstimos de R\$ 257 milhões que foram destinados para reforço do capital de giro e alongamento do perfil da dívida; e (iii) pelo incremento de juros e atualização monetária de R\$ 22 milhões.

Os diretores esclarecem que o endividamento líquido (circulante e não circulante dos empréstimos, financiamentos e debentures e respectivos encargos incluindo a posição líquida dos derivativos, caixa e equivalentes de caixa) apresentou uma redução 5,3% (R\$ 98 milhões), por conta da redução na conta de derivativo ativo principalmente em função da valorização do real frente ao dólar no ano de 2016.

2015 em comparação a 2014

Os diretores esclarecem que o endividamento total (circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos, debentures e respectivos encargos) apresentou um aumento de R\$ 560 milhões, ou 33,2%, de 31 de dezembro de 2014 para 31 de dezembro de 2015 alcançando R\$ 2.248 milhões. Este aumento é explicado: (i) pelas captações de empréstimos de R\$ 447 milhões que foram destinados para

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

reforço do capital de giro e alongamento do perfil da dívida; (ii) pelo incremento de juros e atualização monetária de R\$ 347 milhões; compensado (iii) pela amortização (principal/encargos) de empréstimos e debêntures de R\$ 234 milhões.

Os diretores esclarecem que o endividamento líquido, (circulante e não circulante dos empréstimos, financiamentos e debentures e respectivos encargos incluindo a posição líquida dos derivativos, caixa e equivalentes de caixa) apresentou um aumento de 18,2% (R\$ 283 milhões), por conta do aumento na conta de derivativo ativo principalmente em função da expressiva desvalorização do real frente ao dólar no ano de 2015.

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

Os diretores esclarecem que em 2018 e 2019, 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 nosso sistema de energia.

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

Período encerrado em 31 de dezembro de 2017

Os diretores esclarecem que 31 de dezembro de 2017, nosso endividamento total (circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos, debentures e respectivos encargos) era de R\$ 1.773 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 717 milhões ou 40,4% eram denominados em dólares americanos. Foram contratadas operações de swap para redução da exposição às variações cambiais decorrentes destas obrigações. O montante de R\$ 650 milhões de nosso endividamento total vencerá no prazo de 12 meses.

Período encerrado em 31 de dezembro de 2016

Os diretores esclarecem que 31 de dezembro de 2016, nosso endividamento (incluindo encargos e excluindo derivativos) era de R\$ 1.869 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 782 milhões ou 41,8% eram denominados em dólares americanos. Foram contratadas operações de swap para redução da exposição às variações cambiais decorrentes destas obrigações. O montante de R\$ 341 milhões de nosso endividamento vencerá no prazo de 12 meses.

Período encerrado em 31 de dezembro de 2015

Os diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2015, nosso endividamento (incluindo encargos) era de R\$ 2.248 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 1.103 milhões ou 49,1% eram denominados em dólares americanos. Foram contratadas operações de swap para redução da exposição às variações cambiais decorrentes destas obrigações. O montante de R\$ 276 milhões de nosso endividamento vencerá no prazo de 12 meses.

i. Contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Os diretores esclarecem que os principais contratos de financiamentos em 31 de dezembro de 2017 (incluindo encargos) eram os seguintes:

BNDES. Em 31 de dezembro de 2017, tínhamos R\$ 278 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais.

Debêntures. Em 31 de dezembro de 2017, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 774 milhões dividido em três emissões. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 15 das nossas demonstrações financeiras auditadas.

- Outras Dívidas denominadas em Reais. Em 31 de dezembro de 2017, tínhamos um saldo devedor de R\$ 4 milhões, nos termos de outras linhas de crédito denominadas em real e garantidas pelas receitas da Companhia e indexados a RGR.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Dívidas denominadas em moeda estrangeira. Em 31 de dezembro de 2017, possuíamos outros financiamentos denominados em dólares norte-americanos cujo saldo devedor era de R\$ 717 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 explicativas 14, 15 e 30 das nossas demonstrações financeiras auditadas.

Os diretores esclarecem que os principais contratos de financiamentos em 31 de dezembro de 2016 (incluindo encargos) eram os seguintes:

- BNDES. Em 31 de dezembro de 2016, tínhamos R\$ 367 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 investimento por meio das linhas de crédito concedidas de acordo com o empréstimo BNDES – FINEM/FINAME.
- Debêntures. Em 31 de dezembro de 2016, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 714 milhões. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 15 das nossas demonstrações financeiras auditadas.
- Outras Dívidas denominadas em Reais. Em 31 de dezembro de 2016, havia um saldo devedor de R\$ 6 milhões, nos termos de outras linhas de crédito denominadas em real e garantidas pelas receitas da Companhia e indexados a RGR.
- Dívidas denominadas em Dólares norte-americanos. Em 31 de dezembro de 2016, possuíamos outros financiamentos denominados em dólares norte-americanos cujo saldo devedor era de R\$ 782 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 explicativas 14, 15 e 30 das nossas demonstrações financeiras auditadas.

Os diretores esclarecem que os principais contratos de financiamentos em 31 de dezembro de 2015 (incluindo encargos) eram os seguintes:

- BNDES. Em 31 de dezembro de 2015, tínhamos R\$ 422 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 investimento por meio das linhas de crédito concedidas de acordo com o empréstimo BNDES – FINEM/FINAME.
- Debêntures. Em 31 de dezembro de 2015, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 715 milhões. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 15 das nossas demonstrações financeiras auditadas.
- Outras Dívidas denominadas em Reais. Em 31 de dezembro de 2015, havia um saldo devedor de R\$ 8 milhões, nos termos de outras linhas de crédito denominadas em real e garantidas pelas receitas da Companhia e indexados a RGR.
- Dívidas denominadas em Dólares norte-americanos. Em 31 de dezembro de 2015, possuíamos outros financiamentos denominados em dólares norte-americanos cujo saldo devedor era de R\$ 1.103 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.

ii. Outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Os diretores esclarecem que 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

Os diretores esclarecem que as dívidas contratadas com o BNDES possuem garantia real e, portanto, são consideradas sênior com relação às outras dívidas da Companhia em caso de falência e recuperação judicial, até o limite da garantia real constituída.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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

Os diretores esclarecem que a Companhia está sujeita a cláusulas financeiras e operacionais nos termos dos instrumentos financeiros. Tais cláusulas incluem limitações relativas à possibilidade de venda ou garantia de ativos ou de realizar investimentos em terceiros.

Linhas de créditos do BNDES

Os diretores esclarecem que os financiamentos junto ao BNDES em 2017 foram aditivados os respectivos contratos com a inclusão de novos covenants financeiros, adicionais aos anteriormente existentes, que devem ser apurados anualmente nas demonstrações financeiras da Companhia:

- (i) Manutenção, pela controladora CPFL Energia, dos seguintes índices:
 - Dívida líquida dividida pelo EBITDA – menor que de 3,75;
 - Patrimônio líquido / (patrimônio líquido + dívidas bancárias líquidas) superior a 0,28.
- (ii) Manutenção, pela State Grid Brazil Power (SGBP), dos seguintes índices:
 - Patrimônio líquido/ Ativo Total superior a 0,30 (desconsiderando os efeitos do OCPC 01(R1))

Captações em moeda estrangeira – Lei. Nº 4.131 (JP Morgan, Bank of Tokyo-Mitsubishi, HSBC, Bank of America Merrill Lynch, Citibank e EDC) e operações sindicalizadas

Os diretores esclarecem que as captações em moeda estrangeira realizadas através da Lei 4.131 estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da controladora CPFL Energia a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos, calculados semestralmente. Os índices exigidos são os seguintes:

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, máximo de 3,75
- EBITDA dividido pelo resultado financeiro mínimo de 2,25.

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

Os diretores esclarecem que diversos empréstimos e financiamentos da Companhia estavam sujeitos à antecipação de seus vencimentos na ocorrência de quaisquer alterações na estrutura societária da controladora CPFL Energia, exceto se ao menos um dos seguintes acionistas, Camargo Corrêa e Previ permanecesse de forma direta ou indiretamente no bloco de controle da controladora CPFL Energia.

Os diretores esclarecem que em função da mudança do controle acionário da controladora CPFL Energia, efetivada em janeiro de 2017, foi negociado previamente com os credores da controladora CPFL Energia suas controladas diretas e indiretas, a não decretação dos vencimentos antecipados dos referidos empréstimos e financiamentos, os quais passaram a incluir a State Grid International Development Limited ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China como exceção para não antecipação dos seus vencimentos.

Os diretores esclarecem que o não cumprimento das obrigações ou restrições mencionadas pode ocasionar inadimplência (cross default), dependendo de cada contrato de empréstimo e financiamento.

Os diretores esclarecem que a Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que todas as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2017.

Debêntures

Os diretores esclarecem que as debêntures estão sujeitas a certas condições restritivas que contemplam, cláusulas que requerem da garantidora (controladora CPFL Energia) a manutenção de determinados índices

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Adicionalmente, os referidos contratos de debêntures contêm cláusulas restritivas não financeiras, as quais estão atendidas conforme o último período de apuração. Os índices financeiros são os seguintes:

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

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

Os diretores esclarecem que as debêntures estavam sujeitas à antecipação de seus vencimentos na ocorrência de quaisquer alterações na estrutura societária da controladora ou da Companhia, exceto se ao menos um dos seguintes acionistas, Camargo Corrêa e Previ permanecesse de forma direta ou indiretamente no bloco de controle da controladora CPFL Energia.

Os diretores esclarecem que em função da mudança do controle acionário da controladora CPFL Energia, efetivada em janeiro de 2017, foi negociado previamente com os credores da controladora CPFL Energia e suas controladas diretas e indiretas, bem como empreendimentos controlados em conjunto, a não decretação dos vencimentos antecipados das referidas debêntures, os quais passaram a incluir a State Grid International Development Limited ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China como exceção para não antecipação dos seus vencimentos.

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

Os diretores esclarecem que a Administração da Companhia e da controladora CPFL Energia monitoram 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 estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2017.

g. Limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

Os diretores esclarecem que os percentuais utilizados dos nossos financiamentos já contratados, referentes aos exercícios sociais de 2016 e 2015, estão apresentados nas tabelas abaixo:

1) Empréstimos contratados junto ao BNDES (investimentos) – (R\$ mil)

| | | Em 2016 | |
|----------------------------------|-----------|---------------------|----------------------|
| Modalidade | Aprovação | Limites contratados | Percentual utilizado |
| BNDES / Investimento - FINEM VII | Em 2014 | 266.790 | 73% ¹ |
| | | Em 2015 | |
| Modalidade | Aprovação | Limites contratados | Percentual utilizado |
| BNDES / Investimento - FINEM VII | Em 2014 | 266.790 | 65% |

¹ Saldo remanescente foi cancelado.

Em 2017 não foram contratados e/ou liberados recursos juntos ao BNDES

2) Demais contratos de empréstimos (capital de giro), com 100% dos recursos liberados.

Os Diretores esclarecem que:

- em 31 de dezembro de 2017 não havia contratos aprovados com percentuais ainda a serem liberados;
- a Companhia utilizou o limite contratado nas operações de captação para capital de giro, realizadas nos exercícios fiscais findos em 2015, 2016 e 2017.
- os percentuais utilizados dos limites contratados com o BNDES estão expressamente descritos na tabela 1 acima.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

3) Alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

Os diretores esclarecem que a Administração da Companhia apresenta os balanços patrimoniais e as demonstrações de resultado referentes aos exercícios sociais findos em de 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015 com a demonstração de todas as variações e comentários sobre as mais relevantes.

Comentários sobre as variações mais relevantes do Ativo:

| ATIVO | Balanco Patrimonial (em milhões de reais) | | | | | | | | | |
|--|---|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 31/12/2017 | AH% | AH-R\$ | AV% | 31/12/2016 | AH% | AH-R\$ | AV% | 31/12/2015 | AV% |
| Circulante | | | | | | | | | | |
| Caixa e equivalentes de caixa | 201 | -60,0 | (301) | 4,6 | 502 | -27,6 | (191) | 11,8 | 693 | 14,0 |
| Consumidores, concessionárias e permissionárias | 520 | 19,3 | 84 | 12,0 | 436 | -7,9 | (38) | 10,2 | 474 | 9,6 |
| Imposto de renda e contribuição social a compensar | 1 | -66,7 | (2) | - | 3 | -70,2 | (7) | 0,1 | 10 | 0,2 |
| Outros tributos a compensar | 37 | 19,4 | 6 | 0,9 | 31 | -5,7 | (2) | 0,7 | 33 | 0,7 |
| Derivativos | 125 | 1036,4 | 114 | 2,9 | 11 | -60,8 | (17) | 0,3 | 28 | 0,6 |
| Ativo financeiro setorial | 31 | - | 31 | 0,7 | - | -100,0 | (216) | - | 216 | 4,4 |
| Estoques | 6 | - | - | - | 6 | -31,1 | (3) | 0,1 | 9 | 0,1 |
| Outros créditos | 94 | -7,8 | (8) | 2,2 | 102 | -61,2 | (161) | 2,4 | 263 | 5,2 |
| Total do circulante | 1.015 | -7,0 | (76) | 23,3 | 1.091 | -36,7 | (634) | 25,6 | 1.725 | 34,8 |
| Não circulante | | | | | | | | | | |
| Consumidores, concessionárias e permissionárias | 33 | -13,2 | (5) | 0,8 | 38 | 45,8 | 12 | 0,9 | 26 | 0,5 |
| Depósitos judiciais | 66 | 6,5 | 4 | 1,5 | 62 | 31,4 | 15 | 1,5 | 47 | 1,0 |
| Outros tributos a compensar | 38 | 35,7 | 10 | 0,9 | 28 | 41,7 | 8 | 0,7 | 20 | 0,4 |
| Ativo financeiro setorial | 75 | - | 75 | 1,7 | - | -100,0 | (81) | - | 81 | 1,6 |
| Derivativos | - | -100,0 | (138) | - | 138 | -64,8 | (254) | 3,2 | 392 | 7,9 |
| Créditos fiscais diferidos | 97 | -22,4 | (28) | 2,2 | 125 | 77,9 | 55 | 2,9 | 70 | 1,4 |
| Ativo financeiro da concessão | 1.517 | 24,2 | 296 | 34,9 | 1.221 | 21,8 | 219 | 28,6 | 1.002 | 20,2 |
| Outros créditos | 12 | 33,3 | 3 | 0,3 | 9 | -34,7 | (5) | 0,2 | 14 | 0,4 |
| Intangível | 1.498 | -3,5 | (55) | 34,4 | 1.553 | -1,4 | (23) | 36,4 | 1.576 | 31,8 |
| Total do não circulante | 3.336 | 5,1 | 162 | 76,7 | 3.174 | -1,7 | (54) | 74,4 | 3.228 | 65,2 |
| Total do Ativo | 4.351 | 2,0 | 86 | 100,0 | 4.265 | -13,9 | (688) | 100,0 | 4.953 | 100,0 |

Caixa e equivalentes de caixa:

Os diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em: (i) 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, (ii) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015 e (iii) 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 201 milhões em 2017, que representa 4,6% do total do ativo, apresentou uma redução de 60,0% (R\$ 301 milhões), comparado a 2016, decorrente:

- da geração de caixa líquido e R\$ 223 milhões oriunda das atividades operacionais, explicado basicamente pelo lucro líquido ajustado (R\$ 566 milhões), pelos aumentos de passivo com fornecedores (R\$ 80 milhões) e taxas regulamentares (R\$ 39 milhões), compensado pelas reduções no com ativos/passivos financeiro setorial (R\$ 152 milhões), do contas a receber de consumidores (R\$ 97 milhões), bem como pelos pagamentos de encargos de dívidas e debêntures (R\$ 132 milhões), imposto de renda e contribuição social (R\$ 37 milhões) e processos fiscais cíveis e trabalhistas (R\$ 32 milhões);
- do consumo do consumo de caixa líquido de R\$ 391 milhões nas atividades de investimentos por conta da aquisição de intangível relacionado a novos investimentos principalmente em infraestrutura de distribuição.
- da utilização de caixa líquido de R\$ 133 milhões nas atividades de financiamentos, decorrente das amortizações, líquidas das captações de empréstimos (R\$ 108 milhões) e pelo pagamento de dividendos (R\$ 25 milhões); e

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 502 milhões em 2016, que representa 11,8% do total do ativo, apresentou uma redução de 27,6% (R\$ 191 milhões), comparado a 2015, decorrente:

- da geração de caixa líquido de R\$ 472 milhões oriunda das atividades operacionais, explicado basicamente pelo lucro líquido ajustado (R\$ 572 milhões), pelos aumentos com ativo financeiro setorial líquido (R\$ 321 milhões) e do contas a receber – Eletrobrás (R\$ 129 milhões), compensado pelas reduções com fornecedores (R\$ 137 milhões) e taxas regulamentares (R\$ 135 milhões), bem como pelos pagamentos de encargos de dívidas e debêntures (R\$ 146 milhões), imposto de renda e contribuição social (R\$ 99 milhões) e processos fiscais cíveis e trabalhistas (R\$ 29 milhões);

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- (ii) da utilização de caixa líquido de R\$ 356 milhões nas atividades de financiamentos, decorrente das amortizações, líquidas das captações de empréstimos (R\$ 184 milhões) e pelo pagamento de dividendos (R\$ 172 milhões); e
- (iii) do consumo de caixa líquido de R\$ 307 milhões nas atividades de investimentos basicamente pela aquisição de intangível (R\$ 305 milhões) devido novos investimentos principalmente em infraestrutura de distribuição.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 693 milhões em 2015, que representa 14,0% do total do ativo, apresentou um aumento de R\$ 526 milhões, comparado com 2014, decorrente basicamente:

- (i) da geração de caixa líquido de R\$ 452 milhões oriundas das atividades operacionais, explicado basicamente pelo lucro líquido ajustado (R\$ 500 milhões), pelos aumentos com fornecedores (R\$ 134 milhões), taxas regulamentares (R\$ 173 milhões) e dos passivos tributos e contribuições sociais (R\$ 72 milhões); compensado pelas reduções com contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias (R\$ 155 milhões) e ativo financeiro setorial (R\$ 101 milhões), bem com pelos pagamentos de encargos de dívidas e de debêntures (R\$ 134 milhões) e processos fiscais cíveis e trabalhistas pagos (R\$ 39 milhões);
- (ii) da geração de caixa líquido de R\$ 349 milhões oriundas das atividades de financiamentos, decorrente das captações de empréstimos, líquidas das amortizações (R\$ 212 milhões), aumento de capital (R\$ 250 milhões) compensado pelo pagamento de dividendos (R\$ 113 milhões); e
- (iii) do consumo de caixa líquido de R\$ 275 milhões nas atividades de investimentos basicamente pela aquisição de intangível (R\$ 273 milhões) devido novos investimentos principalmente em infraestrutura de distribuição.

Consumidores, concessionárias e permissionárias (circulante e não circulante):

Os diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em: (i) 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, (ii) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015 e (iii) 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 553 milhões em 2017, que representa 12,8% do total do ativo, apresentou um aumento de 16,7% (R\$ 79 milhões), quando comparado com 2016, devido basicamente ao aumento nas tarifas médias, decorrente dos reajustes tarifários anuais (RTA) e dos faturamentos das bandeiras tarifárias

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 474 milhões em 2016, que representa 11,1% do total do ativo, apresentou uma redução de 5,1% (R\$ 26 milhões), quando comparado com 2015, devido basicamente (i) redução nas tarifas médias, decorrente dos reajustes tarifários anuais (RTA), dos efeitos da revisão tarifária extraordinária reconhecida em 2015, (ii) operações realizadas na CCEE, compensado parcialmente (iii) pelo aumento das vendas no período.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 500 milhões em 2015, que representa 10,1% do total do ativo, apresentou um aumento de 39,5% (R\$ 142 milhões), quando comparado com 2014, devido basicamente ao aumento nas tarifas médias, decorrente dos reajustes tarifários anuais (RTA), dos efeitos da revisão tarifária extraordinária e dos faturamentos das bandeiras tarifárias a partir de 2015.

Ativo e passivo financeiro setorial (circulante e não circulante):

Os diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em: (i) 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, (ii) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015 e (iii) 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os diretores esclarecem que o saldo ativo do ativo e passivo financeiro setorial de R\$ 106 milhões em 2017, apresentou um aumento de R\$ 146 milhões, em comparação ao saldo passivo de R\$ 40 milhões em 2016, decorrente principalmente da CVA (conta de compensação da variação dos valores de itens da parcela "A") com os incrementos no custo de energia elétrica (R\$ 301 milhões), sobrecontratação (R\$ 10 milhões) e rede básica (R\$ 10 milhões), compensado parcialmente com as reduções com Encargo do serviço do sistema ("ESS") e

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Encargo de energia de reserva ("EER") (R\$ 83 milhões), repasse de Itaipú (R\$ 64 milhões) e Neutralidade dos encargos setoriais (R\$ 30 milhões), (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras).

Os diretores esclarecem que o saldo passivo do ativo e passivo financeiro setorial de R\$ 40 milhões em 2016, apresentou uma redução de R\$ 337 milhões, em comparação ao saldo ativo de R\$ 297 milhões em 2015, decorrente principalmente da CVA (conta de compensação da variação dos valores de itens da parcela "A") do custo de energia elétrica (R\$ 197 milhões), conta de desenvolvimento energético – ("CDE") (R\$ 112 milhões) e rede básica (R\$ 24 milhões), (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras).

Os diretores esclarecem que o saldo do ativo e passivo financeiro setorial líquido de R\$ 297 milhões em 2015 apresentou um aumento de R\$ 138 milhões, em comparação aos R\$ 159 milhões registrados em 2014, basicamente pelo aumento nos custos com a energia elétrica comprada de Itaipu (R\$ 287 milhões), compensado parcialmente pela redução com sobrecontratação (R\$ 116 milhões) (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras de 2015).

Derivativos (ativo e passivo):

Os diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em: (i) 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, (ii) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015 e (iii) 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 106 milhões em 2017, apresentando uma redução de 19,7% (R\$ 26 milhões), quando comparado com 2016, principalmente pela redução do endividamento em moeda estrangeira devido a quitação de dívidas no período.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 132 milhões em 2016, apresentando uma redução de 68,1% (R\$ 281 milhões), quando comparado com 2015, principalmente pela redução do dólar no período.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 413 milhões em 2015, apresentando um aumento de 203,8% (R\$ 277 milhões), quando comparado com 2014, principalmente pelos aumentos do endividamento em moeda estrangeira e do dólar no período.

Outros créditos (circulante e não circulante):

Os diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em: (i) 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, (ii) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015 e (iii) 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 106 milhões em 2017, que representa 2,5% do total do ativo, apresentou uma redução de 4,5% (R\$ 5 milhões) quando comparado com 2016, explicado pela redução com cauções e depósitos vinculados (R\$ 5 milhões).

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 111 milhões em 2016, que representa 2,6% do total do ativo, apresentou uma redução de 59,8% (R\$ 165 milhões) quando comparado com 2015, explicado pelo Contas a receber - Eletrobrás (R\$ 129 milhões) devido ao encontro de contas do Contas a receber – Eletrobrás e do Contas a pagar de CDE com base em liminar de maio/2015, ordens em curso (R\$ 24 milhões) e Convênio arrecadação (R\$ 12 milhões).

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 276 milhões em 2015 não apresentou variação relevante em comparação a 2014.

Outros tributos a compensar (circulante e não circulante):

Os diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em: (i) 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, (ii) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015 e (iii) 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 75 milhões em 2017, que representa 1,7% do total do ativo, apresentou um aumento de 27,1% (R\$ 16 milhões) quando comparado com 2016, explicado basicamente pelo incremento no período do ICMS a compensar.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 62 milhões em 2016, não apresentou variação relevante em comparação a 2015.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 63 milhões em 2015, que representa 1,3% do total do ativo, apresentou um aumento de 16,2% (R\$ 9 milhões) quando comparado com 2014, explicado basicamente com o incremento no período do imposto de renda retido na fonte em R\$ 8 milhões.

Créditos fiscais diferidos:

Os diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em: (i) 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, (ii) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015 e (iii) 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 97 em 2017 que representa 2,2% do total do ativo, apresentou uma redução de 22,4% (R\$ 28 milhões) quando comparado com 2016, basicamente com créditos fiscais decorrentes do prejuízo fiscal e base negativa (R\$ 16 milhões) e do benefício fiscal do ágio incorporado (R\$ 11 milhões)

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 125 em 2016 que representa 2,9% do total do ativo, apresentou um aumento de 77,9% (R\$ 55 milhões) quando comparado com 2015, em função da redução dos débitos fiscais líquidos decorrentes de diferenças temporariamente indedutíveis (R\$ 109 milhões), compensado pela redução dos créditos fiscais decorrentes do prejuízo fiscal e base negativa (R\$ 43 milhões) e do benefício fiscal do ágio incorporado (R\$ 9 milhões).

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 70 em 2015 representa 1,4% do total do ativo, apresentou uma redução de R\$ 125 milhões quando comparado com 2014, em função do reprocessamento do swap pelo regime caixa dos últimos 5 anos, gerando a diferença temporária passiva dos derivativos devido à alta cotação do dólar neste ano.

Ativo Financeiro da Concessão:

Os diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em: (i) 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, (ii) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015 e (iii) 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.517 milhões em 2017, R\$ 1.221 milhões em 2016 e de R\$ 1.002 milhões em 2015, que representam 34,9%, 28,6% e 20,2% do total do ativo, respectivamente, apresentaram aumento de 24,2% (R\$ 296 milhões), 21,8% (R\$ 219 milhões) e 29,0% (R\$ 225 milhões), respectivamente, devido basicamente dos 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:

Os diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em: (i) 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, (ii) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015 e (iii) 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.498 milhões em 2017, que representa 34,4% do total do ativo, apresentou uma redução de 3,5% (R\$ 55 milhões) quando comparado com 2016, redução explicada pela: (i) amortização do exercício (R\$ 168 milhões), (iii) transferência para o ativo financeiro da concessão (R\$ 268 milhões), (iii) baixa e transferências para outros ativos (R\$ 15 milhões), compensado (iv) pelas adições (R\$ 396 milhões) referente investimento para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.553 milhões em 2016, que representa 36,4% do total do ativo, apresentou uma redução de 1,4% (R\$ 23 milhões) quando comparado com 2015, redução explicada pela: (i) amortização do exercício (R\$ 159 milhões), (iii) transferência para o ativo financeiro da concessão (R\$ 159 milhões), (iii) baixa e transferências para outros ativos (R\$ 14 milhões), compensado (iv) pelas adições (R\$ 309 milhões) referente investimento para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.576 milhões em 2015, que representa 31,8% do total do ativo, apresentou uma redução de 0,3% (R\$ 4 milhões) quando comparado com 2014, redução explicada pela: (i)

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

amortização do intangível do direito da concessão no exercício e baixas dos ativos intangíveis no montante de R\$ 137 milhões, (ii) transferência para o ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 133 milhões, (iii) baixa e transferências para outros ativos (R\$ 10 milhões), compensado (iv) pelas adições (R\$ 276 milhões) referente investimento para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema.

Comentários sobre as variações mais relevantes do Passivo:

| PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO | Balanco Patrimonial (em milhões de reais) | | | | | | | | | |
|--|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 31/12/2017 | AH% | AH-R\$ | AV% | 31/12/2016 | AH% | AH-R\$ | AV% | 31/12/2015 | AV% |
| Circulante | | | | | | | | | | |
| Fornecedores | 423 | 23,0 | 79 | 9,7 | 344 | -28,3 | (136) | 8,1 | 480 | 9,7 |
| Empréstimos e financiamentos | 583 | 299,3 | 437 | 13,4 | 146 | -36,5 | (84) | 3,4 | 230 | 4,6 |
| Debêntures | 67 | -65,6 | (128) | 1,5 | 195 | 323,9 | 149 | 4,6 | 46 | 0,9 |
| Taxas regulamentares | 81 | 92,9 | 39 | 1,9 | 42 | -76,1 | (134) | 1,0 | 176 | 3,6 |
| Outros impostos, taxas e contribuições a recolher | 69 | 25,5 | 14 | 1,6 | 55 | 3,8 | 2 | 1,3 | 53 | 1,1 |
| Dividendo e juros sobre capital próprio | 50 | 100,0 | 25 | 1,1 | 25 | -81,1 | (107) | 0,6 | 132 | 2,7 |
| Obrigações estimadas com pessoal | 13 | -13,3 | (2) | 0,3 | 15 | 36,4 | 4 | 0,4 | 11 | 0,2 |
| Passivo financeiro setorial | - | -100,0 | (33) | - | 33 | - | 33 | 0,7 | - | - |
| Outras contas a pagar | 102 | 13,3 | 12 | 2,4 | 90 | -28,6 | (36) | 2,1 | 126 | 2,5 |
| Total do circulante | 1.388 | 46,9 | 443 | 31,9 | 945 | -24,6 | (309) | 22,2 | 1.254 | 25,3 |
| Não circulante | | | | | | | | | | |
| Empréstimos e financiamentos | 416 | -58,8 | (593) | 9,6 | 1.009 | -22,6 | (294) | 23,7 | 1.303 | 26,3 |
| Debêntures | 707 | 36,2 | 188 | 16,2 | 519 | -22,4 | (150) | 12,2 | 669 | 13,5 |
| Entidade de previdência privada | - | -100,0 | (5) | - | 5 | - | 5 | 0,1 | - | - |
| Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas | 83 | -1,2 | (1) | 1,9 | 84 | 21,7 | 15 | 2,0 | 69 | 1,4 |
| Derivativos | 19 | 11,8 | 2 | 0,4 | 17 | 142,9 | 10 | 0,4 | 7 | 0,1 |
| Passivo financeiro setorial | - | -100,0 | (7) | - | 7 | - | 7 | 0,2 | - | - |
| Outras contas a pagar | 17 | -10,5 | (2) | 0,4 | 19 | -5,0 | (1) | 0,3 | 20 | 0,5 |
| Total do não circulante | 1.242 | -25,2 | (418) | 28,5 | 1.660 | -19,7 | (408) | 38,9 | 2.068 | 41,8 |
| Patrimônio líquido | | | | | | | | | | |
| Capital social | 1.223 | 0,8 | 10 | 28,1 | 1.213 | 1,2 | 14 | 28,4 | 1.199 | 24,2 |
| Reserva de capital | 191 | -5,4 | (11) | 4,4 | 202 | -6,5 | (14) | 4,7 | 216 | 4,4 |
| Reserva legal | 46 | 15,0 | 6 | 1,1 | 40 | 14,3 | 5 | 0,9 | 35 | 0,7 |
| Reserva de retenção de lucros para investimento | 47 | 0,0 | - | 1,1 | 47 | - | - | 1,1 | 47 | 0,9 |
| Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão | 167 | 16,0 | 23 | 3,8 | 144 | 45,5 | 45 | 3,4 | 99 | 2,0 |
| Reserva estatutária - reforço de capital de giro | 58 | - | 58 | 1,3 | - | - | - | - | - | - |
| Dividendo | - | -100,0 | (24) | - | 24 | -41,5 | (17) | 0,6 | 41 | 0,8 |
| Resultado abrangente acumulado | (11) | 10,0 | (1) | -0,2 | (10) | 66,7 | (4) | -0,2 | (6) | -0,1 |
| Total do patrimônio líquido | 1.721 | 3,7 | 61 | 39,6 | 1.660 | 1,8 | 29 | 38,9 | 1.631 | 32,9 |
| Total do passivo e do patrimônio líquido | 4.351 | 2,0 | 86 | 100,0 | 4.265 | -13,9 | (688) | 100,0 | 4.953 | 100,0 |

Fornecedores:

Os diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em: (i) 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, (ii) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015 e (iii) 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 423 milhões em 2017, que representa 9,7% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 23,0% (R\$ 79 milhões) quando comparado com 2016, explicado pelos aumentos com: (i) suprimento de energia elétrica (R\$ 75 milhões); (ii) encargos de uso da rede elétrica (R\$ 19 milhões); compensado pelas reduções com: (iii) fornecedores de materiais e serviços (R\$ 8 milhões) e (iv) encargos de serviços do sistema (R\$ 7 milhões).

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 344 milhões em 2016, que representa 8,1% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 28,3% (R\$ 136 milhões) quando comparado com 2015, explicado basicamente pelas reduções com (i) suprimento de energia elétrica (R\$ 145 milhões); (ii) encargos do serviço do sistema (R\$ 31 milhões); compensado: (iii) pelo aumento com fornecedores de materiais e serviços (R\$ 37 milhões).

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 480 milhões em 2015, que representa 9,7% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 38,7% (R\$ 134 milhões) quando comparado com 2014, explicado pelos aumentos com (i) custo com energia comprada (R\$ 74 milhões), (ii) encargos de distribuição e transmissão de energia elétrica (R\$ 33 milhões) e (iii) materiais e serviços (R\$ 27 milhões).

Empréstimos, financiamentos e debêntures (circulante e não circulante):

Os diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em: (i) 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, (ii) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015 e (iii) 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.773 milhões em 2017, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representa 40,7% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 5,2% (R\$ 96 milhões) quando comparado com 2016, explicado: (i) pelas amortizações de principal e encargos (R\$ 775 milhões), compensado (ii) pelo incremento de atualização monetária do exercício

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

(R\$ 133 milhões), e (iii) pelas captações de novos recursos (R\$ 546 milhões) para aquisição de equipamentos do sistema elétrico e reforço de capital de giro.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.869 milhões em 2016, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representa 43,9% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 16,9% (R\$ 379 milhões) quando comparado com 2015, explicado: (i) pelas amortizações de principal e encargos (R\$ 513 milhões), (ii) pela redução de atualização monetária do exercício (R\$ 112 milhões), compensado (iii) pelas captações de novos recursos (R\$ 246 milhões) para aquisição de equipamentos do sistema elétrico e reforço de capital de giro.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 2.248 milhões em 2015, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representa 45,3% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 33,2 % (R\$ 560 milhões) quando comparado com 2014, explicado: (i) pelas captações de novos recursos no montante (R\$ 447 milhões) para a aquisição de equipamentos do sistema elétrico e reforço de capital de giro, (ii) pelos encargos e atualizações monetárias do exercício (R\$ 465 milhões), compensado (iii) pelas amortizações de principal e encargos (R\$ 352 milhões).

Os diretores esclarecem que as principais captações de 2017, 2016 e 2015 estão divulgadas nas notas explicativas das nossas Demonstrações Financeiras.

Taxas regulamentares

Os diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em: (i) 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, (ii) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015 e (iii) 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 81 milhões em 2017, que representa 1,9% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 92,9% (R\$ 39 milhões) quando comparado com 2016, decorrente (i) incremento de bandeiras tarifárias (R\$ 45 milhões) compensado (ii) pela redução das cotas de CDE (R\$ 6 milhões).

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 42 milhões em 2016, que representa 1,0% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 76,3% (R\$ 134 milhões) quando comparado com 2015, decorrente (i) CDE (R\$ 86 milhões) efeito da cota da CDE definida para 2016 e (ii) bandeiras tarifárias (R\$ 48 milhões).

Os diretores esclarecem que o saldo das taxas regulamentares em 2015 é de R\$ 176 milhões, que representa 3,6% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 4.300% (R\$ 172 milhões), decorrente: (i) pelas novas cotas da CDE (R\$ 123 milhões) definidas para 2015, e (ii) bandeiras tarifárias (R\$ 49 milhões).

Outros impostos, taxas e contribuições a recolher

Os diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em: (i) 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, (ii) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015 e (iii) 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 69 milhões em 2017, que representa 1,6% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 25,5% (R\$ 14 milhões) quando comparado com 2016, decorrente dos incrementos com (i) imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS (R\$ 11 milhões) e (ii) contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS (R\$ 3 milhões).

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 55 milhões em 2016, que representa 1,3% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 3,8% (R\$ 2 milhões) quando comparado com 2015, decorrente do: (i) aumento do imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS (R\$ 5 milhões) e compensado (ii) pela redução contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS (R\$ 3 milhões).

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 53 milhões em 2015, que representa 1,1% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 71,0% (R\$ 22 milhões) quando comparado com 2014, decorrente dos incrementos com (i) contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS (R\$ 12 milhões), (ii) imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS (R\$ 8 milhões) e (iii) programa de integração social - PIS (R\$ 2 milhões).

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Outras contas a pagar (circulante e não circulante)

Os diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em: (i) 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, (ii) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015 e (iii) 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 119 milhões em 2017, que representa 2,8% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 9,2% (R\$ 10 milhões) quando comparado com 2016, decorrente: (i) do incremento com desconto tarifário concedido aos consumidores e os valores recebidos via CDE (R\$ 12 milhões) e compensado (ii) com a redução de recursos destinados aos programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (R\$ 2 milhões).

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 109 milhões em 2016, que representa 2,4% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 25,3% (R\$ 37 milhões) quando comparado com 2015, decorrente das reduções com: (i) recursos destinados aos programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (R\$ 20 milhões), (ii) convênios firmados com prefeituras e empresas para arrecadação diversas por meio da conta de energia elétrica (R\$ 11 milhões) e (iii) desconto tarifário concedido aos consumidores e os valores recebidos via CDE (R\$ 6 milhões).

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 146 milhões em 2015, que representa 3,0% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 14,1% (R\$ 18 milhões) quando comparado com 2014, basicamente com recursos destinados aos programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (R\$ 16 milhões)

Reserva Estatutária – Ativo Financeiro da Concessão

Os diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em: (i) 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, (ii) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015 e (iii) 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

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, amparados no artigo 194 da Lei no 6.404/1976, até a realização financeira destes montantes.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 167 milhões em 2017, que representa 3,8% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 16,0% (R\$ 23 milhões) referente ao ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão no exercício, líquido dos impostos.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 144 milhões em 2016, que representa 3,4% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de R\$ 45 milhões referente ao ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão no exercício, líquido dos impostos.

Os diretores esclarecem que o saldo de R\$ 99 milhões em 2015, que representa 2,0% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de R\$ 62 milhões referente ao ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão no exercício, líquido dos impostos.

Reserva estatutária – reforço de capital de giro:

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em: (i) 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 58 milhões em 2017, que representa 1,3 % do total do passivo e patrimônio líquido, se refere a constituição da reserva estatutária através de destinação do lucro em função da consideração do atual cenário macro com uma incipiente retomada econômica e, também considerando as incertezas quanto à hidrologia.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os Diretores esclarecem que os comparativos referentes a 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015, 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014 não estão descritos neste item em função de não haver saldo nestes exercícios.

Comentários sobre as variações mais relevantes da Demonstração de Resultado:

| Demonstração do Resultado (em milhões de reais) | | | | | | | | | | |
|--|----------------|-------|--------------|-------|----------------|-------|--------------|-------|------------------|-------|
| | 2017 | AH% | AH-R\$ | AV% | 2016 | AH% | AH-R\$ | AV% | 2015 | |
| | | | | | | | | | (Reapresentado*) | AV% |
| Receita operacional | 5.448 | 8,4 | 421 | 162,5 | 5.027 | -13,2 | (767) | 170,6 | 5.794 | 167,8 |
| Fornecimento de energia elétrica | 2.142 | 5,3 | 108 | 112,3 | 2.034 | -13,0 | (303) | 69,0 | 2.337 | 67,7 |
| Suprimento de energia elétrica | 197 | -28,4 | (78) | 6,9 | 275 | 8,7 | 22 | 9,3 | 253 | 7,3 |
| Receita de construção de infraestrutura da concessão | 401 | 27,3 | 86 | 12,0 | 315 | 11,7 | 33 | 10,7 | 282 | 8,2 |
| Outras receitas operacionais | 2.708 | 12,7 | 305 | 31,3 | 2.403 | -17,8 | (519) | 81,6 | 2.922 | 84,6 |
| Deduções da receita operacional | (2.096) | 0,8 | (16) | -62,5 | (2.080) | -11,1 | 261 | -70,6 | (2.341) | -67,8 |
| Receita operacional líquida | 3.352 | 13,7 | 405 | 100,0 | 2.947 | -14,7 | (506) | 100,0 | 3.453 | 100 |
| Custo com energia elétrica | (2.059) | 16,4 | (290) | -61,4 | (1.769) | -24,0 | 559 | -60,0 | (2.328) | -67,4 |
| Energia comprada para revenda | (1.872) | 22,4 | (342) | -55,8 | (1.530) | -25,7 | 530 | -51,9 | (2.060) | -59,7 |
| Encargo de uso do sist transm distrib | (187) | -21,8 | 52 | -5,6 | (239) | -10,8 | 29 | -8,1 | (268) | -7,8 |
| Despesa operacional | (1.002) | 13,9 | (122) | -29,9 | (880) | 14,4 | (111) | -29,9 | (769) | -22,3 |
| Pessoal | (136) | 7,9 | (10) | -4,1 | (126) | 9,6 | (11) | -4,3 | (115) | -3,3 |
| Material | (32) | 23,1 | (6) | -1,0 | (26) | 30,0 | (6) | -0,9 | (20) | -0,6 |
| Serviço de terceiros | (142) | 8,4 | (11) | -4,2 | (131) | 13,9 | (16) | -4,4 | (115) | -3,3 |
| Amortização | (144) | 5,9 | (8) | -4,3 | (136) | 16,2 | (19) | -4,6 | (117) | -3,4 |
| Amortização de intangível de concessão | (24) | - | - | -0,6 | (24) | 20,0 | (4) | -0,8 | (20) | -0,6 |
| Custo de construção de infraestrutura da concessão | (401) | 27,3 | (86) | -12,0 | (315) | 11,7 | (33) | -10,7 | (282) | -8,2 |
| Outros | (123) | 0,8 | (1) | -3,7 | (122) | 22,0 | (22) | -4,2 | (100) | -2,9 |
| Resultado do serviço | 291 | -2,3 | (7) | 8,7 | 298 | -16,3 | (58) | 10,1 | 356 | 10,3 |
| Resultado financeiro | (113) | -21,5 | 31 | -3,4 | (144) | 8,3 | (11) | -4,9 | (133) | -3,9 |
| Receitas financeiras | 78 | -39,1 | (50) | 2,3 | 128 | 1,6 | 2 | 4,3 | 126 | 3,6 |
| Despesas financeiras | (191) | -29,8 | 81 | -5,7 | (272) | 5,0 | (13) | -9,2 | (259) | -7,5 |
| Lucro antes dos tributos | 178 | 15,6 | 24 | 5,3 | 154 | -30,9 | (69) | 5,2 | 223 | 6,5 |
| Contribuição social | (17) | 13,3 | (2) | -0,5 | (15) | -28,6 | 6 | -0,5 | (21) | -0,6 |
| Imposto de renda | (48) | 17,1 | (7) | -1,4 | (41) | -29,3 | 17 | -1,4 | (58) | -1,7 |
| Lucro líquido do exercício | 113 | 15,3 | 15 | 3,4 | 98 | -31,9 | (46) | 3,3 | 144 | 4,2 |

(*) Reapresentação decorrente da reclassificação da atualização do ativo financeiro da concessão, da receita e despesa financeira para outras receitas operacionais

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Receita operacional líquida:

Os diretores esclarecem que a receita operacional líquida corresponde à 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 2017, 2016 e 2015.

| | 2017 | | | 2016 | | | 2015 (Reapresentado*) | |
|--|----------------|--------------|---------------|----------------|--------------|---------------|--------------------------|--------------|
| | R\$ | GWh | AH % | R\$ | GWh | AH % | R\$ | GWh |
| Receita Operacional Líquida | | | | | | | | |
| Residencial | 1.756 | 2.632 | 2,2% | 1.718 | 2.581 | 3,9% | 1.654 | 2.462 |
| Industrial | 610 | 1.220 | -10,9% | 685 | 1.380 | -16,6% | 821 | 1.540 |
| Comercial | 817 | 1.253 | -3,8% | 849 | 1.298 | -3,7% | 882 | 1.344 |
| Rural | 259 | 761 | 10,2% | 235 | 707 | -6,7% | 252 | 697 |
| Poderes Públicos | 103 | 163 | -1,9% | 105 | 167 | 2,9% | 102 | 159 |
| Iluminação Pública | 105 | 311 | 5,0% | 100 | 302 | -6,5% | 107 | 282 |
| Serviço Público | 125 | 242 | 3,3% | 121 | 234 | -1,6% | 123 | 233 |
| (-) Transferência da receita de ultrapassagem e excedente de reativos | (13) | | - | (13) | | -7,1% | (14) | |
| Fornecimento Faturado | 3.762 | 6.581 | -1,0% | 3.800 | 6.670 | -3,3% | 3.927 | 6.717 |
| Consumo Próprio | - | 5 | - | - | 5 | - | - | 5 |
| Fornecimento Não Faturado (Líquido) | 2 | | -83,3% | 10 | | - | 11 | |
| (-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo | (1.621) | | -8,7% | (1.776) | | 10,9% | (1.601) | |
| Fornecimento de Energia Elétrica | 2.142 | 6.586 | 5,3% | 2.034 | 6.675 | -13,0% | 2.337 | 6.722 |
| Outras Concessionárias e Permissionárias | 217 | 1.363 | 0,9% | 215 | 1.351 | 1,9% | 211 | 1.288 |
| (-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo | (35) | | 2,9% | (34) | | 9,7% | (31) | |
| Energia Elétrica de Curto Prazo | 15 | 147 | -83,9% | 94 | 857 | 29,2% | 73 | 370 |
| Suprimento de Energia Elétrica | 197 | 1.511 | -28,4% | 275 | 2.208 | 8,7% | 253 | 1.657 |
| Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo | 1.657 | | -8,5% | 1.810 | | 10,9% | 1.632 | |
| Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre | 315 | | -2,5% | 323 | | 14,1% | 283 | |
| (-) Transferência da receita de ultrapassagem e excedente de reativos | (3) | | - | (3) | | 200,0% | (1) | |
| Receita de construção da infraestrutura de concessão | 401 | | 27,3% | 315 | | 11,7% | 282 | |
| Ativo e passivo financeiro setorial | 293 | | -245,8% | (201) | | -139,9% | 504 | |
| Atualização do ativo financeiro da concessão | 34 | | -44,3% | 61 | | -56,4% | 94 | |
| Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários - liminares | 362 | | -1,1% | 366 | | 0,3% | 365 | |
| Outras receitas e rendas | 50 | | 10,9% | 47 | | 2,2% | 45 | |
| Outras Receitas Operacionais | 3.109 | | 14,5% | 2.718 | | -16,4% | 3.204 | |
| Receita Operacional Bruta | 5.448 | | 8,4% | 5.027 | | -13,9% | 5.794 | |
| ICMS | (1.020) | | -0,2% | (1.022) | | 15,2% | (887) | |
| PIS | (83) | | 7,8% | (77) | | -13,5% | (89) | |
| COFINS | (381) | | 7,6% | (354) | | -13,7% | (410) | |
| Conta Desenv Energético - CDE | (428) | | -16,1% | (510) | | -16,4% | (610) | |
| Programa de P & D e Eficiência Energética | (29) | | 11,5% | (26) | | -16,1% | (31) | |
| PROINFA | (17) | | 6,3% | (16) | | 45,5% | (11) | |
| Bandeiras tarifárias e outros | (135) | | 87,5% | (72) | | -76,1% | (301) | |
| Outros | (3) | | - | (3) | | 100,0% | (2) | |
| Deduções das Receitas | (2.096) | | 0,8% | (2.080) | | -11,1% | (2.341) | |
| Receita Operacional Líquida | 3.352 | | 13,7% | 2.947 | | -15,8% | 3.453 | |

(*) Reapresentação decorrente da reclassificação da atualização do ativo financeiro da concessão, da receita e despesa financeira para outras receitas operacionais

Principais variações da Receita Operacional Líquida de 2017, comparado a 2016:

Receita Operacional Bruta:

Os diretores esclarecem que a Receita Operacional Bruta em 2017 foi de R\$ 5.448 milhões, representando um aumento de 8,4% (R\$ 421 milhões) quando comparado com 2016.

Os diretores esclarecem que os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 245,8% (R\$ 494 milhões) na receita de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais, o que representou uma receita de R\$ 293 milhões em 2017 ante uma despesa de R\$ 201 milhões em 2016;
- Aumento de 5,3% (R\$ 108 milhões) na receita de fornecimento de energia, faturado e não faturado, principalmente por conta do reajuste positivo de 3,57% nas tarifas médias praticadas a partir 13 de junho de 2017;
- Aumento de 27,3% (R\$ 86 milhões) de receita da construção da infraestrutura de concessão, sem impacto no resultado pois o mesmo valor é registrado no custo;
- Redução de 7,5% (R\$ 161 milhões) com a receita de TUSD pela utilização de nossa rede;
- Redução de 28,4% (R\$ 78 milhões) no suprimento de energia, por conta das reduções: (i) da quantidade das sobras comercializadas na CCEE em 709 GWh (R\$ 73 milhões) e (ii) no preço médio em 6,4% (R\$ 5 milhões); e
- Redução de 44,3% (R\$ 27 milhões) na atualização do ativo financeiro da concessão decorrente principalmente da redução da variação do IPCA.

Deduções da Receita Operacional:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os diretores esclarecem que as Deduções da Receita Operacional em 2017 foram de R\$ 2.096 milhões, apresentando um aumento de 0,8% (R\$ 16 milhões) quando comparado com 2016. Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 87,5% (R\$ 63 milhões) referente a Bandeira Tarifária (vide nota 23.4 de nossas demonstrações financeiras)
- Aumento de 7,7% (R\$ 33 milhões) no PIS e COFINS, devido basicamente pelo incremento da receita operacional bruta (base de cálculo desses impostos);
- Redução de 16,1% (R\$ 82 milhões) da Conta de Desenvolvimento Energético, devido ao novo valor da cota, estabelecido pela Aneel para 2017 (vide nota 23.5 de nossas demonstrações financeiras); e
- Redução de 11,5% (R\$ 3 milhões) com os custos com os Programas de pesquisa e desenvolvimento (P&D) e eficiência energética (PEE).

Principais variações da Receita Operacional Líquida de 2016, comparado a 2015:

Receita Operacional Bruta:

Os diretores esclarecem que a Receita Operacional Bruta em 2016 foi de R\$ 5.027 milhões, representando uma redução de 13,2% (R\$ 767 milhões) quando comparado a 2015. Os principais fatores desta variação foram:

- Redução de R\$ 705 milhões na receita de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais, o que representou uma despesa de R\$ 201 milhões em 2016 em comparação com uma receita de R\$ 504 milhões em 2015. Esta despesa reflete as diferenças temporárias entre os custos orçados (Parcela A e outros componentes financeiros) incluídos na tarifa no início do período tarifário e aquelas que são efetivamente incorridas ao longo do período de vigência da tarifa, constituindo um direito a receber pela concessionária nos casos em que os custos orçados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos orçados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos (vide notas explicativas 3.12 e 8 das nossas demonstrações financeiras);
- Redução de 13,0% (R\$ 303 milhões) no fornecimento de energia, justificado pela redução de 3,5% nas tarifas médias praticadas, decorrente principalmente do reajuste tarifário de -7,51% a partir 19 de junho de 2016 e do resultado negativo da aplicação de bandeiras tarifárias verde na maior parte do ano de 2016;
- Redução de 35,1% (R\$ 33 milhões) na receita de atualização do ativo financeiro de concessão (vide notas 2.6 e 3.1 das nossas demonstrações financeiras);
- Aumento de 11,4% (R\$ 218 milhões) da receita de TUSD pela utilização de nossa rede;
- Aumento de 11,7% (R\$ 33 milhões) de receita de construção da infraestrutura de concessão; e
- Aumento de 8,7% (R\$ 22 milhões) no suprimento de energia, motivado principalmente pelo aumento nas vendas de curto prazo devido aumento no volume de energia vendida, compensado parcialmente pela redução no preço médio.

Deduções da Receita Operacional:

Os diretores esclarecem que as Deduções da Receita Operacional em 2016 foram de R\$ 2.080 milhões, apresentando uma redução de 11,1% (R\$ 261 milhões) quando comparado com 2015. Os principais fatores desta variação foram:

- Redução de 76,1% (R\$ 229 milhões) referente a Bandeira Tarifária (vide nota 23.4 de nossas demonstrações financeiras);
- Redução de 16,4% (R\$ 100 milhões) com Conta de Desenvolvimento Energético – CDE como resultado das novas cotas impostas pela ANEEL para 2016 (vide nota 23.5 de nossas demonstrações financeiras);
- Redução de 13,6% (R\$ 68 milhões) referente a PIS e Cofins em função da redução de nossas receitas operacionais bruta (base de cálculo desses impostos); e
- Aumento de 15,2% (R\$ 135 milhões) com ICMS, em função de majoração das alíquotas a partir de 1 de janeiro de 2016.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Custo com Energia Elétrica:

Principais variações do Custo com Energia Elétrica de 2017, comparado a 2016:

Os diretores esclarecem que o Custo com Energia Elétrica em 2017 totalizou R\$ 2.059 milhões, representando um aumento de 16,4% (R\$ 290 milhões) quando comparado com 2016.

- **Energia Elétrica Comprada para Revenda:**

Aumento de 22,4% (R\$ 342 milhões), explicado: (i) pelo aumento de 26,3% (R\$ 342 milhões) na energia adquirida através de leilão e contratos bilaterais por conta do aumento do preço médio em 39,1% (R\$ 507 milhões), compensado pela redução da quantidade adquirida em 738 GWh (R\$ 165 milhões); (ii) pelo aumento da energia comprada de curto prazo em 604,2% (R\$ 78 milhões) explicado pelos aumentos do preço médio em 303,7% (R\$ 39 milhões) devido ao oscilação do PLD no período, bem como da quantidade adquirida em 131 GWh (R\$ 39 milhões); compensada (iii) pela redução de 11,5% (R\$ 43 milhões) da energia adquirida de Itaipu, que reflete a redução de 275 GWh (R\$ 55 milhões) na quantidade adquirida no período, compensado pelo aumento do preço médio em 3,2% (R\$ 12 milhões). Estes aumentos foram parcialmente compensados com o incremento de 22,3% (R\$ 35 milhões) com créditos de PIS e Cofins relativos a compra de energia.

- **Encargos do Uso do Sistema de Distribuição:**

Redução de 21,8% (R\$ 52 milhões) explicada pelas reduções: (i) de 221,8% (R\$ 139 milhões) com os Encargos de serviço de sistema – ESS; (ii) de 100% (R\$ 20 milhões) com Encargos de Energia de Reserva – ERR; compensado pelos aumentos: (iii) de 59,6% (R\$ 84 milhões) com Encargos de Rede Básica; (iv) de 129,6% (R\$ 13 milhões) com Encargos de transporte de Itaipú; e (v) de 16,5% (R\$ 5 milhões) com Encargos de Conexão. Essas reduções foram parcialmente compensadas pela redução de 21,9% (R\$ 5 milhões) dos créditos de PIS e Cofins relativos a estes encargos do uso do sistema de distribuição.

Principais variações do Custo com Energia Elétrica de 2016, comparado a 2015:

Os diretores esclarecem que o Custo com Energia Elétrica em 2016 totalizou R\$ 1.769 milhões, representando uma redução de 24,0% (R\$ 559 milhões) quando comparado com 2015.

- **Energia Elétrica Comprada para Revenda:**

Redução de 25,7% (R\$ 530 milhões), justificado principalmente: (i) da redução de 93,4% (R\$ 394 milhões) de energia comprada de curto prazo, impulsionado pela redução de 28,7% na quantidade de energia comprada e de 90,7% na tarifa média devido redução no PLD; (ii) da redução de 31,5% (R\$ 172 milhões) da energia adquirida de Itaipu, reflexo da redução de 30,8% no preço médio da energia elétrica comprada em função da depreciação média de 4,3% do real frente ao dólar em 2016 e pela redução de 32,3% na tarifa (que é determinada anualmente pela ANEEL em dólar/kW); (iii) da redução 3,0% (R\$ 38 milhões) da energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, refletindo um aumento de 16,7% no volume de energia comprada, que foi compensado por reduções nos preços médios de compra praticados. Essas reduções foram parcialmente compensadas pela redução de 25,7% (R\$ 54 milhões) dos créditos de PIS e Cofins relativos a compra de energia.

- **Encargos do Uso do Sistema de Distribuição:**

Redução de 10,8% (R\$ 29 milhões) devido principalmente pelas reduções (i) de 36,4% (R\$ 36 milhões) com os Encargos de serviço de sistema – ESS, (ii) de 7,0% (R\$ 11 milhões) com Encargos de Rede Básica; compensado pelos aumentos: (iii) de 94,9% (R\$ 10 milhões) com Encargos de Energia de Reserva – ERR; e (iv) de 21,5% (R\$ 5 milhões) com Encargos de Conexão. Essas reduções foram parcialmente compensadas pela redução de 11,1% (R\$ 3 milhões) dos créditos de PIS e Cofins relativos a estes encargos do uso do sistema de distribuição.

Custos e Despesas Operacionais:

Principais variações dos Custos e Despesas Operacionais de 2017, comparado com 2016:

Os diretores esclarecem que os Custos e Despesas Operacionais foram de R\$ 1.002 milhões, um aumento de 13,9% (R\$ 122 milhões) quando comparado a 2016. Esta variação deve-se principalmente a:

- Aumento de 7,9% (R\$ 10 milhões) nas despesas com pessoal, principalmente pelo acordo coletivo e aumento no número de empregados;

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Aumento de 23,1% (R\$ 6 milhões) nas despesas com material, principalmente em manutenção de frota (R\$ 3 milhões) e aquisição de uniformes e equipamentos (R\$ 2 milhões);
- Aumento de 8,4% (R\$ 11 milhões) nas despesas com serviços de terceiros, principalmente em manutenção de linhas, redes e subestações;
- Aumento de 5,9% (R\$ 8 milhões) nas despesas com amortização, basicamente em função de aumento na base do intangível; e
- Aumento de 27,3% (R\$ 86 milhões) no custo de construção de infraestrutura da concessão, decorrente de investimentos em melhoria e expansão do sistema de distribuição, sem impactos no resultado da empresa, pois o mesmo valor é registrado na receita operacional.

Principais variações dos Custos e Despesas Operacionais de 2016, comparado com 2015:

Os diretores esclarecem que os Custos e Despesas Operacionais foram de R\$ 880 milhões, um aumento de 14,4% (R\$ 111 milhões) quando comparado a 2015. Esta variação deve-se principalmente: (i) aumento de 9,6% (R\$ 11 milhões) nas despesas com pessoal, principalmente pelo acordo coletivo e aumento no número de empregados; (ii) aumento de 30,0% (R\$ 6 milhões) nas despesas com material com manutenção de frota (R\$ 3 milhões) e reposição de material para manutenção de linhas e redes (R\$ 3 milhões); (iii) aumento de 13,9% (R\$ 16 milhões) nas despesas com serviços de terceiros, principalmente em manutenção de linhas, redes e subestações; (iv) aumento de 16,2% (R\$ 19 milhões) nas despesas com amortização, basicamente em função de aumento na base do intangível; (v) aumento de 11,7% (R\$ 33 milhões) no custo de construção de infraestrutura da concessão, decorrente de investimentos em melhoria e expansão do sistema de distribuição, sem impactos no resultado da empresa, pois o mesmo valor é registrado na receita operacional; (vi) aumento de 22,0% (R\$ 22 milhões) em Outras Despesas basicamente pelos incremento de R\$ 8 milhões na provisão para devedores duvidosos, de R\$ 7 milhões em despesas legais, judiciais e indenizações e de R\$ 5 milhões em despesas relacionadas a desativação e alienação de ativos.

Resultado financeiro:

Principais variações do Resultado Financeiro de 2017, comparado a 2016:

Os diretores esclarecem que o Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa líquida de R\$ 113 milhões em 2017, uma redução na despesa de 21,5% (R\$ 31 milhões), quando comparado com 2016.

Esta redução é explicada basicamente: (i) pela redução 26,2% (R\$ 63 milhões) nos encargos e variação monetária de dívidas, por conta principalmente da redução do CDI e liquidação de dívidas no período; (ii) redução de 71,8% (R\$ 12 milhões) com atualização de passivos financeiros setoriais, compensado parcialmente (iii) pela redução 58,6% (R\$ 41 milhões) nos rendimentos com aplicações financeiras.

Principais variações do Resultado Financeiro de 2016, comparado a 2015:

Os diretores esclarecem que o Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa líquida de R\$ 144 milhões em 2016, um aumento na despesa de 8,3% (R\$ 11 milhões), quando comparado com 2015.

Esta variação decorre basicamente do aumento nas despesas financeiras de 4,9% (R\$ 13 milhões), principalmente em função do aumento de: (i) 15,2% (R\$ 31 milhões) nos encargos e variação monetária de dívidas, (ii) de R\$ 16 milhões na atualização dos ativos e passivos financeiros setoriais, compensado parcialmente (iii) pela redução de R\$ 33 milhões na atualização cambial de Itaipu.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

10.2 Os diretores devem comentar:

a. Resultados das operações do emissor, em especial:

Os diretores esclarecem que nosso segmento reflete primordialmente as vendas a consumidores cativos e tarifa pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) junto a consumidores livres, cujos preços são estabelecidos pelo órgão regulador. A quantidade vendida varia de acordo com fatores externos como clima, nível de renda e crescimento econômico.

i. Descrição de quaisquer componentes importantes da receita

Os diretores esclarecem que a receita operacional da Companhia é proveniente em grande parte, de fornecimento de energia elétrica para clientes cativos, bem como recebimento da tarifa referente o uso da rede de distribuição.

ii. Fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Resultados das Operações — comparação entre os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e em 31 de dezembro de 2016

Receita Operacional Líquida

Os diretores esclarecem que em comparação a 2016, as receitas operacionais líquidas apresentaram um aumento de 13,7% (R\$ 405 milhões) em 2017, totalizando R\$ 3.352 milhões.

Os diretores esclarecem que o aumento na receita operacional líquida é explicado principalmente pelo aumento (i) de R\$ 494 milhões da receita de ativo e passivo financeiro setorial, (ii) de R\$ 108 milhões em fornecimento de energia elétrica faturado, compensado (iii) pela redução de R\$ 162 milhões da receita de TUSD, efeitos que estão descritos na sessão 10.1.h ("Receita Operacional Bruta") e (iv) aumento de R\$ 16 milhões com deduções da receita operacional que estão descritos na sessão 10.1.h ("Deduções da Receita Operacional").

Vendas a consumidores finais

Os diretores esclarecem que em comparação a 2016, a receita operacional de vendas a consumidores finais (que inclui a receita de TUSD de consumidores cativos) reduziu 1,2% (R\$ 47 milhões) em 2017, totalizando R\$ 3.763 milhões, que reflete principalmente as vendas para consumidores cativos nas áreas de concessão, bem como a receita de TUSD a partir do uso de nossa rede por consumidores cativos, e estão sujeitas a reajuste tarifário conforme abaixo.

Os diretores esclarecem que em 2017 os preços de energia elétrica aumentaram em média 6,7%, principalmente devido: (i) reajustes tarifários: positivo de 3,57% a partir de 13 de junho de 2017 ante um reajuste negativo de 7,51% a partir de 19 de junho de 2016 e (ii) adoção da bandeira tarifária amarela/vermelha durante o período de 2017, (nota explicativa 23 às nossas demonstrações financeiras). Os preços médios para Consumidores Finais em 2017 foram:

- **Residencial:** Os preços médios aumentaram 0,3%.
- **Comercial:** Os preços médios reduziram 0,4%.
- **Industrial:** Os preços médios aumentaram 0,8%.

Os diretores esclarecem que o volume total de energia vendido a consumidores finais em 2017 apresentou uma redução de 1,3% em comparação a 2016, principalmente no segmento industrial (11,6%) e comercial (3,5%), devido à migração de alguns desses consumidores para a categoria "Consumidor Livre".

Os diretores esclarecem que o volume vendido por classe, comparado ao ano anterior, teve variação devido:

- **Residencial:** que representa 40,0% de nosso faturamento, aumento de 1,9% (50 GW), basicamente pelo incremento de 27 mil novos clientes.
- **Comercial:** que representa 19,0% de nosso faturamento, reduziu 3,5% (45 GW), refletindo o menor volume de vendas do comércio varejista e migração de clientes para o mercado livre.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

- **Industrial:** que representa 18,5% de nosso faturamento, reduziu 11,6% (160 GW), refletindo o fraco resultado da atividade industrial do país e as migrações de clientes para o mercado livre.

Suprimento de energia elétrica

Os diretores esclarecem que em comparação a 2016, nossas receitas operacionais brutas de suprimento de energia elétrica (que inclui a receita de TUSD de consumidores cativos) reduziram 24,7% (R\$ 77 milhões) totalizando R\$ 232 milhões em 2017, que explicado basicamente pelas operações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE com reduções: (i) da quantidade das sobras comercializadas em 709 GWh (R\$ 73 milhões) e (ii) no preço médio em 6,4% (R\$ 6 milhões).

Outras receitas operacionais

Os diretores esclarecem que comparado a 2016, nossas outras receitas operacionais brutas (que excluem a receita de TUSD de consumidores cativos) apresentou um aumento de 59,9% (R\$ 544 milhões) em 2017, totalizando R\$ 1.452 milhões, devido principalmente: (i) aumento de 245,8% (R\$ 494 milhões) na receita com ativo e passivo financeiro setorial, o que representou uma receita de R\$ 293 milhões em 2017 ante uma despesa uma receita de R\$ 201 milhões em 2016, explicado pelos aumentos de receita com Custo de Energia (R\$ 459 milhões), CDE (R\$ 102 milhões), Rede básica (R\$ 30 milhões) e Repasse Itaipu (R\$ 28 milhões), compensado pelo incremento de despesas com ESS e EER (R\$ 125 milhões); (ii) aumento de 27% (R\$ 85 milhões) na receita de construção de infraestrutura de concessão; (iii) redução de 43,8% (R\$ 27 milhões) na receita de atualização do ativo financeiro de concessão (vide notas 2.6 e 3.1 das nossas demonstrações financeiras); e (iv) redução de 2,6% (R\$ 8 milhões) na receita de TUSD pela utilização de nossa rede por consumidores livres que compram energia de outros geradores devido ao reajuste anual dos contratos.

Deduções das receitas operacionais

Os diretores esclarecem que 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 na receita bruta de venda para consumidores finais (fornecimento faturado); o PIS e COFINS federais, são calculados com base na receita operacional bruta total, 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 comparado a 2016, essas deduções aumentaram 0,8% (R\$ 16 milhões) totalizando R\$ 2.096 milhões em 2017, explicado basicamente: (i) aumento de 87,5% (R\$ 63 milhões) com receitas de bandeira tarifária reconhecidas, que são repassados para a Conta Centralizadora de Recursos da Bandeira Tarifária (CCRBT), vide nota 23.4 de nossas demonstrações financeiras; (ii) aumento de 7,7% (R\$ 33 milhões) no PIS e COFINS, devido basicamente pelo incremento de receita operacional bruta (base de cálculo desses impostos); compensados com a reduções com: (iii) de 16,1% (R\$ 82 milhões) da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), devido ao novo valor da cota, estabelecido pela Aneel para 2017; e (iv) de 11,5% (R\$ 3 milhões) com os custos com os Programas de pesquisa e desenvolvimento (P&D) e eficiência energética (PEE).

Custo de Energia Elétrica

Os diretores esclarecem que comparado a 2016, nossos custos de compra de energia comprada para revenda aumentaram 16,4% (R\$ 290 milhões) em 2017 totalizando R\$ 2.059 milhões, explicado:

Energia comprada para revenda: aumento de 22,4% (R\$ 342 milhões) justificado: (i) pelo aumento na energia adquirida através de leilão e contratos bilaterais em 26,3% (R\$ 342 milhões), devido aumento do preço médio em 39,1% (R\$ 507 milhões), que foi compensado pela redução da quantidade adquirida em 738 GWh (R\$ 165 milhões); (ii) pelo aumento da energia comprada de curto prazo em 604,2% (R\$ 78 milhões) explicado pelos aumentos do preço médio em 303,7% (R\$ 39 milhões) devido ao oscilação do PLD no período, bem como da quantidade adquirida em 131 GWh (R\$ 39 milhões); compensada (iii) pela redução de 11,5% (R\$ 43

10.2 - Resultado operacional e financeiro

milhões) da energia adquirida de Itaipu, que reflete a redução de 275 GWh (R\$ 55 milhões) na quantidade adquirida no período, compensado pelo aumento do preço médio em 3,2% (R\$ 12 milhões). Estes aumentos foram parcialmente compensados com o incremento de 22,3% (R\$ 35 milhões) com créditos de PIS e Cofins relativos a compra de energia.

Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição: redução de 21,8% (R\$ 52 milhões) justificado:(i) de 221,8% (R\$ 139 milhões) com os Encargos de serviço de sistema – ESS; (ii) de 100% (R\$ 20 milhões) com Encargos de Energia de Reserva – ERR; compensado pelos aumentos: (iii) de 59,6% (R\$ 84 milhões) com Encargos de Rede Básica; (iv) de 129,6% (R\$ 13 milhões) com Encargos de transporte de Itaipú; e (v) de 16,5% (R\$ 5 milhões) com Encargos de Conexão. Essas reduções foram parcialmente compensadas pela redução de 21,9% (R\$ 5 milhões) dos créditos de PIS e Cofins relativos a estes encargos do uso do sistema de distribuição.

Outros custos e despesas operacionais

Os diretores esclarecem que nossos outros custos e despesas operacionais abrangem nosso custo operacional, custo dos serviços prestados para terceiros, custos relativos à construção de infraestrutura de concessão e despesas de vendas, gerais e administrativas, apresentaram aumento de 13,9% (R\$ 122 milhões) totalizando R\$ 1.002 milhões em 2017, explicado basicamente: (i) aumento de 27,3% (R\$ 86 milhões) em despesas relacionadas à construção da infraestrutura da concessão; (ii) aumento de 8,4% (R\$ 11 milhões) de despesas com serviços de terceiros, principalmente em manutenção de linhas, redes e subestações; (iii) um aumento de 7,9% (R\$ 10 milhões) com despesas com pessoal, refletindo o aumento dos custos devido ao acordo coletivo e número de empregados; e (iv) aumento de 5,9% (R\$ 8 milhões) nas despesas com amortização, basicamente em função de aumento na base do intangível.

Resultado do Serviço de Energia Elétrica

Os diretores esclarecem que comparado a 2016, nosso resultado do serviço reduziu 2,3% (R\$ 7 milhões) totalizando R\$ 291 milhões em 2017, explicado pela redução da nossa receita operacional líquida (R\$ 405 milhões), compensado pelos aumentos de custos de energia elétrica (R\$ 290 milhões) e outros custos e despesas operacionais (R\$ 122 milhões).

Despesa Financeira Líquida

Os diretores esclarecem que comparado a 2016, nossa despesa financeira líquida reduziram em 21,5% (R\$ 31 milhões), passando de R\$ 144 milhões em 2016 para R\$ 113 milhões em 2017, explicado basicamente: (i) pela redução 26,2% (R\$ 63 milhões) nos encargos e variação monetária de dívidas, por conta principalmente da redução do CDI e liquidação de dívidas no período; (ii) pela redução de 71,8% (R\$ 12 milhões) com atualização de passivos financeiros setoriais, compensado parcialmente (iii) pela redução 58,6% (R\$ 41 milhões) de receitas com rendimentos de aplicações financeiras.

Os Diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2017, nosso endividamento somou R\$ 1.773 milhões (frente a R\$ 1.870 milhões em 31 de dezembro de 2016), 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\$ 720 milhões (frente a R\$ 786 milhões em 31 de dezembro de 2016) de endividamento expressos em dólares norte-americanos. A fim de reduzir o risco de perdas cambiais no que tange a este endividamento expressos em moeda estrangeira 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 diminuiu para 9,93% em 2017, contra 14% em 2016; e a TJLP diminuiu para 7,1% em 2017, em comparação com 7,5% em 2016.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Imposto de Renda e Contribuição Social

Os diretores esclarecem que nosso encargo líquido do imposto de renda e contribuição social totalizou R\$ 65 milhões em 2017, apresentando um aumento de 16,1% quando comparado com 2016. A alíquota efetiva de 36,5% sobre o lucro antes dos tributos em 2017.

Lucro líquido

Os diretores esclarecem que comparado a 2016 e devido aos fatores discutidos acima, o lucro líquido apresentou um aumento de 15,3% (R\$ 15 milhões), totalizando R\$ 113 milhões em 2017.

Resultados das Operações —2016 em comparação a 2015

Receitas Operacionais Líquidas

Os diretores esclarecem que em comparação a 2015, as receitas operacionais líquidas apresentaram uma redução de 14,7% (R\$ 506 milhões) em 2016, totalizando R\$ 2.947 milhões.

Os diretores esclarecem que a redução na receita operacional líquida é explicada principalmente pelas reduções: (i) de R\$ 705 milhões da receita de ativo e passivo financeiro setorial, (ii) de R\$ 303 milhões em fornecimento de energia elétrica faturado, (iii) de R\$ 33 milhões na receita de atualização do ativo financeiro de concessão, compensado pelo aumento (iv) de R\$ 218 milhões da receita de TUSD, (v) de R\$ 33 milhões de receita de construção da infraestrutura de concessão, (vi) de R\$ 22 milhões de suprimento de energia (descritas na sessão 10.1.h "Receita Operacional Bruta"), e (vii) compensadas pela redução de R\$ 261 milhões nas deduções da receita operacional (descritas na sessão 10.1.h "Deduções da receita operacional").

Vendas a consumidores finais

Os diretores esclarecem que em comparação a 2015, a receita operacional de vendas a Consumidores Finais (que inclui a receita de TUSD de consumidores cativos) reduziu 3,3% em 2016, para R\$ 3.810 milhões, que reflete principalmente as vendas para consumidores cativos nas áreas de concessão, bem como a receita de TUSD a partir do uso de nossa rede por consumidores cativos, e estão sujeitas a reajuste tarifário conforme abaixo.

Os diretores esclarecem que em 2016 os preços de energia elétrica reduziram em média 2,6%, principalmente devido: (i) adoção da bandeira tarifária verde na maior parte de 2016, levando a uma redução da tarifa média quando comparada a bandeira tarifária vermelha aplicada na maior parte de 2015; (ii) reajustes tarifários: negativo de 3,76% a partir de 19 de junho de 2015 e negativo de 7,51% a partir de 19 de junho de 2016 (nota explicativa 23 às nossas demonstrações financeiras). Os preços médios para Consumidores Finais em 2016 foram:

- **Residenciais e comerciais:** Os preços médios reduziram 0,9% para os residenciais e 0,2% para os comerciais, devido aos reajustes tarifários anuais, como descritos acima.
- **Industriais:** Os preços médios reduziram 6,9%, devido principalmente aos reajustes tarifários e a bandeira tarifária, conforme descrito acima.

Os diretores esclarecem que o volume total de energia vendido a consumidores finais em 2016 apresentou uma redução de 0,7% em comparação a 2015, principalmente no segmento industrial e comercial, devido à migração de alguns desses consumidores para a categoria "Consumidor Livre".

Os diretores esclarecem que o volume vendido por classe, comparado ao ano anterior, teve variação devido:

- **Residencial:** que representa 38,7% de nosso faturamento, aumento de 4,8% (119 GW), refletindo a base baixa, devido aos possíveis efeitos da redução do consumo em função dos aumentos tarifários percebidos pelos clientes a partir do segundo trimestre de 2015, a temperatura mais intensa em 2016 em relação ao ano anterior, demandando maior consumo para conforto térmico e o crescimento vegetativo.
- **Comercial:** que representa 19,4% de nosso faturamento, reduziu 3,5% (47 GW), refletindo o cenário macroeconômico adverso, que vem resultando no menor volume de vendas do comércio varejista e na redução da massa de renda real.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

- **Industrial:** que representa 20,7% de nosso faturamento, reduziu 10,4% (160 GW), refletindo o fraco resultado da atividade industrial do país e as migrações de clientes para o mercado livre.

Suprimento de energia elétrica

Os diretores esclarecem que em comparação a 2015, nossas receitas operacionais brutas de suprimento de energia elétrica (que inclui a receita de TUSD de consumidores cativos) aumentaram 8,9% (R\$ 25 milhões) para R\$ 309 milhões em 2016 (6,1% das nossas receitas operacionais brutas), devido principalmente (i) a um aumento de 29,2% (R\$ 21 milhões) das vendas de energia de curto prazo, devido aumento de 131,1% na quantidade de energia vendida, compensado pela redução do preço médio, e (ii) pelo aumento de 1,9% (R\$ 4,0 milhões) em vendas de energia a outras concessionárias e permissionárias, o que representa o efeito líquido de um aumento de 4,9% no volume de energia vendida e uma diminuição de 2,8% do preço médio

Outras receitas operacionais

Os diretores esclarecem que conforme mencionado acima, a partir de 2016 a linha do Resultado "Atualização do Ativo Financeiro da Concessão" foi incluída em Outras receitas operacionais, dentro da Receita operacional líquida, juntamente com outras receitas relacionadas a atividade principal dos ativos. Este item era previamente apresentado como parte do Resultado financeiro líquido. Com base nisso as informações de 2015 foram reapresentadas para refletir esta reclassificação a apresentação.

Os diretores esclarecem que comparado a 2015, nossas outras receitas operacionais brutas (que excluem a receita de TUSD de consumidores cativos) apresentaram redução de 42,2% (R\$ 664 milhões) em 2016, totalizando R\$ 908 milhões, devido principalmente:

- Variação negativa de R\$ 705 milhões na receita de ativo e passivo financeiro setorial, o que representou uma despesa de R\$ 201 milhões em 2016 em comparação com uma receita de R\$ 504 milhões em 2015. Esta despesa reflete as diferenças temporárias entre os custos orçados (Parcela A e outros componentes financeiros) incluídos na tarifa no início do período tarifário e aquelas efetivamente incorridas ao longo do período de vigência da tarifa, constituindo um direito de pagar ou receber dos consumidores através de tarifas subsequentes ou de pagar ou receber da autoridade concedente os montantes remanescentes à expiração da concessão. Isto leva a um ajuste para reconhecer a futura diminuição (ou aumento) das tarifas para levar em conta custos mais baixos (ou adicionais) no ano corrente, sendo esse ajuste reconhecido como um item positivo (ou negativo) de receita. A redução desse item em 2016 foi impulsionada principalmente por: Sobrecontratação (R\$ 425 milhões), CDE (R\$ 171 milhões), ESS e EER (R\$ 115 milhões), Neutralidade (R\$ 47 milhões), compensado parcialmente pelo Custo de Energia (R\$ 98 milhões), (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras); e
- Redução de 35,1% (R\$ 33 milhões) na receita de atualização do ativo financeiro de concessão (vide notas 2.6 e 3.1 das nossas demonstrações financeiras).

Estas reduções foram parcialmente compensadas por:

- Aumento de 11,7% (R\$ 33 milhões) na receita de construção de infraestrutura de concessão; e
- Aumento de 14,1% (R\$ 40 milhões) na receita de TUSD pela utilização de nossa rede por consumidores livres que compram energia de outros geradores devido ao reajuste anual dos contratos.

Deduções das receitas operacionais

Os diretores esclarecem que 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 na receita bruta de venda para consumidores finais (fornecimento faturado); o PIS e COFINS federais são calculados com base na receita operacional bruta total, 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 comparado com 2015, essas deduções reduziram 11,1% (R\$ 261 milhões) atingindo R\$ 2.080 milhões em 2016, principalmente devido pela: (i) redução de 76,1% (R\$

10.2 - Resultado operacional e financeiro

229 milhões) em receitas de bandeira tarifária reconhecidas, a serem repassados para a Conta Centralizadora de Recursos da Bandeira Tarifária, geridos pela CCEE, (ii) redução de 16,4% (R\$ 100 milhões) nas contribuições para a Conta CDE, como resultado das novas quotas definidas pela ANEEL em 2016; (iii) uma redução de 13,6% (R\$ 68 milhões) do PIS e COFINS, basicamente devido à redução em nossa receita operacional bruta (base de cálculo desses impostos); e (iii) aumento de 15,2% (R\$ 135 milhões) em ICMS, em função de majoração das alíquotas a partir de 1 de janeiro de 2016.

Custo de Energia Elétrica

Energia comprada para revenda

Os diretores esclarecem que comparado a 2015, nossos custos de compra de energia comprada para revenda diminuíram 24,0% (R\$ 559 milhões) em 2016 totalizando R\$ 1.769 milhões, justificado basicamente pela: (i) redução de 93,4% (R\$ 394 milhões) de energia comprada de curto prazo, impulsionado pela redução de 28,7% na quantidade de energia comprada e de 90,7% na tarifa média devido redução no PLD; (ii) redução de 31,5% (R\$ 172 milhões) na compra de energia de Itaipu, decorrente da redução de 30,8% no preço médio da energia comprada, causada pela queda de 32,3% da tarifa (que é estabelecida anualmente pela ANEEL em dólar/kW) e pela desvalorização média de 4,3% do real em relação ao dólar em 2016; (iii) redução de 3,0% (R\$ 38 milhões) no custo de energia adquirida no mercado regulado, refletindo aumento de 16,7% na quantidade de energia comprada, compensado pela redução de 16,9% nos preços médios de compra de energia, e (iv) redução de R\$ 54 milhões (25,7%) dos créditos tributários de PIS e COFINS relativos a compras de energia.

Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição

Os diretores esclarecem que comparado a 2015, nossos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição apresentaram uma diminuição de 8,1% (R\$ 29 milhões) totalizando R\$ 239 milhões em 2016, principalmente devido (i) a redução de R\$ 36 milhões com Encargos de Serviço do Sistema - ESS; e (ii) a redução de R\$ 11 milhões com Encargos da Rede Básica; que foram parcialmente compensados (i) por um aumento de R\$ 10 milhões com Encargos de Energia de Reserva – EER; (ii) aumento de R\$ 5 milhões em Encargos de Conexão; e (iii) redução de R\$ 3 milhões em créditos tributários referentes a encargos de uso da rede.

Outros custos e despesas operacionais

Os diretores esclarecem que nossos outros custos e despesas operacionais abrangem nosso custo operacional, custo dos serviços prestados para terceiros, custos relativos à construção de infraestrutura de concessão e despesas de vendas, gerais e administrativas.

Os diretores esclarecem que comparado a 2015, nossos outros custos e despesas operacionais apresentaram aumento de 14,4% (R\$ 110 milhões) para R\$ 880 milhões em 2016, devido principalmente aos seguintes eventos: (i) aumento de 10,7% (R\$ 33 milhões) em despesas relacionadas à construção da infraestrutura da concessão; (ii) aumento de 16,0% (R\$ 19 milhões) nas despesas de amortização; (iii) aumento de 13,7% (R\$ 16 milhões) de despesas com serviços de terceiros; (iv) um aumento de 4,3% (R\$ 11 milhões) de despesas com pessoal, refletindo o aumento dos custos devido ao acordo coletivo e número de empregados; (v) aumento de 63,3% (R\$ 8 milhões) na provisão para créditos de liquidação duvidosa; (vi) um aumento de 19,1% (R\$ 7 milhões) em despesas legais, judiciais e de indenização; (vii) aumento de 29,7% (R\$ 6 milhões) no consumo de materiais; e (viii) aumento de R\$ 5 milhões em despesas relacionadas à desativação e alienação de ativos.

Resultado do Serviço de Energia Elétrica

Os diretores esclarecem que comparado a 2015, nosso resultado do serviço reduziu 16,3% (R\$ 58 milhões) totalizando R\$ 298 milhões em 2016, explicado pelas reduções da nossa receita operacional líquida (R\$ 506 milhões) e dos custos de energia elétrica (R\$ 559 milhões), compensado pelo aumento nos custos e despesas operacionais (R\$ 111 milhões).

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Despesa Financeira Líquida

Os diretores esclarecem que comparado a 2015, nossa despesa financeira líquida aumentou 8,3% (R\$ 11 milhões), passando de R\$ 133 milhões em 2015 para R\$ 144 milhões em 2016, devido principalmente a um aumento de R\$ 13 milhões em nossas despesas financeiras sendo: (i) aumento de 15,2% (R\$ 31 milhões) de encargos da dívida e variação monetária de dívidas; (ii) aumento de R\$ 16 milhões decorrentes da atualização de passivo financeiro setorial. Estes aumentos nas despesas financeiras foram parcialmente compensados por uma redução R\$ 33 milhões na atualização cambial de Itaipu.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Os diretores esclarecem que nosso encargo líquido do imposto de renda e contribuição social totalizou R\$ 56 milhões em 2016, apresentando um aumento de 29,1% quando comparado com 2016. A alíquota efetiva de 36,4% sobre o lucro antes dos tributos em 2016.

Lucro líquido

Os diretores esclarecem que comparado a 2015 e devido aos fatores discutidos acima, o lucro líquido apresentou redução de 31,9% (R\$ 46 milhões), totalizando R\$ 98 milhões em 2016.

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 da 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 da 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 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 exercício.

c. Eventos ou operações não usuais

Não aplicável em razão de não ter havido eventos ou operações não usuais no exercício.

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

Demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2017

Os diretores esclarecem que as demonstrações financeiras de 2017 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 2017. Estes pronunciamentos não tiveram impactos significativos em nossas demonstrações financeiras.

Demonstrações financeiras do período findo em 31 de dezembro de 2016

Os diretores esclarecem que as demonstrações financeiras 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 emitidos pelo CPC e aprovados pela CVM.

Os diretores esclarecem que a Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela ANEEL, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Adicionalmente, os diretores esclarecem que a Companhia, objetivando a melhor apresentação de seu desempenho operacional e financeiro concluiu que o ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão, originalmente apresentado na rubrica de receita financeira, no resultado financeiro, deve ser mais adequadamente classificado no grupo de receitas operacionais, juntamente com as demais receitas relacionadas com a sua atividade fim. Esta alocação reflete de forma mais acurada o modelo de negócio de distribuição de energia elétrica e propicia uma melhor apresentação quanto ao seu desempenho.

Tal conclusão está suportada no fato de que:

- (i) Investir em infraestrutura é a atividade indispensável do negócio de distribuição de energia elétrica, cujo modelo de gestão está suportado em construir, manter e operar essa infraestrutura;
- (ii) Parte da indústria de distribuição de energia, já adota tal classificação, dessa forma a companhia estaria aumentando a comparabilidade de suas demonstrações financeiras;
- (iii) O aumento nas taxas de inflação experimentado nos últimos anos no país, que influenciam diretamente no acréscimo do valor do ativo financeiro da concessão, contribuíram para aumentar a relevância dessa receita no resultado do exercício.

Os diretores esclarecem que conforme as orientações do CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, a Companhia alterou sua política contábil anteriormente adotada por uma política contábil que melhor reflete o desempenho dos negócios da Companhia (pelos argumentos acima mencionados) e, portanto, procedeu as reclassificações de forma retrospectiva em suas demonstrações do resultado e do valor adicionado de 31 de dezembro de 2015, originalmente emitidas em 07 de março de 2016.

Demonstrações financeiras do período findo em 31 de dezembro de 2015

Os diretores esclarecem que as demonstrações financeiras 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 emitidos pelo CPC e aprovados pela CVM. A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela ANEEL, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

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

Os diretores esclarecem que conforme as orientações do CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, a Companhia alterou sua política contábil anteriormente adotada por uma política contábil que melhor reflete o desempenho dos negócios da Companhia (pelos argumentos acima mencionados) e, portanto, procedeu as reclassificações de forma retrospectiva em suas demonstrações do resultado e do valor adicionado de 31 de dezembro de 2015, originalmente emitidas em 07 de março de 2016.

b. Efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Os diretores esclarecem que não houve alterações significativas nas práticas contábeis adotadas pela Companhia, nos exercícios sociais de 2017 e 2015.

Os diretores esclarecem que em 2016, conforme as orientações do CPC 23 / IAS 8 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, a Companhia alterou sua política contábil anteriormente adotada por uma política contábil que melhor reflete o desempenho de seu negócio (conforme descrito no item a) acima) e, portanto, procedeu às reclassificações de forma retrospectiva em suas demonstrações do resultado e do valor adicionado, originalmente emitidas em 07 de março de 2016.

Os diretores esclarecem que as reclassificações efetuadas não alteram o total dos ativos, o patrimônio líquido e o lucro líquido, nem a Demonstração do Fluxo de Caixa. Os efeitos das reclassificações na Demonstração de Resultado e na Demonstração do Valor Adicionado estão apresentados na nota explicativa 2.6 às nossas demonstrações financeiras.

Os diretores esclarecem que esta mudança de política contábil adotada pela Companhia não foi aplicada para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

c. Ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

Os diretores esclarecem que nos relatórios sobre a revisão das demonstrações financeiras – DFPs referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2017, datados de 20 de março de 2018, emitido pela KPMG Auditores Independente, não contem parágrafos de ênfases ou ressalvas.

Os diretores esclarecem que no relatório sobre a revisão das demonstrações financeiras – DFPs referente ao exercício social findos em 31 de dezembro de 2016, datado de 13 de março de 2017, emitido pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, contem parágrafo de ênfase, conforme segue:

Reapresentação dos valores correspondentes

Os diretores esclarecem que conforme mencionado na nota explicativa nº 2.6, em decorrência da mudança de política contábil adotada pela Companhia, referente a classificação do ajuste da expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão, os valores correspondentes das demonstrações financeiras relativos às demonstrações do resultado e do valor adicionado, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, apresentados para fins de comparação, foram reclassificados e estão sendo reapresentados conforme previsto no CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro. Nossa opinião não contém modificação relacionada a esse assunto.

Os diretores esclarecem que nos relatórios sobre a revisão das demonstrações financeiras – DFPs referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2015, datados de 07 de março de 2016, emitido pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, não contem parágrafos de ênfases ou ressalvas.

10.5 - Políticas contábeis críticas

10.5 Os diretores devem indicar e comentar sobre políticas contábeis críticas adotadas pelo emissor, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimento da receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não-circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros.

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

10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras**10.6 Os diretores devem descrever os itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor, indicando:**

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.**

Os diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2017 não há itens que não constem 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.

Os diretores esclarecem que 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;

Os diretores esclarecem que os principais investimentos nos últimos anos têm sido destinados à manutenção e ao aprimoramento da rede de distribuição. Os investimentos da Companhia nos três anos encerrados em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015, foram de R\$ 392 milhões, R\$ 305 e R\$ 274 milhões, respectivamente.

Os diretores esclarecem que neste exercício, o montante de R\$ 392 milhões foi aplicado 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.

Os valores dos investimentos previstos da Companhia estão demonstrados a seguir:

| Projeção de Investimentos- R\$ milhões (Valores Constantes) | 2018e | 2019e | 2020e | 2021e | 2022e | Total |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Ativos elétricos da distribuição | 326 | 365 | 401 | 405 | 404 | 1.901 |
| Ativos não elétricos | 37 | 37 | 42 | 36 | 35 | 187 |
| Total | 363 | 402 | 443 | 441 | 439 | 2.088 |

ii. Fontes de financiamento dos investimentos;

Vide item 10.1.d supracitado.

iii. Desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos;

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

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

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não adquiriu plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos capazes de influenciar materialmente a sua capacidade produtiva.

c. Novos produtos e serviços:

i. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas;

Não há novos produtos e serviços em andamento.

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

Não há novos produtos e serviços em andamento.

iii. projetos em desenvolvimento já divulgados;

Não há novos produtos e serviços em andamento.

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

Não há novos produtos e serviços em andamento.

10.9 - Outros fatores com influência relevante

| |
|--|
| 10.9 Comentar 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;

Nos termos do artigo 20 a Instrução CVM 480, a divulgação de projeções e estimativas é facultativa, desde que a Companhia não tenha divulgado projeções ou estimativas. Dessa forma, a Companhia optou por também não divulgar neste Formulário de Referência projeções de qualquer natureza (inclusive operacionais ou financeiras) relacionadas a ela.

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

Não aplicável, nos termos do item "a" acima.

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

Não aplicável, nos termos do item "a" acima.

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

Não aplicável, nos termos do item "a" acima.

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;**

Nos termos do artigo 20 a Instrução CVM 480, a divulgação de projeções e estimativas é facultativa, desde que a Companhia não tenha divulgado projeções ou estimativas. Dessa forma, a Companhia optou por também não divulgar neste Formulário de Referência projeções de qualquer natureza (inclusive operacionais ou financeiras) relacionadas a ela.

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

Não aplicável, nos termos do item "a" acima.

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

Não aplicável, nos termos do item "a" acima.

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 do conselho de administração e dos órgãos e comitês permanentes que se reportam ao conselho de administração, indicando:

ÓRGÃOS DA COMPANHIA E SUAS ATRIBUIÇÕES

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 de três membros e no máximo de cinco membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de dois anos, 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* (<http://www.cpfl.com.br/institucional/governanca-corporativa>) 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 Financeiro, que acumulará as funções de Diretor de Relações com Investidores, um Diretor Administrativo, um Diretor de Assuntos Regulatórios, um Diretor de Gestão de Energia e um Diretor de Distribuição, 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 de Administração (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, (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.

a.3) Auditoria interna

A Companhia não tem instalado auditoria interna no âmbito da sua administração.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

- i. se possuem regimento interno próprio, informando, em caso positivo órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue esses regimentos, locais na rede mundial de computadores onde esses documentos podem ser consultados.**

As atribuições do Conselho de Administração e dos comitês permanentes que a ele se reportam encontram-se descritas abaixo. O Conselho de Administração e seus Comitês de assessoria possuem regimentos internos, ambos aprovados pelo Conselho de Administração, tendo sido as últimas atualizações aprovadas em 15 de dezembro de 2017 (Conselho de Administração) e 08 de maio de 2017 (Regimento dos Comitês de Assessoria ao Conselho de Administração).

Os referidos documentos podem ser consultados no site da Companhia: www.cpfl.com.br/ri

- ii. Se o emissor possui comitê de auditoria estatutário, informando, caso positivo, suas principais atribuições, forma de funcionamento e se o mesmo atende aos requisitos da regulamentação emitida pela CVM a respeito do assunto**

A Companhia não possui comitê de auditoria estatutário, tendo em vista tratar-se de órgão opcional.

- iii. de que forma o conselho de administração avalia o trabalho da auditoria independente, indicando se o emissor possui uma política de contratação de serviços de extra auditoria com o auditor independente, e informando o órgão responsável pela aprovação da política, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado.**

O Conselho de Administração avalia o trabalho da auditoria independente por meio de reports e esclarecimentos. Os serviços de extra-auditoria são submetidos à aprovação prévia do Conselho de Administração Companhia, com a declaração dos auditores de sua independência e da ausência de impedimentos para a realização dos trabalhos contratados.

- b. em relação aos membros da diretoria estatutária, suas atribuições e poderes individuais, indicando se a diretoria possui regimento interno próprio, e informando, em caso positivo, órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue o regimento, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado**

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

- c. data de instalação do conselho fiscal, se este não for permanente, informando se possui regimento interno próprio, e indicando, em caso positivo, data da sua aprovação pelo conselho fiscal e, caso o emissor divulgue o regimento, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado**

A Companhia não tem instalado o conselho fiscal, bem como não criou nenhum comitê ou comissão no âmbito da sua Administração

- d. se há mecanismos de avaliação de desempenho do conselho de administração e de cada órgão ou comitê que se reporta ao conselho de administração, informando, em caso positivo:**

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

- i. a periodicidade da avaliação e sua abrangência, indicando se a avaliação é feita somente em relação ao órgão ou se inclui também a avaliação individual de seus membros**
- ii. metodologia adotada e os principais critérios utilizados na avaliação**
- iii. como os resultados da avaliação são utilizados pelo emissor para aprimorar o funcionamento deste órgão; e**
- iv. se foram contratados serviços de consultoria ou assessoria externos**

O Regimento Interno do Conselho de Administração prevê que, no último mês de cada exercício social, o Presidente do Conselho de Administração deverá encaminhar aos seus membros um questionário de avaliação para ser preenchido individualmente pelos conselheiros. Os resultados desta avaliação são posteriormente divulgados a todos os Conselheiros, com o objetivo de aprimorar cada vez mais o desempenho do Conselho de Administração.

A avaliação abrange o desempenho do Conselho de Administração como um todo (sem que haja avaliação individual de seus membros) e é realizada anualmente por meio de questionário encaminhado aos membros do Conselho. Para a avaliação referente ao exercício de 2017 não foram contratados serviços de consultoria ou assessoria externos.

A Companhia realiza também uma avaliação da Diretoria Executiva, de acordo com metas corporativas e individuais estabelecidas de acordo com o plano estratégico da Companhia e métricas do Sistema de Geração de Valor ao Acionista (GVA®), previamente definidas e aprovadas pelo Conselho de Administração. Adicionalmente, e com relação à remuneração variável da Diretoria Executiva, a Companhia realiza a avaliação da sua Diretoria Executiva, verificando o desempenho de seus membros, conforme metas corporativas e individuais, estabelecidas de acordo com o plano estratégico da Companhia, previamente definidas e aprovadas pelo Conselho de Administração.

O Conselho de Administração conta com a assessoria do Comitê de Gestão de Pessoas para acompanhar e avaliar o desempenho da Diretoria Executiva em relação ao cumprimento de suas metas.

Compete, ainda, ao Comitê de Gestão de Pessoas acompanhar o Plano de Sucessão da Diretoria Executiva e validar os cálculos previstos na norma administrativa que estabelece diretrizes do Plano de Incentivos de Curto e Longo Prazo para a Diretoria Executiva da Companhia.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

| |
|---|
| 12.2 Descrever as regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais, indicando: |
|---|

- a) prazos de convocação
- b) competências
- c) endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise
- d) identificação e administração de conflitos de interesses
- e) solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto
- f) formalidades necessárias para aceitação de procurações outorgadas por acionistas, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma, notariação, consularização e tradução juramentada e se o emissor admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico
- g) formalidades necessárias para aceitação do boletim de voto a distância, quando enviados diretamente à companhia, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma, notariação e consularização
- h) se a companhia disponibiliza sistema eletrônico de recebimento do boletim de voto a distância ou de participação a distância
- i) instruções para que acionista ou grupo de acionistas inclua propostas de deliberação, chapas ou candidatos a membros do conselho de administração e do conselho fiscal no boletim de voto a distância
- j) se a companhia disponibiliza fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias
- k) outras informações necessárias à participação a distância e ao exercício do direito de voto a distância

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

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

| |
|--|
| 12.3 Descrever as regras, políticas e práticas relativas ao conselho de administração, indicando: |
|--|

- a) número de reuniões realizadas no último exercício social, discriminando entre número de reuniões ordinárias e extraordinárias
- b) se existirem, as disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho
- c) regras de identificação e administração de conflitos de interesses
- d) se o emissor possui política de indicação e de preenchimento de cargos do conselho de administração formalmente aprovada, informando, em caso positivo:
 - i. órgão responsável pela aprovação da política, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado
 - ii. principais características da política, incluindo regras relativas ao processo de indicação dos membros do conselho de administração, à composição do órgão e à seleção de seus membros

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

12.4 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem

12.4 Se existir, descrever a cláusula compromissória inserida no estatuto para a resolução dos conflitos entre acionistas e entre estes e o emissor por meio de arbitragem.

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

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 | | | |
| André Luiz Gomes da Silva | 10/08/1976 | Pertence apenas à Diretoria | 07/02/2018 | Restante do período de 2 anos – até 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019 | 0 |
| 246.744.258-67 | Engenheiro Eletricista | 19 - Outros Diretores Diretor de Assuntos Regulatórios | 19/02/2018 | 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 Operações | 04/05/2017 | Não | 0.00% |
| José Carlos Saciloto Tadiello | 04/04/1957 | 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 | 1 |
| 227.455.640-72 | Economista | 10 - Diretor Presidente / Superintendente | 04/05/2017 | Não | 0.00% |
| Roberto Sartori | 16/01/1978 | 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 | 1 |
| 916.517.430-53 | Engenheiro | 19 - Outros Diretores Diretor Comercial | 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 | 28/04/2017 | 1 ano - até a AGO que se realizar em 2019 | 3 |

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 | | | |
| 029.352.408-47 | Engenheiro Eletricista | 20 - Presidente do Conselho de Administração | 04/05/2017 | Sim | 100.00% |
| Luiz Carlos Pereira da Silva | 08/03/1960 | Pertence apenas ao Conselho de Administração | 28/04/2017 | 1 ano - até a AGO que se realizar em 2019 | 4 |
| 308.365.730-72 | Eletricitário | 22 - Conselho de Administração (Efetivo) | 04/05/2017 | Não | 100.00% |
| Gustavo Estrella | 11/03/1974 | Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração | 28/04/2017 | 1 ano - até a AGO que se realizar em 2019 | 6 |
| 037.234.097-09 | Administrador de Empresas | 35 - Conselheiro(Efetivo) e Dir. Rel. Invest. | 04/05/2017 | Sim | 66.40% |
| 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: 4 | | | | | |

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência

André Luiz Gomes da Silva - 246.744.258-67

Formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Engenharia de Itajubá - UNIFEI em 1999. Cursou programa de desenvolvimento de liderança na Darden School of Business, University of Virginia, em 2010. Atuou como Engenheiro de Comissionamento de Relés Digitais em Subestações de Transmissão e Distribuição pela Agnus Engenharia (empresa terceirizada da General Electric do Brasil Ltda.) em 2000, como Engenheiro de Aplicação pela Nexans Brasil S.A. de 2000 a 2005, como Coordenador do Processo de Revisão Tarifária das Distribuidoras e Transmissoras de Energia pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) de 2005 a 2008, e como Diretor de Regulação, Gestão de Energia e Gestão de Ativos pela AES Eletropaulo de 2008 a 2018. Foi Conselheiro Titular do Conselho de Orientação de Energia do Estado de São Paulo (COE-ARSESP) e como Vice Presidente do Sindicato das Indústrias de Energia do Estado de São Paulo (SindiEnergia). Em 2018, foi eleito o Diretor de Assuntos Regulatórios das distribuidoras do Grupo CPFL.

Nos últimos 5 (cinco) anos, o Sr. André Luiz Gomes da Silva 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.

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, certificação pelo Project Management Institute (PMI) e possui pós MBA em Inovação pelo HSM. 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. Desde 2015 é Diretor de Distribuição das seguintes sociedades que integram o grupo econômico da Companhia: CPFL Piratininga, RGE e demais subsidiárias de distribuição do grupo CPFL Energia. As experiências do administrador ocorreram nos setores aeronáutico, de tecnologia e de energia elétrica.

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

José Carlos Saciloto Tadiello - 227.455.640-72

Formado em Eletrotécnica/CTI e Ciências Econômicas pela Universidade Federal de Santa Maria e Curso Intensivo de Marketing pela ESPM. Possui pós-graduação em Administração Pública pela FDRH e MBA em Gestão Empresarial pela CEEM/FGV. Com ampla experiência no setor elétrico, o executivo atuou na Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul em diversos cargos, entre eles o de Superintendente do Sistema de Distribuição do RS. Posteriormente, assumiu as Diretorias Financeira e Administrativa da ELETROCEEE, onde também foi membro do Conselho Fiscal e do Conselho de Curadores. No Grupo CPFL, atuou na RGE como Gerente de Relacionamento com o Mercado e Gerente de Serviços Comerciais, atuou também como Coordenador da Comissão Local de Ética da empresa, Secretário do Conselho de Consumidores da RGE e Conselheiro na FIERGS – COINFRA/Energia. Foi Diretor de Gestão de Energia das empresas CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE e demais subsidiárias de distribuição do grupo CPFL Energia, entre 2015 e 2016. Desde 2016 é Diretor Presidente das seguintes sociedades que integram o grupo econômico da Companhia: RGE e RGE Sul. As experiências do administrador ocorreram no setor de energia elétrica.

Nos últimos 5 (cinco) anos, o Sr. José Carlos Saciloto Tadiello 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.

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 seguintes sociedades que integram o grupo econômico da Companhia: CPFL Piratininga e RGE e das demais subsidiárias de distribuição de energia do Grupo CPFL em 2016. As experiências do administrador ocorreram no setor de energia elétrica.

Nos últimos 5 (cinco) anos, o Sr. Roberto Sartori 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.

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 e educação executiva em Negociação e mediação pela Harvard Law School. Atuou como Engenheiro de Qualidade pela Volkswagen/Audi de 1998 a 2000. Atuou como Engenheiro de Qualidade na Embraer 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 (2012-2015). Atualmente é Diretor Administrativo das seguintes sociedades que integram o grupo econômico da Companhia: da CPFL Piratininga, da RGE, da RGE Sul, da CPFL Geração, e das demais subsidiárias da CPFL Energia. Em 2015, foi eleito Diretor Vice-Presidente de Planejamento e Gestão Empresarial das seguintes sociedades que integram o grupo econômico da Companhia: CPFL Energia. As experiências do administrador ocorreram nos setores automobilístico, aeronáutico, de consultoria, de varejo, de educação e de energia elétrica.

Nos últimos 5 (cinco) anos, o Sr. Wagner Luiz Schneider de Freitas 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.

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 1996); Engenheiro Líder Planejamento da manutenção e Operação Reg. (1996-1998); Engenheiro de Planejamento da Manutenção da Transmissão Regional Sudeste (1998-2000); 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 Paulista e CPFL Piratininga (2002 a 2006); Diretor de Operações da RGE (2006 a 2009); e Diretor Executivo da RGE (2009 a 2011); Presidente da Rio Grande Energia (2011-2013); Presidente CPFL Piratininga e Paulista (2013-2015). Desde 2015 é Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas. Foi representante da CPFL no Grupo Coordenador da Operação Interligada do Sistema Elétrico Sul/Sudeste do Brasil - GCOI/GTPO/ELETROBRÁS (1986 a 1996); Representante das Distribuidoras Paulista, Piratininga 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 Paulista e CPFL Piratininga de 2013 a 2015. Em 2015, foi eleito o Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas das seguintes sociedades que integram o grupo econômico da Companhia: CPFL Energia. As experiências do administrador ocorreram no setor de energia elétrica.

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.

Luiz Carlos Pereira da Silva - 308.365.730-72

Bacharel em Ciências Contábeis, formado em 1989 pela UNIJUÍ – Universidade de Ijuí/RS; atualmente, acadêmico do curso de Direito na ULBRA – Universidade Luterana do Brasil, campus Gravataí – RS (situação atual – curso trancado). Admitido na Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE em 03 de agosto de 1981, ocupou diversos cargos na empresa e posteriormente também na RGE, dentre os quais, Chefe de Seção Comercial, Chefe de Seção de Apoio e Controle, Chefe de Serviços de Apoio e Controle, Supervisor de Serviços de Leitura e Entrega de Contas. Em setembro de 2014, foi eleito para o cargo de 1º Vice-Presidente do Senergisul - Sindicato dos Trabalhadores nas Empresas Geradoras, ou Transmissoras, ou Distribuidoras, ou Afins de Energia Elétrica no Estado do Rio Grande do Sul. Foi eleito em 03 de novembro de 2014, como representante dos empregados no Conselho de Administração da RGE. O administrador é um conselheiro independente e o critério para determinar sua independência segue o disposto no Parágrafo 1º do artigo 14 do estatuto social da Companhia, ou seja, os empregados possuem o direito de indicar um membro ao Conselho de Administração, nos termos do item 4.3 III, do Edital nº AS/F/833/97.

Nos últimos 5 (cinco) anos, o Sr. Luiz Carlos Pereira da Silva 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 (2002-2007), Diretor de Relações com o Mercado Investidor (2007-2011) e Diretor de Planejamento e Controle (2011-2013). Desde fevereiro de 2013, é Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Energia. Atualmente é Diretor Financeiro e de Relações com Investidores de várias subsidiárias do grupo CPFL Energia. É, também, Vice-Presidente do Conselho de Administração das seguintes sociedades que integram o grupo econômico da Companhia: CPFL Piratininga, RGE, RGE Sul, CPFL Geração e Paulista Lajeado e membro do Conselho de Administração da CPFL Renováveis e Sul Geradora, as quais também integram o grupo econômico da Companhia. As experiências do administrador ocorreram no setor de energia elétrica.

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:

A Companhia não possui comitês e comissões instituídos no âmbito de sua administração.

12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores

12.11 Descrever as disposições de quaisquer acordos, inclusive apólices de seguro, que prevejam o pagamento ou o reembolso de despesas suportadas pelos administradores, decorrentes da reparação de danos causados a terceiros ou ao emissor, de penalidades impostas por agentes estatais, ou de acordos com o objetivo de encerrar processos administrativos ou judiciais, em virtude do exercício de suas funções.

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

12.12 - Outras informações relevantes**12.12 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.****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:

| <u>Conselho de Administração</u> | | |
|---|---|---|
| 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 | 09 | 100 |
| Gustavo Estrella | 09 | 100 |
| Luiz Carlos Pereira da Silva | 09 | 99 |

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

13 Remuneração de Administradores

13.1 Descrever a política ou prática de remuneração do conselho de administração, da diretoria estatutária e não estatutária, do conselho fiscal, dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, de risco, financeiro e de remuneração, abordando os seguintes aspectos:

- a. objetivos da política ou prática de remuneração, informando se a política de remuneração foi formalmente aprovada, órgão responsável por sua aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado
- b. composição da remuneração, indicando:
 - i. descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles
 - ii. em relação aos 3 últimos exercícios sociais, qual a proporção de cada elemento da remuneração total
 - iii. metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração
 - iv. razões que justificam a composição da remuneração
 - v. a existência de membros não remunerados pelo emissor e a razão para esse fato
- c. principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração
- d. como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho
- e. como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses do emissor de curto, médio e longo prazo;
- f. existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos
- g. existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário do emissor
- h. práticas e procedimentos adotados pelo conselho de administração para definir a remuneração individual do conselho de administração e da diretoria, indicando:
 - i. os órgãos e comitês do emissor que participam do processo decisório, identificando de que forma participam
 - ii. critérios e metodologia utilizada para a fixação da remuneração individual, indicando se há a utilização de estudos para a verificação das práticas de mercado, e, em caso positivo, os critérios de comparação e a abrangência desses estudos
 - iii. com que frequência e de que forma o conselho de administração avalia a adequação da política de remuneração do emissor

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

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal**Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2018 - 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 | 5,00 | | 6,00 |
| Remuneração fixa anual | | | | |
| Salário ou pró-labore | 81.000,00 | 1.274.000,00 | | 1.355.000,00 |
| Benefícios direto e indireto | 0,00 | 46.000,00 | | 46.000,00 |
| Participações em comitês | 0,00 | 0,00 | | 0,00 |
| Outros | 16.000,00 | 357.000,00 | | 373.000,00 |
| Descrição de outras remunerações fixas | Refere-se a INSS | Refere-se a INSS e FGTS | | |
| Remuneração variável | | | | |
| Bônus | 0,00 | 942.000,00 | | 942.000,00 |
| 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 | 632.000,00 | | 632.000,00 |
| Descrição de outras remunerações variáveis | | Refere-se a INSS e ILP. | | |
| Pós-emprego | 0,00 | 101.000,00 | | 101.000,00 |
| Cessação do cargo | 0,00 | 0,00 | | 0,00 |
| Baseada em ações (incluindo opções) | 0,00 | 0,00 | | 0,00 |
| Observação | | | | |
| Total da remuneração | 97.000,00 | 3.350.000,00 | | 3.448.000,00 |

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2017 - Valores Anuais

| | Conselho de Administração | Diretoria Estatutária | Conselho Fiscal | Total |
|-------------------------------|---------------------------|-----------------------|-----------------|--------------|
| Nº total de membros | 3,00 | 5,33 | | 8,33 |
| Nº de membros remunerados | 1,00 | 3,33 | | 4,33 |
| Remuneração fixa anual | | | | |
| Salário ou pró-labore | 78.000,00 | 1.142.000,00 | | 1.220.000,00 |
| Benefícios direto e indireto | 0,00 | 27.000,00 | | 27.000,00 |
| Participações em comitês | 0,00 | 0,00 | | 0,00 |
| Outros | 15.000,00 | 822.000,00 | | 837.000,00 |

| | | | | |
|--|--|--|--|---------------------|
| Descrição de outras remunerações fixas | Refere-se a INSS | Refere-se a INSS e FGTS | | |
| Remuneração variável | | | | |
| Bônus | 0,00 | 1.279.000,00 | | 1.279.000,00 |
| 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 | 466.000,00 | | 466.000,00 |
| Descrição de outras remunerações variáveis | | Refere-se a INSS e ILP. | | |
| Pós-emprego | 0,00 | 96.000,00 | | 96.000,00 |
| 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 02/2018. | 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 02/2018. | | |
| Total da remuneração | 93.000,00 | 3.832.000,00 | | 3.925.000,00 |

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2016 - Valores Anuais

| | Conselho de Administração | Diretoria Estatutária | Conselho Fiscal | Total |
|--|---------------------------|-------------------------|-----------------|------------|
| Nº total de membros | 3,00 | 5,50 | | 8,50 |
| Nº de membros remunerados | 1,00 | 3,50 | | 4,50 |
| Remuneração fixa anual | | | | |
| Salário ou pró-labore | 73.000,00 | 819.000,00 | | 892.000,00 |
| Benefícios direto e indireto | 0,00 | 24.000,00 | | 24.000,00 |
| Participações em comitês | 0,00 | 0,00 | | 0,00 |
| Outros | 15.000,00 | 483.000,00 | | 498.000,00 |
| Descrição de outras remunerações fixas | Refere-se a INSS | Refere-se a INSS e FGTS | | |
| Remuneração variável | | | | |
| Bônus | 0,00 | 454.000,00 | | 454.000,00 |
| 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 | 224.000,00 | | 224.000,00 |

| | | | | |
|--|---|---|--|---------------------|
| Descrição de outras remunerações variáveis | | Refere-se a INSS e ILP. Contempla a reversão de provisão do ILP | | |
| Pós-emprego | 0,00 | 72.000,00 | | 72.000,00 |
| 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 02/2018 | | 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 02/2018. | |
| Total da remuneração | 88.000,00 | 2.076.000,00 | | 2.164.000,00 |

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 | 67.000,00 | 1.020.000,00 | | 1.087.000,00 |
| Benefícios direto e indireto | 0,00 | 12.000,00 | | 12.000,00 |
| Participações em comitês | 0,00 | 0,00 | | 0,00 |
| Outros | 13.000,00 | 649.000,00 | | 662.000,00 |
| Descrição de outras remunerações fixas | Refere-se a INSS | Refere-se a INSS e FGTS | | |
| Remuneração variável | | | | |
| Bônus | 0,00 | 581.000,00 | | 581.000,00 |
| 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 | -377.000,00 | | -377.000,00 |
| Descrição de outras remunerações variáveis | | Refere-se a INSS e ILP. Contempla a reversão de provisão do ILP | | |
| Pós-emprego | 0,00 | 53.000,00 | | 53.000,00 |
| 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 02/2018. | 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 02/2018. | | |
| Total da remuneração | 80.000,00 | 1.938.000,00 | | 2.018.000,00 |

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

13.3 Em relação à remuneração variável dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

- a. órgão**
- b. número total de membros**
- c. número de membros remunerados**
- d. em relação ao bônus:
 - i. valor mínimo previsto no plano de remuneração**
 - ii. valor máximo previsto no plano de remuneração**
 - iii. valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas**
 - iv. valor efetivamente reconhecido no resultado dos 3 últimos exercícios sociais****
- e. em relação à participação no resultado:
 - i. valor mínimo previsto no plano de remuneração**
 - ii. valor máximo previsto no plano de remuneração**
 - iii. valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas**
 - iv. valor efetivamente reconhecido no resultado dos 3 últimos exercícios sociais****

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

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

13.4 Em relação ao plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, em vigor no último exercício social e previsto para o exercício social corrente, descrever:

- a. termos e condições gerais;**
- b. principais objetivos do plano;**
- c. forma como o plano contribui para esses objetivos;**
- d. como o plano se insere na política de remuneração do emissor;**
- e. como o plano alinha os interesses dos administradores e do emissor a curto, médio e longo prazo;**
- f. número máximo de ações abrangidas;**
- g. número máximo de opções a serem outorgadas;**
- h. condições de aquisição de ações;**
- i. critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício;**
- j. critérios para fixação do prazo de exercício;**
- k. forma de liquidação;**
- l. restrições à transferência das ações;**
- m. critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano;**
- n. efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações.**

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

13.5 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

13.5 Em relação à remuneração baseada em ações reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

- a. órgão**
- b. número total de membros**
- c. número de membros remunerados**
- d. em relação a cada outorga de opções de compra de ações:**
 - i. data de outorga;**
 - ii. quantidade de opções outorgadas;**
 - iii. prazo para que as opções se tornem exercíveis;**
 - iv. prazo máximo para exercício das opções;**
 - v. prazo de restrição à transferência das ações;**
 - vi. preço médio ponderado de exercício de cada um dos seguintes grupos de opções:**
 - em aberto no início do exercício social;**
 - perdidas durante o exercício social;**
 - exercidas durante o exercício social;**
 - expiradas durante o exercício social;**
- e. valor justo das opções na data de outorga;**
- f. diluição potencial em caso de exercício de todas as opções outorgadas.**

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

13.6 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária

13.6 Em relação às opções em aberto do conselho de administração e da diretoria estatutária ao final do último exercício social, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

- a. órgão**
- b. número de membros**
- c. números de membros remunerados**
- d. em relação às opções ainda não exercíveis**
 - i. quantidade**
 - ii. data em que se tornarão exercíveis**
 - iii. prazo máximo para exercício das opções**
 - iv. prazo de restrição à transferência das ações**
 - v. preço médio ponderado de exercício**
 - vi. valor justo das opções no último dia do exercício social**
- e. em relação às opções exercíveis**
 - i. quantidade**
 - ii. prazo máximo para exercício das opções**
 - iii. prazo de restrição à transferência das ações**
 - iv. preço médio ponderado de exercício**
 - v. valor justo das opções no último dia do exercício social**
 - vi. valor justo do total das opções no último dia do exercício social**

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

13.7 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

13.7 Em relação às opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

- a. órgão;**
- b. número de membros;**
- c. número de membros remunerados**
- d. em relação às opções exercidas informar:**
 - i. número de ações;**
 - ii. preço médio ponderado de exercício;**
 - iii. valor total da diferença entre o valor de exercício e o valor de mercado das ações relativas às opções exercidas;**
- e. em relação às ações entregues informar:**
 - i. número de ações;**
 - ii. preço médio ponderado de aquisição;**
 - iii. valor total da diferença entre o valor de aquisição e o valor de mercado das ações adquiridas.**

Não há plano de remuneração baseado em ações para os administradores da Companhia nos últimos três exercícios sociais.

13.8 - Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.5 a 13.7 - Método de precificação do valor das ações e das opções

13.8 Descrição sumária das informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.5 a 13.7, tal como a explicação do método de precificação do valor das ações e das opções, indicando, no mínimo:

- a. modelo de precificação**
- b. dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco**
- c. método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado**
- d. forma de determinação da volatilidade esperada**
- e. se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo**

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

13.9 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão

13.9 Informar a quantidade de ações ou cotas direta ou indiretamente detidas, no Brasil ou no exterior, e outros valores mobiliários conversíveis em ações ou cotas, emitidos pelo emissor, seus controladores diretos ou indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum, por membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão

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

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

13.10 Em relação aos planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários, fornecer as seguintes informações em forma de tabela:

- a. órgão**
- b. número de membros**
- c. número de membros remunerados**
- d. nome do plano**
- e. quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar**
- f. condições para se aposentar antecipadamente**
- g. valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores**
- h. valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores**
- i. se há a possibilidade de resgate antecipado e quais as condições**

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

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

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria

13.12 Descrição dos arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturam mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria, indicando quais as consequências financeiras para o emissor

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

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 2015 | | | |
|---------------------------------|----------------------------------|------------------------|------------------------------|
| Órgão | Conselho de Administração | Conselho Fiscal | Diretoria Estatutária |
| Percentual da remuneração total | 0% | 0% | 58% |

| EXERCÍCIO DE 2016 | | | |
|---------------------------------|----------------------------------|------------------------|------------------------------|
| Órgão | Conselho de Administração | Conselho Fiscal | Diretoria Estatutária |
| Percentual da remuneração total | 0% | 0% | 49% |

| EXERCÍCIO DE 2017 | | | |
|---------------------------------|----------------------------------|------------------------|------------------------------|
| Órgão | Conselho de Administração | Conselho Fiscal | Diretoria Estatutária |
| Percentual da remuneração total | 0% | 0% | 39% |

13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam

13.14 Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar os valores reconhecidos no resultado do emissor como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam, como por exemplo, comissões e serviços de consultoria ou assessoria prestados.

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

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, 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 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 | - | - | 1.429 | 1.429 |

| EXERCÍCIO DE 2016 ⁽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 2016 - 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 | - | - | 2.124 | 2.124 |

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 2017 ⁽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 | - | - | 4.818 | 4.818 |
| Controladas do emissor | - | - | - | - |
| Sociedades sob controle comum | - | - | 5.098 | 5.098 |

(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 2017 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR | | | | |
|--|----------------------------------|------------------------|------------------------------|--------------|
| Órgão | Conselho de Administração | Conselho Fiscal | Diretoria Estatutária | Total |
| | <i>(Em R\$ mil)</i> | | | |
| Controladores diretos e indiretos | - | - | - | - |
| Controladas do emissor | - | - | - | - |
| Sociedades sob controle comum | - | - | - | - |

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

O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do item 10.2.13.b do Ofício-Circular/CVM/SEP/ nº002/2018, conforme detalhado nas planilhas abaixo em cada exercício social:

| EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 | | | |
|---|----------------------------------|------------------------|------------------------------|
| 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 | 5 |
| Junho | 3 | 0 | 5 |
| Julho | 3 | 0 | 5 |
| Agosto | 3 | 0 | 5 |
| Setembro | 3 | 0 | 5 |
| Outubro | 3 | 0 | 5 |
| Novembro | 3 | 0 | 5 |
| Dezembro | 3 | 0 | 5 |

| EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 | | | |
|---|----------------------------------|------------------------|------------------------------|
| Mês | Conselho de Administração | Conselho Fiscal | Diretoria Estatutária |
| Janeiro | 3 | 0 | 5 |
| Fevereiro | 3 | 0 | 5 |
| Março | 3 | 0 | 5 |
| Abril | 3 | 0 | 5 |
| Maio | 3 | 0 | 5 |
| Junho | 3 | 0 | 5 |
| 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 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 | 6 |
| Junho | 3 | 0 | 6 |
| Julho | 3 | 0 | 6 |
| Agosto | 3 | 0 | 6 |
| Setembro | 3 | 0 | 5 |
| Outubro | 3 | 0 | 5 |
| Novembro | 3 | 0 | 5 |
| Dezembro | 3 | 0 | 5 |

14.1 - Descrição dos recursos humanos**14 Recursos humanos****14.1 Descrever os recursos humanos do emissor, fornecendo as seguintes informações:****a. número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica);**

O número de colaboradores divulgado abaixo compreende todas as localidades atendidas pela RGE:

| Localização Geográfica | Atividade Desempenhada | Número de Colaboradores 2017 | Número de Colaboradores 2016 | Número de Colaboradores 2015 |
|-------------------------------|--------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| São Paulo | Corporativo | 43 | 42 | 27 |
| | Total São Paulo | 43 | 42 | 27 |
| Rio Grande do Sul | Distribuição | 1.479 | 1.458 | 1.399 |
| | | 190 | 248 | 259 |
| | Total Rio Grande do Sul | 1.669 | 1.706 | 1.658 |
| Total Geral | | 1.712 | 1.748 | 1.685 |

b. número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica);

A RGE terceiriza algumas atividades inerentes a concessão do serviço público de energia elétrica por meio de contrato de prestação de serviços medido em unidades por atividades. Não há, assim, controle das pessoas envolvidas e nem o controle quantitativo de homem/hora (Hh).

c. índice de rotatividade;

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

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos

14.2 Comentar qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item 14.1 acima.

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

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

| |
|--|
| 14.3 Descrever as políticas de remuneração dos empregados do emissor, informando: |
|--|

a. política de salários e remuneração variável

b. política de benefícios

c. características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores, identificando:

i. grupos de beneficiários;

ii. condições para exercício;

iii. preços de exercício;

iv. prazos de exercício;

v. quantidade de ações comprometidas pelo plano.

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

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos

| |
|---|
| 14.4 Descrever as relações entre o emissor e sindicatos, indicando se houve paralisações e greves nos 3 últimos exercícios sociais |
|---|

A Rio Grande Energia S.A. mantém relacionamento com 1 sindicato, reconhecendo- como o representante legal e legítimo dos colaboradores para o encaminhamento de suas reivindicações.

O instrumento coletivo celebrado com essa entidade sindical representa para a RGE o instrumento fundamental a reger as relações de trabalho e suas disposições serão integralmente cumpridas no período de sua vigência.

A RGE considera indispensável para o desenvolvimento saudável das relações com o Sindicato, o permanente respeito mútuo entre as partes e a lisura nos procedimentos, garantindo total imparcialidade, seja qual for à entidade sindical. A empresa acredita manter boas relações com o sindicato que representa seus colaboradores, evidenciado pelo fato de não termos ocorrência de nenhuma greve que tenha afetado materialmente as operações da empresa nos últimos 15 anos.

A empresa garante aos seus colaboradores a livre associação sindical em conformidade com disposto no Artigo 8º da Constituição Federal.

Atualmente a empresa possui instrumento de acordo coletivo com o sindicato abaixo listado:

- SENERGISUL – Sindicato dos Assalariados Ativos, Aposentados e Pensionistas, nas Empresas Geradoras, ou Transmissoras, ou Distribuidoras, ou Afins de Energia Elétrica no Estado do Rio Grande do Sul, e Assistidos por Fundações de Seguridade Privada Originadas no Setor Elétrico.

14.5 - Outras informações relevantes

14.5 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

A Companhia esclarece que não possui política específica acerca das atividades do departamento de recursos humanos.

Todas as demais informações relevantes sobre recursos humanos foram divulgadas nos itens 14.1 e 14.4.

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 | 26/12/2017 | | |
| Não | | | | | | |
| | 1.019.789.776 | 100,000000% | 0 | 0,000000% | 1.019.789.776 | 100,000000% |
| 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 | | | | | | |
| | 1.019.789.776 | 100,000000% | 0 | 0,000000% | 1.019.789.776 | 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 | | | | | | |
| 53.392.844 | 5,240000 | 0 | 0,000000 | 53.392.844 | 5,240000 | |
| State Grid Brazil Power Participações S.A. | | | | | | |
| 26.002.119/0001-97 | Brasileira-SP | Não | Sim | 30/11/2017 | | |
| Não | | | | | | |
| 730.435.698 | 71,760000 | 0 | 0,000000 | 730.435.698 | 71,760000 | |
| 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 |

15.1 / 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 | |
| State Grid Brazil Power Participações S.A. | | | | 26.002.119/0001-97 | | |
| International Grid Holdings Limited | | | | | | |
| 11.823.391/0001-60 | Ilhas Virgens Britânicas | Não | Sim | 31/07/2017 | | |
| Sim | Jiang Xiaojun/Li Hong/Li Lequan | | Física | | | |
| 14.299.999.999 | 99,999000 | 0 | 0,000000 | 14.299.999.999 | 99,999000 | |
| Classe ação | Qtde. de ações (Unidades) | Ações % | | | | |
| TOTAL | 0 | 0.000000 | | | | |
| OUTROS | | | | | | |
| 0 | 0,000000 | 0 | 0,000000 | 0 | 0,000000 | |
| Top View Grid Investment Limited | | | | | | |
| 11.823.389/0001-91 | Ilhas Virgens Britânicas | Não | Não | 31/07/2017 | | |
| Sim | Jiang Xiaojun/Li Hong/Li Lequan | | Física | | | |
| 1 | 0,001000 | 0 | 0,000000 | 1 | 0,001000 | |
| Classe ação | Qtde. de ações (Unidades) | Ações % | | | | |
| TOTAL | 0 | 0.000000 | | | | |
| TOTAL | | | | | | |
| 14.300.000.000 | 100,000000 | 0 | 0,000000 | 14.300.000.000 | 100,000000 | |

15.1 / 15.2 - Posição acionária

| CONTROLADORA / INVESTIDORA | | | | | | |
|--|---|--------------------------------------|-----------------------|---------------------------------|---------------------------|--|
| ACIONISTA | | | | | | |
| CPF/CNPJ acionista | Nacionalidade-UF | Participa de acordo de acionistas | Acionista controlador | Última alteração | | |
| 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 | |
| International Grid Holdings Limited | | | | 11.823.391/0001-60 | | |
| OUTROS | | | | | | |
| 0 | 0,000000 | 0 | 0,000000 | 0 | 0,000000 | |
| State Grid International Development Limited | | | | | | |
| 12.906.328/0001-50 | Hong Kong | Não | Sim | 31/07/2017 | | |
| Sim | | Hu Yuhai | Fisica | | | |
| 1 | 100,000000 | 0 | 0,000000 | 1 | 100,000000 | |
| Classe ação | Qtde. de ações (Unidades) | Ações % | | | | |
| TOTAL | 0 | 0.000000 | | | | |
| TOTAL | | | | | | |
| 1 | 100,000000 | 0 | 0,000000 | 1 | 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 |
| Top View Grid Investment Limited | | | | 11.823.389/0001-91 | |
| OUTROS | | | | | |
| 0 | 0,000000 | 0 | 0,000000 | 0 | 0,000000 |
| State Grid International Development Limited | | | | | |
| 12.906.328/0001-50 | Hong Kong | Não | Sim | 31/07/2017 | |
| Sim | | Hu Yuhai | Fisica | | |
| 1 | 100,000000 | 0 | 0,000000 | 1 | 100,000000 |
| Classe ação | Qtde. de ações (Unidades) | Ações % | | | |
| TOTAL | 0 | 0.000000 | | | |
| TOTAL | | | | | |
| 1 | 100,000000 | 0 | 0,000000 | 1 | 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 |
| State Grid International Development Limited | | | | 12.906.328/0001-50 | |
| OUTROS | | | | | |
| 0 | 0,000000 | 0 | 0,000000 | 0 | 0,000000 |
| State Grid International Development Co., Ltd | | | | | |
| 18.022.960/0001-18 | China | Não | Sim | 31/07/2017 | |
| Sim | | Hu Yuhai | Física | | |
| 21.429.327.845 | 100,000000 | 0 | 0,000000 | 21.429.327.845 | 21,320000 |
| Classe ação | Qtde. de ações (Unidades) | Ações % | | | |
| TOTAL | 0 | 0,000000 | | | |
| State Grid Overseas Investment Ltd | | | | | |
| | Hong Kong | Não | Não | 31/07/2017 | |
| Sim | | Li Ronghua | Física | | |
| 0 | 0,000000 | 79.091.019.116 | 100,000000 | 79.091.019.116 | 78,680000 |
| Classe ação | Qtde. de ações (Unidades) | Ações % | | | |
| TOTAL | 0 | 0,000000 | | | |
| TOTAL | | | | | |
| 21.429.327.845 | 100,000000 | 79.091.019.116 | 100,000000 | 100.520.346.961 | 100,000000 |

15.1 / 15.2 - Posição acionária

| CONTROLADORA / INVESTIDORA | | | | | | |
|---|---|--------------------------------------|-----------------------|---------------------------------|---------------------------|--------------------------|
| ACIONISTA | | | | | | |
| CPF/CNPJ acionista | Nacionalidade-UF | Participa de acordo de acionistas | Acionista controlador | Última alteração | | |
| 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 | |
| State Grid International Development Co., Ltd | | | | 18.022.960/0001-18 | | |
| OUTROS | | | | | | |
| 0 | 0,000000 | 0 | 0,000000 | 0 | 0,000000 | |
| State Grid Corporation of China | | | | | | |
| Sim | China | Não | Sim | 31/07/2017 | | |
| 7.131.288.000 | Shu Yinbiao | 0 | Física | 7.131.288.000 | 100,000000 | |
| Classe ação | | | | | | |
| TOTAL | | Qtde. de ações (Unidades) | Ações % | | | |
| TOTAL | | 0 | 0.000000 | | | |
| TOTAL | | | | | | |
| TOTAL | | 7.131.288.000 | 100,000000 | 0 | 0,000000 | 7.131.288.000 100,000000 |

15.1 / 15.2 - Posição acionária

| CONTROLADORA / INVESTIDORA | | | | | | |
|---|---|--------------------------------------|-----------------------|---------------------------------|---------------------------|--|
| ACIONISTA | | | | | | |
| CPF/CNPJ acionista | Nacionalidade-UF | Participa de acordo de acionistas | Acionista controlador | Última alteração | | |
| 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 | |
| State Grid Overseas Investment Ltd | | | | | | |
| OUTROS | | | | | | |
| 0 | 0,000000 | 0 | 0,000000 | 0 | 0,000000 | |
| State Grid Corporation of China | | | | | | |
| Sim | China | Não | Sim | 31/07/2017 | | |
| 100 | 100,000000 | 0 | 0,000000 | 100 | 100,000000 | |
| Classe ação | | | | | | |
| Qtde. de ações (Unidades) | | Ações % | | | | |
| TOTAL | 0 | 0.000000 | | | | |
| TOTAL | | | | | | |
| 100 | 100,000000 | 0 | 0,000000 | 100 | 100,000000 | |

15.3 - Distribuição de capital

| | |
|---|------------|
| Data da última assembleia / Data da última alteração | 27/04/2018 |
| Quantidade acionistas pessoa física (Unidades) | 0 |
| Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades) | 1 |
| Quantidade investidores institucionais (Unidades) | 0 |

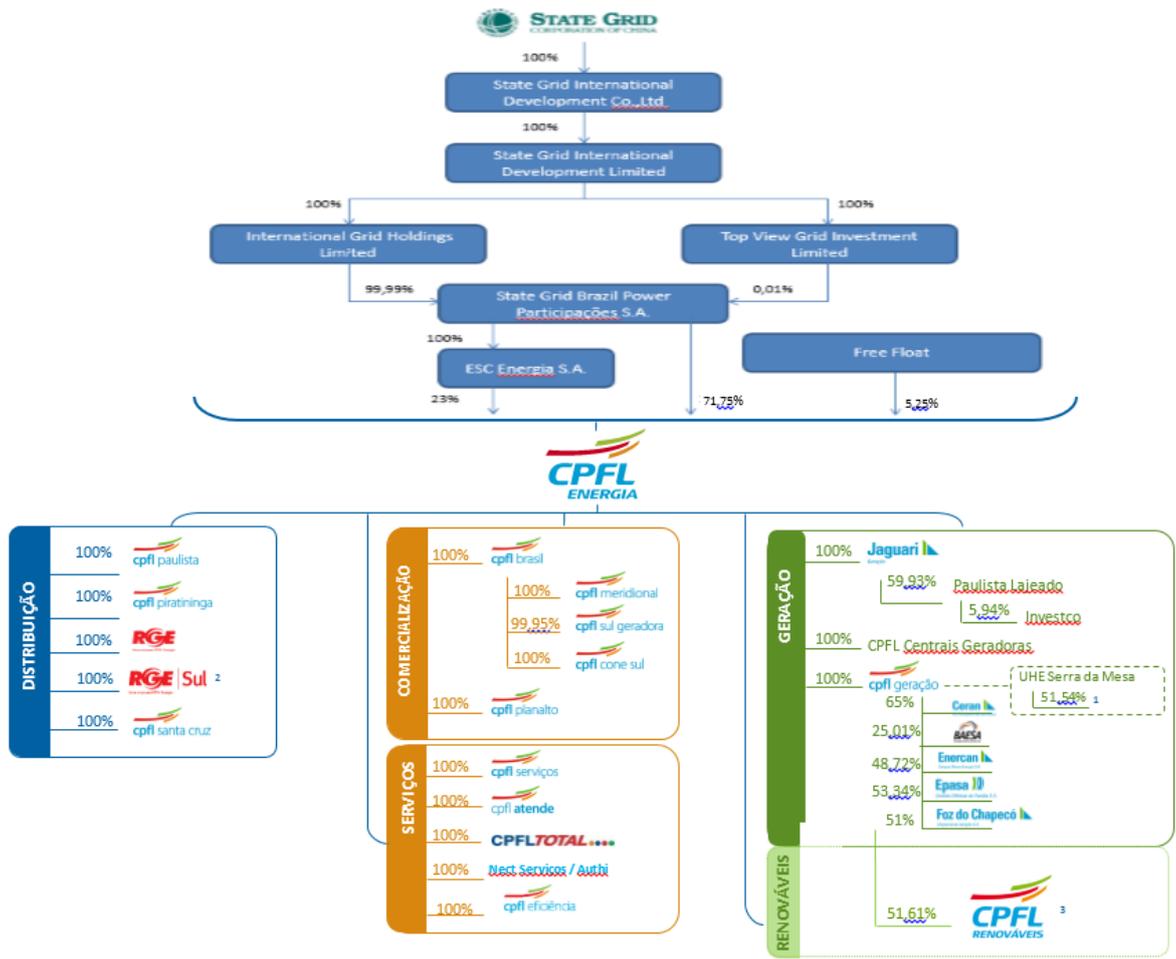
Ações em Circulação

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% |
| Preferencial Classe A | 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: 30/04/2018

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) A RGE Sul é detida pela CPFL Energia (76,3893%) e CPFL Brasil (23,4561%).
- (3) A CPFL Renováveis divulga o organograma de suas controladas em seu próprio Formulário de Referência.

A Companhia esclarece que o organograma ora apresentado possui um rol exemplificativo das empresas do Grupo CPFL. As empresas do Grupo CPFL descritas na íntegra encontram-se no item 15.4.(e) abaixo.

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 e tem como acionista controlador direto a empresa State Grid Brazil Power Participações S.A. ("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.

15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

b. principais controladas e coligadas do emissor

A Companhia não possui controladas e ou coligadas.

c. participações do emissor em sociedades do grupo

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 dezembro de 2017 está assim distribuída:

| Acionistas | Quantidade de ações | | |
|------------------------|----------------------|----------------------|---------------|
| | Ordinárias | Total | % |
| CPFL Energia S/A | 1.019.789.776 | 1.019.789.776 | 100,00 |
| Total das ações | 1.019.789.776 | 1.019.789.776 | 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 2017:

Distribuidoras

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

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

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
- ✓ Sul Geradora Participações S.A. – Sul Geradora

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

15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

Outras

- ✓ CPFL Jaguari de Geração de Energia Ltda. – CPFL Jaguari Geração
- ✓ Chapecoense Geração S.A – Chapecoense (controlada em conjunto)
- ✓ CPFL Telecom S.A. – CPFL Telecom
- ✓ CPFL Transmissão Piracicaba S.A. – CPFL Transmissão Piracicaba
- ✓ CPFL Transmissão Morro Agudo S.A. – CPFL Transmissão Morro Agudo

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

15.5 Com relação a qualquer acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte, regulando o exercício do direito de voto ou a transferência de ações de emissão do emissor, indicar:

- a. partes;**
- b. data de celebração;**
- c. prazo de vigência;**
- d. descrição das cláusulas relativas ao exercício do direito de voto e do poder de controle;**
- e. descrição das cláusulas relativas à indicação de administradores, membros de comitês estatutários ou de pessoas que assumam posições gerenciais;**
- f. descrição das cláusulas relativas à transferência de ações e à preferência para adquiri-las;**
- g. descrição das cláusulas que restrinjam ou vinculem o direito de voto de membros do conselho de administração ou de outros órgãos de fiscalização e controle.**

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

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor

15.6 Indicar alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor.

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

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

2017:

| Evento | Alienação de controle societário da CPFL Energia |
|--|---|
| Principais Condições do Negócio | <p>Em 23 de janeiro de 2017 foi realizado o fechamento do Contrato de Aquisição de Ações datado de 02 de setembro de 2016 e celebrado entre a State Grid Brazil Power Participações S.A., a Camargo Corrêa S.A., a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI, a Fundação CESP, a Fundação Sistel de Seguridade Social, a Fundação Petrobras de Seguridade Social – PETROS e a Fundação SABESP de Seguridade Social — SABESPREV.</p> <p>Na mesma data, a State Grid Brazil Power Participações S.A. também adquiriu 100% do capital social da ESC Energia S.A.</p> <p>Conseqüentemente, a partir desta data, a State Grid Brazil Power Participações S.A., tornou-se o único controlador da CPFL Energia.</p> |
| Sociedades Envolvidas | <p>(i) CPFL Energia (ii) Camargo Corrêa S.A. (iii) Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - PREVI (iv) Fundação CESP (v) Fundação SISTEL de Seguridade Social (vi) Fundação Petrobrás de Seguridade Social –PETROS (vii) Fundação SABESP de Seguridade Social - SABESPREV (viii) State Grid Brazil Power Participações S.A.</p> |
| Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da CPFL Energia | <p>Houve alteração completa do quadro de controle da CPFL Energia, com alienação integral das ações vinculadas ao Bloco de Controle da CPFL Energia para a State Grid Brazil Power Participações S.A., que passou a ser a única controladora da CPFL Energia.</p> |

15.7 - Principais operações societárias

| | |
|---|--|
| <p>Quadro societário antes e depois da operação</p> | <p>Antes: <u>Controladores:</u> Camargo Corrêa S.A. e ESC Energia S.A. 239.983.515 ações ordinárias (23,6%) Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI 299.787.559 ações ordinárias (29,5%) Fundação CESP 51.048.952 ações ordinárias (5,0%) Fundação SISTEL de Seguridade Social 37.070.292 ações ordinárias (3,6%) Fundação Petrobrás de Seguridade Social – PETROS 28.056.260 ações ordinárias (2,8%) Fundação SABESPREV de Seguridade Social 696.561 ações ordinárias (0,1%)</p> <p>Depois: <u>Controlador:</u> State Grid Brazil Power Participações S.A. 556.164.817 ações ordinárias (54,6%), direta e indiretamente pela aquisição de 100% do capital social da ESC Energia.</p> |
| <p>Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas</p> | <p>Como a aquisição foi uma transação entre partes não relacionadas, as condições estabelecidas foram condições normais de mercado.</p> |

15.7 - Principais operações societárias**2018:**

| Evento | Incorporação Rio Grande Energia S/A. |
|--|---|
| Principais Condições do Negócio | Em 31 de dezembro de 2018, foi aprovado em Assembleia Geral Extraordinária e declarado efetiva com efeito a partir de 01 de janeiro de 2019, a incorporação da RGE, a variação patrimonial do Acervo ocorrida entre a data base do Laudo de Avaliação (31/10/2018) e a data da efetivação da incorporação (31/12/2018), será incluída na RGE Sul, sendo refletida em contas de resultado quando aplicável, com contrapartida em contas patrimoniais. Em decorrência da incorporação, a RGE é extinta e sucedida pela RGE Sul, no que tange a todos os seus direitos e obrigações. |
| Sociedades Envolvidas | (i) Rio Grande Energia S.A.; (ii) RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., |
| Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da CPFL Energia | Em decorrência da incorporação, a RGE foi extinta e sucedida pela RGE Sul, no que tange a todos os seus direitos e obrigações. |
| Quadro societário antes e depois da operação | Antes: <u>Controladores:</u> CPFL Energia 1.019789.776 ações ordinárias Depois: Em decorrência da incorporação, a RGE foi extinta e sucedida pela RGE Sul. |
| Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas | Foi utilizado laudo de avaliação independente para apuração do acervo a ser transferido. |

15.8 - Outras informações relevantes

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

Complemento às informações dos itens 15.1/2 e 15.4:

Conforme ordenamento jurídico chinês, a população da República Democrática da China é a proprietária da State Grid Corporation of China, de forma que a entidade não possui acionistas.

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas

16 Transações com partes relacionadas

16.1 Descrever as regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas, conforme definidas pelas regras contábeis que tratam desse assunto, indicando, quando houver uma política formal adotada pelo emissor, o órgão responsável por sua aprovação, data de aprovação e, caso o emissor divulgue a política, os locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado.

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

16.2 - Informações sobre as transações com 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 Comercialização Brasil S.A. | 31/08/2015 | 78.253,92 | | 78.253,92 | 31/01/2018 | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Aluguel de imóvel | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Credor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Companhia Paulista de Força e Luz | 24/03/2015 | 168.245,76 | | 168.245,76 | 23/03/2019 | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Aluguel de imóvel - Sede | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| CPFL Energia S.A. | 31/12/2017 | 23.524.786,94 | 23.524.786,94 | 23.524.786,94 | 25/01/2018 | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Controladora | | | | | | |
| Objeto contrato | Dividendos a pagar | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

| Parte relacionada | Data transação | Montante envolvido (Reais) | Saldo existente | Montante (Reais) | Duração | Empréstimo ou outro tipo de dívida | Taxa de juros cobrados |
|--|---|----------------------------|-----------------|------------------|------------|------------------------------------|------------------------|
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. | 28/05/2015 | 2.820.677,90 | 6.034,81 | 2.820.677,90 | 28/05/2019 | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Transformadores de distribuição | | | | | | |
| Garantia e seguros | Multas por atrasos na conclusão dos serviços e em caso de rescisão | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Credor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. | 21/10/2013 | 15.526.574,00 | | 15.526.574,00 | 21/10/2018 | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Cadeia reversa | | | | | | |
| Garantia e seguros | Multas por atrasos na retirada e entrega dos materiais e em caso de rescisão | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Credor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. | 11/06/2015 | 49.415.419,60 | | 49.415.419,60 | 14/10/2019 | NÃO | 0,000000 |

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

| Parte relacionada | Data transação | Montante envolvido (Reais) | Saldo existente | Montante (Reais) | Duração | Empréstimo ou outro tipo de dívida | Taxa de juros cobrados |
|--|---|----------------------------|-----------------|------------------|------------|------------------------------------|------------------------|
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Obras em linhas de transmissão | | | | | | |
| Garantia e seguros | Multas por atrasos na conclusão dos serviços e em caso de rescisão | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. | 27/09/2013 | 16.845.414,15 | 212.074,62 | 16.845.414,15 | 26/01/2019 | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Reforma de equipamentos e cadeia reversa | | | | | | |
| Garantia e seguros | Multas por atrasos na conclusão dos serviços e em caso de rescisão | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. | 01/04/2014 | 2.311.384,35 | 41.712,56 | 2.311.384,35 | 31/03/2018 | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Serviços diversos | | | | | | |
| Garantia e seguros | Multas por atrasos na conclusão dos serviços e em caso de rescisão | | | | | | |

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

| Parte relacionada | Data transação | Montante envolvido (Reais) | Saldo existente | Montante (Reais) | Duração | Empréstimo ou outro tipo de dívida | Taxa de juros cobrados |
|--|---|----------------------------|-----------------|------------------|------------|------------------------------------|------------------------|
| Rescisão ou extinção | Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda. | 30/09/2016 | 78.120.309,96 | 1.189.891,96 | 78.120.309,96 | 01/12/2021 | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Auto atendimento via internet | | | | | | |
| Garantia e seguros | Service Level Agreement (SLA) e multas por descumprimento de índices e outras não conformidades | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Nect Serviços Administrativos Ltda. | 29/04/2014 | 46.352.123,53 | 3.680.984,11 | 46.352.123,53 | 28/02/2019 | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Centro de serviços compartilhados | | | | | | |
| Garantia e seguros | Multas por atrasos na conclusão dos serviços e em caso de rescisão | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| 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 |
|---|---|----------------------------|-----------------|------------------|---------------|------------------------------------|------------------------|
| TI Nect Serviços de Informática Ltda. | 24/04/2015 | 44.152.438,07 | 3.396.435,39 | 44.152.438,07 | 28/02/2019 | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Centro de serviços compartilhados | | | | | | |
| Garantia e seguros | Multas por atrasos na conclusão dos serviços e em caso de rescisão | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| CPFL Geração de Energia S.A. | | 140.743,60 | 11.254,91 | 140.743,60 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Cotas de energia de centrais geradoras | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Paulista Lajeado Energia S.A. | 13/03/2006 | 4.587,95 | | 4.587,95 | 31/12/2037 | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Suprimento de energia | | | | | | |
| Garantia e seguros | Contrato de Constituição de Garantia | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | Falência, dissolução ou liquidação, inadimplência. | | | | | | |

16.2 - Informações sobre as transações com 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 | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Centrais Elétricas da Paraíba S.A. | 14/01/2008 | 40.655.391,01 | 361.920,59 | 40.655.391,01 | 31/12/2024 | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Suprimento de energia | | | | | | |
| Garantia e seguros | Contrato de Constituição de Garantia | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | Falência, dissolução ou liquidação, inadimplência. | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| CERAN-Companhia Energética Rio das Antas | 10/02/2010 | 1.364.839,78 | 4.518,76 | 1.364.839,78 | 31/12/2039 | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Compra de energia | | | | | | |
| Garantia e seguros | Contrato de Constituição de Garantia | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | Falência, dissolução ou liquidação, inadimplência. | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Foz do Chapecó Energia S.A. | 25/02/2008 | 587.771.972,14 | 2.305.175,92 | 587.771.972,14 | 31/12/2041 | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob 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 | Suprimento de energia | | | | | | |
| Garantia e seguros | Contrato de Constituição de Garantia | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | Falência, dissolução ou liquidação, inadimplência. | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Sul Centrais Elétricas | | 68.393,65 | 5.943,50 | 68.393,65 | | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (a receber) | | | | | | |
| Garantia e seguros | | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Credor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| SPE Arvoredo Energia S.A. | 17/12/2014 | 1.709.346,25 | 4.178,66 | 1.709.346,25 | 31/12/2039 | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Compra de energia | | | | | | |
| Garantia e seguros | Contrato de Constituição de Garantia | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | Falência, dissolução ou liquidação, entre outros. | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| 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 |
|---|---|----------------------------|-----------------|------------------|------------|------------------------------------|------------------------|
| SPE Varginha Energia S.A. | 17/12/2014 | 976.769,05 | 2.387,77 | 976.769,05 | 31/12/2039 | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Compra de energia | | | | | | |
| Garantia e seguros | Contrato de Constituição de Garantia | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | Falência, dissolução ou liquidação, entre outros. | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Santa Luzia Energética S.A. | 01/09/2012 | 3.418.701,93 | 8.356,82 | 3.418.701,93 | 01/01/2039 | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Compra de energia | | | | | | |
| Garantia e seguros | Contrato de Constituição de Garantia | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | Falência, dissolução ou liquidação, entre outros. | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| CPFL Bio Ester Ltda. | 13/01/2015 | 901.777,35 | 10.184,78 | 901.777,35 | 31/12/2024 | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Compra de energia | | | | | | |
| 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 | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| DESA MORRO DOS VENTOS II S.A. | 24/09/2013 | 11.107.022,80 | | 11.107.022,80 | 31/12/2035 | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Compra de energia | | | | | | |
| Garantia e seguros | Contrato de Constituição de Garantia | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | Falência, dissolução ou liquidação, entre outros. | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| CPFL Transmissão Piracicaba S.A. | 04/08/2017 | 26.458,92 | | 26.458,92 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Encargos de venda de energia | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| CPFL Transmissão Morro Agudo S.A. | 04/08/2017 | 11.459,65 | | 11.459,65 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob 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 | Encargos de venda de energia | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. | 12/01/2015 | 4.828.584,11 | 605.468,56 | 4.828.584,11 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (a receber) | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Credor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. | | 590,68 | | 590,68 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Atualizações financeiras de faturas em aberto | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Credor | | | | | | |

16.2 - Informações sobre as transações com 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 Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda. | | 17.180,45 | | 17.180,45 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Atualizações financeiras de faturas em aberto | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Nect Serviços Administrativos Ltda. | | 40.202,36 | 25.201,88 | 40.202,36 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Atualizações financeiras de faturas em aberto | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| TI Nect Serviços de Informática Ltda. | | 42.730,22 | 25.636,78 | 42.730,22 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Atualizações financeiras de faturas em aberto | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

| Parte relacionada | Data transação | Montante envolvido (Reais) | Saldo existente | Montante (Reais) | Duração | Empréstimo ou outro tipo de dívida | Taxa de juros cobrados |
|--|------------------------------|----------------------------|-----------------|------------------|---------------|------------------------------------|------------------------|
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Instituto CPFL | | 510.721,27 | | 510.721,27 | Indefinido | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades de terceiro setor | | | | | | |
| Objeto contrato | Contribuições Associativas | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Araraquara Transmissora de Energia S.A | 01/01/2017 | 237.326,71 | | 237.326,71 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Encargos de transmissão | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Atlantico - Concessionária de Transmissão de Energia Do Brasil S.A | 01/01/2017 | 46.122,32 | | 46.122,32 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

| Parte relacionada | Data transação | Montante envolvido (Reais) | Saldo existente | Montante (Reais) | Duração | Empréstimo ou outro tipo de dívida | Taxa de juros cobrados |
|---|------------------------------|----------------------------|-----------------|------------------|---------------|------------------------------------|------------------------|
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Encargos de transmissão | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Catxere Transmissora de Energia S.A | 01/01/2017 | 546.024,23 | | 546.024,23 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Encargos de transmissão | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Expansion Transmissão de Energia Eletrica S.A | 01/01/2017 | 1.525.249,27 | | 1.525.249,27 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Encargos de transmissão | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |

16.2 - Informações sobre as transações com 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 | | | | | | | |
| Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo S.A | 01/01/2017 | 723.055,17 | | 723.055,17 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Encargos de transmissão | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Guaraciaba Transmissora de Energia (TP Sul) S.A | 01/01/2017 | 779.765,45 | | 779.765,45 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Encargos de transmissão | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Iracema Transmissora de Energia S.A | 01/01/2017 | 249.788,19 | | 249.788,19 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Encargos de transmissão | | | | | | |

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

| Parte relacionada | Data transação | Montante envolvido (Reais) | Saldo existente | Montante (Reais) | Duração | Empréstimo ou outro tipo de dívida | Taxa de juros cobrados |
|--|------------------------------|----------------------------|-----------------|------------------|---------------|------------------------------------|------------------------|
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Itumbiara Transmissora de Energia S.A | 01/01/2017 | 1.976.775,49 | | 1.976.775,49 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Encargos de transmissão | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Linhas de Transmissão de Montes Claros S.A | 01/01/2017 | 259.384,92 | | 259.384,92 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Encargos de transmissão | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Linhas de Transmissão do Itatim S.A | 01/01/2017 | 480.817,28 | | 480.817,28 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

| Parte relacionada | Data transação | Montante envolvido (Reais) | Saldo existente | Montante (Reais) | Duração | Empréstimo ou outro tipo de dívida | Taxa de juros cobrados |
|---|------------------------------|----------------------------|-----------------|------------------|---------------|------------------------------------|------------------------|
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Encargos de transmissão | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Luziania Niquelandia Transmissora S.A | 01/01/2017 | 41.003,26 | | 41.003,26 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Encargos de transmissão | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Marechal Rondon Transmissora de Energia S.A | 01/01/2017 | 63.151,16 | 11.111,51 | 63.151,16 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Encargos de transmissão | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

| Parte relacionada | Data transação | Montante envolvido (Reais) | Saldo existente | Montante (Reais) | Duração | Empréstimo ou outro tipo de dívida | Taxa de juros cobrados |
|--|------------------------------|----------------------------|-----------------|------------------|---------------|------------------------------------|------------------------|
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Matrincha Transmissora de Energia (TP Norte) S.A | 01/01/2017 | 1.580.175,01 | | 1.580.175,01 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Encargos de transmissão | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Paranaíba Transmissora de Energia S.A | 01/01/2017 | 929.296,95 | | 929.296,95 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Encargos de transmissão | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Poços de Caldas Transmissora de Energia S.A | 01/01/2017 | 374.847,76 | | 374.847,76 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Encargos de transmissão | | | | | | |

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

| Parte relacionada | Data transação | Montante envolvido (Reais) | Saldo existente | Montante (Reais) | Duração | Empréstimo ou outro tipo de dívida | Taxa de juros cobrados |
|---|------------------------------|----------------------------|-----------------|------------------|---------------|------------------------------------|------------------------|
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Porto Primavera Transmissora de Energia S.A | 01/01/2017 | 825.050,39 | | 825.050,39 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Encargos de transmissão | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Ribeirão Preto Transmissora de Energia S.A | 01/01/2017 | 296.010,78 | | 296.010,78 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Encargos de transmissão | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Serra da Mesa Transmissora de Energia S.A | 01/01/2017 | 1.216.164,89 | | 1.216.164,89 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

| Parte relacionada | Data transação | Montante envolvido (Reais) | Saldo existente | Montante (Reais) | Duração | Empréstimo ou outro tipo de dívida | Taxa de juros cobrados |
|--|------------------------------|----------------------------|-----------------|------------------|---------------|------------------------------------|------------------------|
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Encargos de transmissão | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Serra Paracatu Transmissora de Energia S.A | 01/01/2017 | 328.074,61 | | 328.074,61 | Indeterminado | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Encargos de transmissão | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. | | 0,00 | 4.962.219,12 | | | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | | | | | | | |
| Garantia e seguros | | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | | | | | | | |

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

| Parte relacionada | Data transação | Montante envolvido (Reais) | Saldo existente | Montante (Reais) | Duração | Empréstimo ou outro tipo de dívida | Taxa de juros cobrados |
|---|---|----------------------------|-----------------|------------------|------------|------------------------------------|------------------------|
| Posição contratual do emissor | Credor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| CPFL Comercialização Brasil S.A. | | 36.985,35 | 4.090,49 | 36.985,35 | Indefinido | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Alocação de despesas de RH - Recuperação de custo | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Credor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| CPFL Comercialização Brasil S.A. | | 78.259,38 | 7.879,11 | 78.259,38 | Indefinido | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Alocação de despesas de RH - Absorção de custo | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| CPFL Comercialização Brasil S.A. | 31/08/2015 | 76.631,04 | | 76.631,04 | 31/01/2018 | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Alocação de despesas de Condomínio - Recuperação de custo | | | | | | |

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

| Parte relacionada | Data transação | Montante envolvido (Reais) | Saldo existente | Montante (Reais) | Duração | Empréstimo ou outro tipo de dívida | Taxa de juros cobrados |
|---|---|----------------------------|-----------------|------------------|------------|------------------------------------|------------------------|
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Credor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Companhia Paulista de Força e Luz | | 304.373,40 | 27.823,42 | 304.373,40 | Indefinido | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Alocação de despesas de RH - Recuperação de custo | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Credor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Companhia Paulista de Força e Luz | | 4.732.979,78 | 352.168,45 | 4.732.979,78 | Indefinido | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Alocação de despesas de RH - Absorção de custo | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Companhia Paulista de Força e Luz | 24/03/2015 | 35.876,76 | | 35.876,76 | 23/03/2019 | NÃO | 0,000000 |

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

| Parte relacionada | Data transação | Montante envolvido (Reais) | Saldo existente | Montante (Reais) | Duração | Empréstimo ou outro tipo de dívida | Taxa de juros cobrados |
|---|--|----------------------------|-----------------|------------------|------------|------------------------------------|------------------------|
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Alocação de despesas de Condomínio - Absorção de custo | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Companhia Piratininga de Força e Luz | | 144.749,40 | 13.508,20 | 144.749,40 | Indefinido | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Alocação de despesas de RH - Recuperação de custo | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Credor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Companhia Piratininga de Força e Luz | | 2.631.029,85 | 225.609,27 | 2.631.029,85 | Indefinido | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Alocação de despesas de RH - Absorção de custo | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

| Parte relacionada | Data transação | Montante envolvido (Reais) | Saldo existente | Montante (Reais) | Duração | Empréstimo ou outro tipo de dívida | Taxa de juros cobrados |
|---|---|----------------------------|-----------------|------------------|------------|------------------------------------|------------------------|
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Companhia Luz e Força Santa Cruz | | 13.214,71 | | 13.214,71 | Indefinido | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Alocação de despesas de RH - Recuperação de custo | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Credor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Companhia Luz e Força Santa Cruz | | 3.714,35 | | 3.714,35 | Indefinido | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Alocação de despesas de RH - Recuperação de custo | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Credor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Companhia Luz e Força Santa Cruz | | 4.954,09 | | 4.954,09 | Indefinido | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Alocação de despesas de RH - Recuperação de custo | | | | | | |

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

| Parte relacionada | Data transação | Montante envolvido (Reais) | Saldo existente | Montante (Reais) | Duração | Empréstimo ou outro tipo de dívida | Taxa de juros cobrados |
|---|---|----------------------------|-----------------|------------------|------------|------------------------------------|------------------------|
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Credor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Companhia Jaguarí de Energia | | 10.570,00 | 3.277,72 | 10.570,00 | Indefinido | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Alocação de despesas de RH - Recuperação de custo | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Credor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Companhia Jaguarí de Energia | | 119.647,15 | 6.932,77 | 119.647,15 | Indefinido | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Alocação de despesas de RH - Absorção de custo | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| Companhia Luz e Força Santa Cruz | | 2.582,36 | | 2.582,36 | Indefinido | 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 | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Alocação de despesas de RH - Recuperação de custo | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Credor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| CPFL Geração de Energia S.A. | | 37.194,98 | 4.104,50 | 37.194,98 | Indefinido | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Alocação de despesas de RH - Recuperação de custo | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Credor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| CPFL Geração de Energia S.A. | | 166.458,53 | 14.353,50 | 166.458,53 | Indefinido | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Alocação de despesas de RH - Absorção de custo | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

| Parte relacionada | Data transação | Montante envolvido (Reais) | Saldo existente | Montante (Reais) | Duração | Empréstimo ou outro tipo de dívida | Taxa de juros cobrados |
|--|---|----------------------------|-----------------|------------------|------------|------------------------------------|------------------------|
| Posição contratual do emissor | Devedor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| CPFL Energia S.A. | | 34.703,83 | 3.838,16 | 34.703,83 | Indefinido | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Controladora | | | | | | |
| Objeto contrato | Alocação de despesas de RH - Recuperação de custo | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Credor | | | | | | |
| Especificar | | | | | | | |
| CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. | | 13.308,61 | 1.471,91 | 13.308,61 | Indefinido | NÃO | 0,000000 |
| Relação com o emissor | Entidades sob controle comum | | | | | | |
| Objeto contrato | Alocação de despesas de RH - Recuperação de custo | | | | | | |
| Garantia e seguros | N/A | | | | | | |
| Rescisão ou extinção | N/A | | | | | | |
| Natureza e razão para a operação | N/A | | | | | | |
| Posição contratual do emissor | Credor | | | | | | |
| 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; e (b) demonstrar o caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado.

a. identificar as medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses

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 B3, a Companhia possui mecanismos internos para acompanhamento e controle das transações envolvendo Partes Relacionadas.

Até a Assembleia Geral Extraordinária realizada em 27 de abril de 2018, o Estatuto Social da controladora CPFL Energia, previa, em seu o Art. 17 alínea "m", que a celebração de seus contratos ou pelas sociedades direta ou indiretamente controladas, com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, direta ou indiretamente, de valor superior a R\$ 11.913.000,00 (onze milhões, novecentos e treze mil reais) (conforme corrigido pelo IGP-M). Em razão da reforma de determinadas disposições do Estatuto Social da CPFL Energia aprovada na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 27 de abril de 2018, esse limite foi alterado, e seu Estatuto Social passou a prever que o Conselho de Administração tem por atribuição autorizar prévia e expressamente a celebração de contratos pela controladora ou pelas sociedades direta ou indiretamente controladas com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, direta ou indiretamente, de valor superior a R\$ 11.851.000,00 (onze milhões, oitocentos e cinquenta e um mil reais) (conforme corrigido pelo IGP-M).

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 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 tais transações.

Visando garantir a identificação de transações realizadas entre a Companhia, sua controladora CPFL Energia e outras sociedades controladas com acionistas da CPFL Energia, evitando eventuais conflitos de interesse, o acionista forneceu à controladora CPFL Energia 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 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.

A Companhia esclarece que todas as transações descritas no item 16.2 deste Formulário de Referência estão sujeitas às políticas e dispositivos legais descritos neste item 16.3. (a).

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. Os contratos são negociados individualmente, sendo analisadas as condições usuais do mercado de cada região, respeitadas as particularidades de

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

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.

A Companhia esclarece que todas as transações descritas no item 16.2 deste Formulário de Referência estão sujeitas aos procedimentos, forma e condições descritos neste item 16.3. (b).

16.4 - Outras informações relevantes

| |
|---|
| 16.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes |
|---|

Informações adicionais sobre o item 16.2

A Companhia esclarece que as partes relacionadas (i) Paranaíba Transmissora de Energia S.A.; (ii) Poços de Caldas Transmissora de Energia S.A.; (iv) Matrincha Transmissora de Energia S.A.; (iv) Marechal Rondon Transmissora de Energia S.A.; (vi) Luziania Niquelândia Transmissora S.A.; (vii) Linha de Transmissão do Itatim S.A.; (v) Linha de Transmissão de Montes Claros S.A.; (viii) Itumbiara Transmissora de Energia S.A.; (ix) Iracema Transmissora de Energia S.A.; (x) Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.; (xi) Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo S.A.; (xii) Expansion Transmissão de Energia Elétrica S.A.; (xiii) Catxere Transmissora de Energia S.A.; (xiv) Atlântico - Concessionária de Transmissão de Energia do Brasil S.A.; (xv) Araraquara Transmissora de Energia S.A.; (xvi) Serra Paracatu Transmissora de Energia S.A.; (xvii) Ribeirão Preto Transmissora de Energia S.A.; (xviii) Porto Primavera Transmissora de Energia S.A. e (xix) Serra da Mesa Transmissora de Energia S.A., são sociedades pertencentes ao grupo econômico da State Grid, porém não fazem parte do Grupo CPFL.

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 | | | | |
| 26/12/2017 | 1.223.349.663,19 | | 1.019.789.776 | 0 | 1.019.789.776 |
| Capital social por classe de ações | | Outros títulos conversíveis em ações | | | |
| Classe de ação preferencial | Quantidade de ações (Unidades) | Título | Condições para conversão | | |
| | | NÃO HÁ | Não há | | |
| Tipo de capital | Capital Subscrito | | | | |
| 26/12/2017 | 1.223.349.663,19 | | 1.019.789.776 | 0 | 1.019.789.776 |
| Tipo de capital | Capital Integralizado | | | | |
| 26/12/2017 | 1.223.349.663,19 | | 1.019.789.776 | 0 | 1.019.789.776 |
| Tipo de capital | Capital Autorizado | | | | |
| 09/04/2007 | 16.000.000,00 | | 0 | 0 | 0 |

17.2 - Aumentos do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

17.4 - Informações sobre reduções do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

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.

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

18.2 Descrever, se existirem, as regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública.

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

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto

18.3 Descrever exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto.

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

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

| 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) | 17.000 |
| Pessoas Físicas (Unidades) | 0 |
| Pessoas Jurídicas (Unidades) | 0 |
| Investidores Institucionais (Unidades) | 1 |
| Valor nominal global (Reais) | 170.000.000,00 |
| Saldo devedor em aberto | 175.768.000,00 |
| 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. relevantes - Valores Mobiliários |
| Características dos valores mobiliários de dívida | |
| 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. relevantes - Valores Mobiliários |
| Outras características relevantes | Para maiores detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras Inf. relevantes - Valores Mobiliários |
| ----- | |
| 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) | 380.000 |
| Pessoas Físicas (Unidades) | 0 |
| Pessoas Jurídicas (Unidades) | 0 |
| Investidores Institucionais (Unidades) | 163 |
| Valor nominal global (Reais) | 380.000.000,00 |
| Saldo devedor em aberto | 392.958.000,00 |
| Restrição a circulação | Não |
| Conversibilidade | Não |

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

| | |
|---|--|
| 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. relevantes - Valores Mobiliários |
| Características dos valores mobiliários de dívida | |
| Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários | Para maiores detalhes sobre condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras Inf. relevantes - Valores Mobiliários |
| Outras características relevantes | Serão emitidas 380.000 debêntures, não conversíveis em ações, da 8ª Emissão, em 2 (duas) séries, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, sendo (i) 130.000 Debêntures da Primeira Série; e (ii) 250.000 Debêntures da Segunda Série. Para maiores detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras Inf. relevantes - Valores 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) | 500 |
| Pessoas Físicas (Unidades) | 0 |
| Pessoas Jurídicas (Unidades) | 0 |
| Investidores Institucionais (Unidades) | 29 |
| Valor nominal global (Reais) | 500.000.000,00 |
| Saldo devedor em aberto | 208.864.000,00 |
| 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 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 | |
| Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários | Vide item 18.12 |
| Outras características relevantes | Para maiores detalhes sobre as condições de vencimento antecipado e condições para alteração dos direitos assegurados para tais valores mobiliários vide texto anexo ao item 18.12 |

| | |
|-------------------------|-------------------|
| Valor mobiliário | Debêntures |
|-------------------------|-------------------|

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

| | |
|---|---|
| Identificação do valor mobiliário | 9ª Emissão de Debêntures |
| Data de emissão | 09/01/2018 |
| Data de vencimento | 09/01/2021 |
| Quantidade (Unidades) | 220.000 |
| Pessoas Físicas (Unidades) | 0 |
| Pessoas Jurídicas (Unidades) | 0 |
| Investidores Institucionais (Unidades) | 0 |
| Valor nominal global (Reais) | 220.000.000,00 |
| Saldo devedor em aberto | 0,00 |
| Restrição a circulação | Não |
| Conversibilidade | Não |
| Possibilidade resgate | Sim |
| Hipótese e cálculo do valor de resgate | Sim. Detalhes no item 18.12 |
| Características dos valores mobiliários de dívida | |
| Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários | Detalhes no item 18.12 |
| Outras características relevantes | Para maiores detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras informações relevantes. - Val. mobiliários |

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 B3, 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 no mercado nacional.

18.8 - Títulos emitidos no exterior

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não possui títulos emitidos no exterior.

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.**

Nos últimos três exercícios sociais, não ocorreu nenhuma oferta pública de ações do emissor, seja ela primária ou secundária.

No exercício social de 2017 houve a 8ª emissão das debêntures em 15 de fevereiro de 2017, cujo detalhes estão descritos nos itens 18.5, 18.10 e 18.12 deste Formulário de Referência.

Nos exercícios de 2015 e 2016 não houve emissão de debêntures.

18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios**18.10 Caso o emissor tenha feito oferta pública de distribuição de valores mobiliários, indicar:****a. como os recursos resultantes da oferta foram utilizados**

Em 15 de fevereiro de 2017, foram emitidas 380.000 debêntures, não conversíveis em ações, da 8ª Emissão, em 2 (duas) séries, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, sendo (i) 130.000 Debêntures da Primeira Série; e (ii) 250.000 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\$ 380.000.000,00 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.

b. se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição

Não se aplica.

c. caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios

Não se aplica.

18.11 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros**18.11 Descrever as ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiro**

Não houve nenhuma oferta pública de aquisição feitas pela Companhia relativas a ações de emissão de terceiro, seja ela primária ou secundária, nos últimos três exercícios sociais.

18.12 - Outras informações relevantes

18.12 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

A Companhia esclarece que o item 18.1 não foi preenchido por ser facultativo em função da mesma ser uma empresa classificada como categoria B. Seguem abaixo as informações referentes às condições de vencimento antecipado de cada Emissão de Debêntures da Companhia:

6ª Emissão da RGE

Condições de vencimento antecipado:

Observado o disposto abaixo, as Debêntures e todas as suas obrigações constantes 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 reais), no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data do 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 Extrato da Ata da 188ª Reunião do Conselho de Administração, 3 de 4 Funcionários do Banco do Brasil – 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 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 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 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 dias corridos da data do 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 Garantidora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo agente fiduciário da Emissão;

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

(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 que serão previstas na Escritura de Emissão;

(j) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Companhia e/ou Garantidora caso a Companhia e/ou Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias que serão descritas na Escritura de Emissão;

(k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Companhia e/ou 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;

(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, referentes 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 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 deste cálculo os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto a Fundação Cesp ("Funcesp"), bem como 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;

(m) transformação da Companhia ou 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 Força e Luz Mococa; e (v) Companhia Jaguarí de Geração de Energia.

Em fevereiro de 2017, antecipamos duas parcelas referente ao pagamento de debêntures de 6ª emissão, restando apenas uma parcela a ser paga em julho de 2019.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários:

Os titulares de Debêntures poderão, a qualquer tempo, reunir-se em Assembleia Geral, de acordo com o disposto no artigo 71 da Lei das Sociedades por Ações, a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos titulares de Debêntures. A Assembleia Geral de Debenturistas poderá ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em circulação, ou pela CVM.

18.12 - Outras informações relevantes

Aplicar-se-á à Assembleia Geral de Debenturistas, no que couber, o disposto na Lei das Sociedades por Ações, a respeito das assembleias gerais de acionistas. A Assembleia Geral de Debenturistas instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de titulares de Debêntures que representem, no mínimo, metade das Debêntures em Circulação e, em segunda convocação, com qualquer número. Cada Debênture conferirá a seu titular o direito a um voto nas Assembleias Gerais de Debenturistas, sendo admitida à constituição de mandatários, titulares de Debêntures ou não. Para efeito da constituição do quórum de instalação e/ou deliberação a que se refere acima, serão consideradas "Debêntures em Circulação" todas as Debêntures em circulação no mercado, excluídas as Debêntures que a Emissora possuir em tesouraria, ou que sejam de propriedade de seus controladores (inclusive da Garantidora) ou de qualquer de suas controladas ou coligadas, bem como dos respectivos diretores ou conselheiros e respectivos cônjuges. Para efeitos de quórum 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 titulares de Debêntures as informações que lhe forem solicitadas. A presidência da Assembleia Geral de Debenturistas caberá ao eleito pelos titulares das Debêntures ou àquele que for designado pela CVM. 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 quórum específico; ii) alteração e/ou renúncia a qualquer das hipóteses de vencimento antecipado estabelecidas acima; iii) modificação dos quóruns de deliberação estabelecidos no item 4.13 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 alterações relativas (i) à Remuneração das Debêntures, ou às datas de pagamento da Remuneração, (ii) ao prazo de vencimento das Debêntures e/ou (iii) aos eventos de vencimento antecipado previstos na Escritura de Emissão, (iv) os valores e datas de amortização do principal das Debêntures e/ou; (v) a alteração, substituição ou o reforço das garantias deverão ser aprovadas, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente, por Debenturistas que representem 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação. As deliberações tomadas pelos Debenturistas em Assembleias Gerais de Debenturistas, no âmbito de sua competência legal, observados os quóruns estabelecidos na Escritura de Emissão, serão existentes, válidas e eficazes perante a Emissora da obrigação a todos os titulares de Debêntures em circulação, independentemente de terem comparecido à Assembleia Geral de Debenturistas ou o voto proferido nas respectivas Assembleias Gerais de Debenturistas. Independentemente das formas 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 comparecem os titulares de todas as Debêntures em Circulação.

7ª Emissão da RGE

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"):

18.12 - Outras informações relevantes

Prêmio de Resgate = $P \times PU$

Onde:

$P = DD \times 0,50\%$, flat; e DT

$PU =$ 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.

Condições de vencimento antecipado:

Observado o disposto 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 da Escritura de Emissão, sem que haja anuência prévia dos titulares das Debêntures, conforme disposto no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações;

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

(e) proposta pela Emissora e/ou Garantidora, ou por qualquer de suas subsidiárias, a qualquer credor ou classe de credores de plano de recuperação judicial ou extrajudicial, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; requerimento pela Emissora e/ou Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente ou, ainda, pedido de autofalência pela Emissora ou pela Garantidora;

(f) protesto legítimo de títulos contra a Emissora, suas subsidiárias, e/ou Garantidora, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), 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 na 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, 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 (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

18.12 - Outras informações relevantes

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.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários:

Os Debenturistas poderão, a qualquer tempo, reunir-se em assembleia geral, de acordo com o disposto no artigo 71 da Lei das Sociedades por Ações, a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos Debenturistas. A Assembleia Geral de Debenturistas poderá ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 10% (dez 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 quórum de instalação e/ou deliberação a que se refere a Cláusula Sétima da Escritura de Emissão, 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 quórum 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 nesta 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 quórum 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 quóruns 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 quóruns 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 nesta Escritura de Emissão serão consideradas regulares as deliberações tomadas pelos Debenturistas em Assembleia Geral de Debenturistas a que comparecerem os titulares de todas as Debêntures em Circulação.

8ª Emissão da RGE

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 da Emissora e/ou da Garantidora,

18.12 - Outras informações relevantes

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 (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

18.12 - Outras informações relevantes

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 Funesp 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 Funesp, 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, 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:

18.12 - Outras informações relevantes

(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.

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.

18.12 - Outras informações relevantes

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.

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

18.12 - Outras informações relevantes

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 formula abaixo e pago integralmente na Data do Resgate Antecipado Facultativo Total:

$$\text{Prêmio} = 0,30\% \times (\text{DU})/252$$

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 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

18.12 - Outras informações relevantes

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 do 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.

9ª Emissão da RGE

Condições de vencimento antecipado

Observado o disposto nos itens 0 e seguintes abaixo, as Debêntures e todas as obrigações constantes desta Escritura de Emissão serão consideradas antecipadamente vencidas, tornando-se imediatamente exigível da Emissora e/ou da Garantidora, conforme o caso, o pagamento do Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a Data da Primeira Integralização das Debêntures, ou da última Data de Pagamento da Remuneração das Debêntures, 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 5 (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;

18.12 - Outras informações relevantes

- (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 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 permaneça no bloco de controle da Emissora e/ou da Garantidora;
- (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, 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 permanecer no bloco de controle da Emissora e/ou da Garantidora;
- (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 este valor atualizado 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, não sanada em 30 (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, por 2 (dois) semestres consecutivos, dos índices e limites financeiros abaixo indicados, os quais serão acompanhados pelo Agente Fiduciário com base em demonstrativo elaborado pela garantidora ao final de cada semestre civil, referente aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data do cálculo ("Índices Financeiros"). Caso até a Data de Vencimento das Debêntures a Garantidora seja submetida a índices e limites financeiros mais restritivos

18.12 - Outras informações relevantes

("Novos Índices") que os abaixo, ela deverá comunicar o Agente Fiduciário no prazo de 30 (trinta) dias contatos da celebração do instrumento que instituir os Novos Índices ou, de forma a impactar a próxima medição dos Índices Financeiros aqui previstos, o que ocorrer primeiro:

(i) razão 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 "(I)", 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) os Índices Financeiros serão calculados a partir do exercício social encerrado em 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

18.12 - Outras informações relevantes

(o) descumprimento da obrigação de destinar os recursos captados por meio das Debêntures conforme estabelecido no item 3.12 desta Escritura de Emissão.

0 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.

0 .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.

Hipótese e cálculo do valor de resgate

4.5.1.1. O Resgate Antecipado Facultativo Total, com o consequente cancelamento das Debêntures, será realizado mediante o pagamento (i) do Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso (ii) da Remuneração, calculada pro rata temporis desde a Data da Primeira Integralização (ou desde a última Data de Pagamento da Remuneração, conforme o caso) até a data do efetivo Resgate Antecipado Facultativo Total, (iii) de eventuais Encargos Moratórios (se houver) e (iv) de prêmio de resgate, calculado de acordo com a fórmula prevista na cláusula 4.5.1.2 abaixo ("Prêmio de Resgate Antecipado Facultativo Total" e "Valor de Resgate Antecipado Facultativo Total"). O Prêmio de Resgate Antecipado Facultativo Total será pago integralmente na Data do Resgate Antecipado Facultativo Total. Os percentuais a serem aplicados na fórmula da cláusula 4.5.1.2 para obtenção do Prêmio de Resgate Antecipado Facultativo Total será equivalente a:

| Período | Prêmio de Resgate Antecipado Facultativo Total (cada um, um "Fator Prêmio Resgate") |
|--|---|
| De 9 de julho de 2018 (inclusive) até 9 de janeiro de 2019 (exclusive) | 0,25% (vinte e cinco centésimos por cento) |
| De 9 de janeiro de 2019 (inclusive) até 9 de janeiro de 2020 (exclusive) | 0,20% (vinte centésimos por cento) |
| De 9 de janeiro de 2020 (inclusive) até 8 de janeiro de 2021 (inclusive) | 0,10% (dez centésimos por cento) |

4.5.1.2. O Prêmio de Resgate Antecipado Facultativo Total, será calculado de acordo com as seguintes fórmulas e observada as datas de realização do Resgate Antecipado Facultativo Total:

(A) Se o Resgate Antecipado Facultativo Total ocorrer até 9 de janeiro de 2020 (exclusive):

Valor Total do Prêmio = Fator Prêmio Resgate × SD

(B) Se o Resgate Antecipado Facultativo Total ocorrer a partir de 9 de janeiro de 2020 (inclusive):

Valor Total do Prêmio = Fator Prêmio Resgate × (DU)/252 × SD

Sendo:

Fator Prêmio Resgate = percentual indicado na cláusula 4.5.1.1, observadas as datas de realização do Resgate Antecipado Facultativo Total

DU = quantidade de Dias Úteis entre a Data do Resgate Antecipado Facultativo Total, inclusive, e a Data de Vencimento, exclusive.

SD = somatório dos valores indicados nos itens (i) e (ii) da Cláusula 4.5.1.1 acima.

4.5.4.1. A Amortização Extraordinária Facultativa será realizada mediante o pagamento (i) de parcela do Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, (ii) da Remuneração, calculada pro rata temporis desde a Data da Primeira Integralização (ou desde a última Data de Pagamento da Remuneração, conforme o caso) até a data da efetiva Amortização Extraordinária Facultativa, (iii) de eventuais Encargos Moratórios (se houver) e (iv) de prêmio de amortização calculado conforme a fórmula prevista na cláusula 4.5.4.2 abaixo ("Prêmio de Amortização Extraordinária Facultativa" e "Valor da Amortização Extraordinária Facultativa"). O Prêmio de Amortização Extraordinária Facultativa descrito no item (iv) acima será pago integralmente na data da Data da Amortização Extraordinária Facultativa. Os percentuais a serem aplicados na fórmula da cláusula 4.5.4.2 para obtenção do Prêmio de Amortização Extraordinária Facultativa e será equivalente a:

18.12 - Outras informações relevantes

| Período | Prêmio de Amortização Extraordinária Facultativa (cada um, um "Fator Prêmio Amortização") |
|---|--|
| De 9 de julho de 2018 (inclusive) até 9 de janeiro de 2019 (exclusive) | 0,25% (vinte e cinco centésimos por cento) |
| De 9 de janeiro até 2019 (inclusive) até 9 de janeiro de 2020 (exclusive) | 0,20% (vinte centésimos por cento) |
| De 9 de janeiro de 2020(inclusive) até 8 de janeiro de 2021 (inclusive) | 0,10% (dez centésimos por cento) |

4.5.4.2. O Prêmio de Amortização Extraordinária Facultativa, será calculado de acordo com a seguinte fórmula, conforme o caso:

(A) Se a Amortização Extraordinária Facultativa ocorrer até 9 de janeiro de 2020 (exclusive):

Valor Total do Prêmio = Fator Prêmio Amortização × VA

(B) Se a Amortização Extraordinária Facultativa ocorrer a partir de 21 de dezembro de 2019 (inclusive):

Valor Total do Prêmio = Fator Prêmio Amortização × (DD)/252 × VA

Sendo:

Fator Prêmio Amortização = percentual indicado na cláusula 4.5.4.1, observadas as datas de realização da Amortização Extraordinária Facultativa.

DD = quantidade de Dias Úteis entre a Data da Amortização Extraordinária Facultativa, inclusive, e a Data de Vencimento, exclusive.

VA = somatório dos valores indicados nos itens (i) e (ii) da Cláusula 4.5.4.1 acima.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

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, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente: (i) a Remuneração ou repactuação programada; (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 da garantia; (vi) destinação de recursos; (vii) resgate antecipado; e/ou (viii) modificação dos quóruns de deliberação estabelecidos nesta Cláusula 7.

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

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.

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

20.2 - Outras informações relevantes

20.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

PESSOAS VINCULADAS

Estão vinculadas à Política de Negociação de Valores Mobiliários as seguintes pessoas: (i) na Companhia, os atuais membros do Conselho de Administração, membros da Diretoria Executiva, Assessores da Diretoria e Gerentes de Departamento e Divisão; (ii) nos Acionistas Controladores diretos e/ou indiretos, membros do Conselho de Administração, membros do Conselho Fiscal, membros dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, membros da Diretoria Executiva e Assessores da Diretoria; (iii) demais pessoas as quais, em decorrência de sua função, cargo, posição ou relacionamento com a Companhia e/ou Acionistas Controladores, tenham acesso a Ato ou Fato Relevante; e (iv) pessoas físicas ou jurídicas que mantenham com as pessoas mencionadas nos itens anteriores os seguintes vínculos: (a) o cônjuge, de quem não esteja separado judicialmente, (b) o(a) companheiro(a); (c) qualquer dependente incluído na declaração anual do imposto de renda da pessoa física; e (d) as sociedades direta ou indiretamente controladas pelos membros do Conselho de Administração, membros da Diretoria Executiva, Assessores da Diretoria e Gerentes da Companhia.

AUTORIZAÇÃO PARA NEGOCIAÇÃO

As Pessoas Vinculadas poderão negociar Valores Mobiliários: (a) em todos os períodos nos quais não se apliquem as vedações contidas na Política, nos regimentos internos dos órgãos societários de que fizerem parte, ou na regulamentação aplicável; (b) no caso de negociações com Ações que estejam em tesouraria, vinculadas ao exercício de opção de compra, de acordo com plano de outorga de opção de compra de Ações que porventura venha a ser aprovado pela assembleia geral da Companhia, e no caso de eventuais recompras pela Companhia ou de opções de compra de Ações vinculadas ao mesmo programa.

RESPONSABILIDADES

O Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Energia é o responsável pelo acompanhamento e execução da Política de Negociação, competindo-lhe o dever de informar às Pessoas Vinculadas e aos órgãos públicos competentes sobre os períodos de vedação a negociação de Valores Mobiliários. O Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Energia deverá fazer com que as Pessoas Vinculadas que sejam colaboradores da Companhia e de suas sociedades controladas firmem o Termo de Adesão a esta Política de Negociação, conforme modelo constante do Anexo I da Política de Negociação da Companhia, de forma a documentar a adesão aos seus termos. As Pessoas Vinculadas que tenham acesso a informações privilegiadas têm o dever de guardar sigilo até a divulgação de tais informações por meio de Comunicação de Ato ou Fato Relevante feita pela Companhia nos termos da regulamentação aplicável, e de zelar para que seus subordinados hierárquicos e terceiros com quem mantenham contato que tenham tido acesso a informações privilegiadas também o façam. As Pessoas Vinculadas deverão informar a espécie, a classe e a quantidade de Valores Mobiliários de que são titulares, bem como quaisquer alterações nessas posições. A comunicação deverá ser encaminhada ao Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Energia e, por este, à Comissão de Valores Mobiliários e às Bolsas de Valores, conforme modelo de formulário que constitui o Anexo II desta Política de Negociação, (i) imediatamente após a investidura no cargo e (ii) no prazo máximo de 10 (dez) dias após o último dia do mês em que se verificar alteração das posições detidas, indicando o saldo da posição no período. Os Acionistas Controladores e os demais acionistas que elegerem membros do Conselho de Administração da Companhia deverão comunicar à Comissão de Valores Mobiliários e divulgar ao mercado quaisquer aquisições ou alienações de Participação Acionária Relevante, conforme modelo de formulário que constitui o Anexo III desta Política de Negociação.

DISPOSIÇÕES GERAIS

As vedações desta Política de Negociação não se aplicam a negociações realizadas por fundos de investimento de que sejam cotistas as Pessoas Vinculadas, desde que (i) tais fundos não sejam exclusivos e (ii) as Pessoas Vinculadas não

20.2 - Outras informações relevantes

possam efetivamente influenciar a decisão de investimento do administrador ou gestor do fundo. Quaisquer alterações, aditamentos ou modificações dos termos desta Política de Negociação devem ser aprovadas pelo Conselho de Administração da CPFL Energia, reunido para deliberar sobre este fim. Quaisquer casos omissos nesta Política de Negociação devem ser apreciados pelo Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Energia e, quando for o caso, encaminhados para o Conselho de Administração da CPFL Energia para serem aprovados.

LOCAIS ONDE A POLÍTICA PODE SER CONSULTADA

- Site de Relações com Investidores: www.cpfl.com.br/ri
- Site da CVM (Sistema IPE): <http://sistemas.cvm.gov.br/?CiaDoc>
- Site da B3 (Sistema IPE): http://www.bmfbovespa.com.br/pt_br/

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações

21 Política de divulgação de informações

21.1 Descrever normas, regimentos ou procedimentos internos adotados pelo emissor para assegurar que as informações a serem divulgadas publicamente sejam recolhidas, processadas e relatadas de maneira precisa e tempestiva.

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

21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas

21.2 Descrever a política de divulgação de ato ou fato relevante adotada pelo emissor, indicando o canal ou canais de comunicação utilizado(s) para disseminar informações sobre atos e fatos relevantes e os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas e os locais onde a política pode ser consultada.

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

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações

21.3 Informar os administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações.

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

21.4 - Outras informações relevantes

21.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações sobre políticas de divulgação que não tenham sido abrangidas anteriormente.
