

Modernização da UHE Capivara

Crédito da foto: Henrique Manreza

## Demonstrações Financeiras 2017

Rio Paranapanema Energia S.A.



**CTG Brasil**



## RELATÓRIO ANUAL DA ADMINISTRAÇÃO 2017

## MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Vivemos em 2017 um período de consolidação das operações da Rio Paranapanema Energia com a CTG Brasil, dando sequência à aquisição desses ativos concluída no final de dezembro de 2016. Assim, esse foi o primeiro ano de operação com a CTG Brasil, que é a segunda maior geradora privada de energia limpa do país, com capacidade instalada de 8,27 GW.

Temos um importante desafio para os próximos anos: a integração dos colaboradores à cultura da CTG Brasil, seu desenvolvimento, a atração e, principalmente, a retenção de talentos.

Nesse sentido, reforçamos a necessidade de nos mantermos como uma empresa de referência também em gestão de pessoas e em segurança, que sempre foi um valor muito presente na cultura da Paranapanema. Assim, continuamos comprometidos em garantir que nossas operações sejam realizadas com os mais altos padrões de proteção às pessoas e prevenção de acidentes. No reforço a essa prioridade, aspectos e indicadores de saúde e segurança são acompanhados periodicamente pela Diretoria-Executiva.

Fizemos um diagnóstico dos riscos de nossas atividades, considerando os ambientes interno (nossa operação) e externo (regulatório, econômico, tecnológico, sociocultural), a partir do qual definimos os pilares e objetivos estratégicos para a condução dos nossos negócios. Adotamos a sustentabilidade como princípio norteador de nossa atuação, como parte integral de nossos negócios; em outras palavras, nossa missão.

Reforçamos nossas diretrizes de conformidade, fortalecemos a equipe de Auditoria, Riscos e Compliance, adotamos o Código de Conduta Ética nos Negócios de nossa controladora e estabelecemos patamares ainda mais rigorosos de conduta e integridade. O próximo passo será estender essas exigências de conduta a fornecedores e parceiros.

O ano de 2017 continuou desafiador para os negócios, ainda marcado pela instabilidade econômica e política do País. Esse aspecto de curto prazo tem uma influência menor no desempenho da Companhia, uma vez que em média 80% da energia da Rio Paranapanema já está contratada pelos próximos três anos, mas as questões regulatórias afetam diretamente nossos resultados. Nesse sentido, tivemos a continuidade das discussões sobre temas cruciais, como a revisão ordinária das garantias físicas e o risco hidrológico.

Com o objetivo de melhorar nossa eficiência operacional, prosseguimos com a repotenciação das unidades geradoras da usina hidrelétrica Capivara, que proporcionará aumento da garantia física de 15,6 MW.

Em um ano "seco", com índice pluviométrico abaixo do esperado, mitigamos a situação com diferentes abordagens de compra e venda de energia, que se mostraram bem-sucedidas para garantir a receita líquida do ano, que totalizou R\$ 1.453 milhões, 9% acima da registrada em 2016. A necessidade de comprar um maior volume de energia destinado a cobrir parte das exposições financeiras do mercado de curto prazo, decorrente do cenário de baixa hidrologia verificada no ano, entretanto, afetou o EBITDA – que recuou 28,7%, para R\$ 620 milhões, – e o lucro líquido – que somou R\$ 243,9 milhões, resultado 32,5% inferior ao de 2016.

No aspecto financeiro, a solidez financeira da Rio Paranapanema foi evidenciada pela manutenção do grau de investimento nas agências Standard & Poor's (brAa+nacional e BB global) e Moody's (Aa1.br nacional e Ba2 global), mesmo com o recente rebaixamento do rating soberano.

O ano de 2017 foi marcado por muitas conquistas e mudanças para a Companhia, com a integração de nossas operações com a CTG Brasil e absorção de uma nova cultura. Se 2017 foi o ano de integração, vemos 2018 como um período de transformação. Sabemos que ainda temos muito trabalho pela frente para mantermos a nossa excelência operacional nos negócios, contribuindo para fortalecer a marca CTG Brasil.

Li Yinsheng  
Presidente

## Senhores acionistas e debenturistas,

A Administração da Rio Paranapanema Energia S.A., empresa da China Three Gorges Corporation (CTG), apresenta este Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras Anuais relativas ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2017, que são acompanhadas do Relatório dos Auditores Independentes e do Parecer do Conselho Fiscal.

## SOBRE ESTE RELATÓRIO

Este Relatório de Administração foi elaborado com base nas orientações do International Integrated Reporting Council (IIRC) para Relatório Integrado e sobre informações financeiras e não financeiras da Rio Paranapanema Energia S.A. referentes ao período entre 1º de janeiro e 31 de dezembro de 2017. O conteúdo foi elaborado com base no conceito do IIRC para os seis capitais: financeiro; manufaturado; intelectual; humano; social e de relacionamento; e natural.

Os dados financeiros e operacionais são apresentados em base consolidada e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (International Financial Reporting Standards – IFRS), sendo as demonstrações financeiras auditadas pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes. As informações de caráter socioambiental seguem as prioridades estabelecidas em processo de materialidade realizado pela CTG Brasil para identificar os temas mais relevantes para a gestão sustentável do negócio.

## A RIO PARANAPANEMA ENERGIA S.A.

A Rio Paranapanema Energia S.A. opera oito usinas hidrelétricas (UHEs) instaladas ao longo do Rio Paranapanema e duas pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) localizadas no Rio Sapucaí, todas no Estado de São Paulo. Desde 29 de dezembro de 2016, a empresa faz parte da CTG Brasil, segunda maior geradora privada de energia instalada no país, que é subsidiária da China Three Gorges Corporation.

Para as UHEs, mantém dois contratos de concessão assinados com a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). O primeiro, que abrange as usinas Jurumirim, Chavantes, Salto Grande, Capivara, Taquaruçu e Rosana, será encerrado em 2029; o segundo, com prazo até 2033, inclui as usinas Canoas I e Canoas II, operadas em sistema de consórcio com a Companhia Brasileira de Alumínio (CBA), cabendo à Rio Paranapanema 49,7% da capacidade instalada, o equivalente a 51,8 megawatts médios (MWm).

As PCHs Palmeiras e Retiro são operadas pela subsidiária Rio Sapucaí-Mirim Energia Ltda. a partir de resoluções autorizativas da Aneel que se encerram em 2032.

No final de 2017, a capacidade instalada era de 2.281,8 megawatts (MW), já incluindo o aumento de 8 MW proporcionado pela repotenciação da UG-04 da UHE Capivara, o equivalente a 2,3% do total de geração hidrelétrica do Brasil (100.319 MW, de acordo com dados do Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro, do Ministério de Minas e Energia – MME).

## MODELO DE NEGÓCIOS

O modelo de negócios da Rio Paranapanema Energia define seus objetivos e suas relações, bem como a forma com a qual gera valor para seus stakeholders em curto, médio e longo prazos.

**Capital Natural:** a água é o principal recurso para a geração de Energia. A Companhia investe na maior eficiência do uso desse recurso e no controle de sua qualidade.

**Capital Humano:** os colaboradores são fundamentais para a continuidade dos negócios.

**Capital Social e de Relacionamento:** o engajamento com as comunidades do entorno de seus empreendimentos, bem como com seus fornecedores e demais partes interessadas, é essencial para o bom desempenho organizacional.

**Capital Financeiro:** recursos financeiros próprios e de terceiros viabilizam investimentos necessários para o fortalecimento do negócio e o alcance de bons resultados.

**Capital Manufaturado:** as usinas de geração são o principal capital construído da Companhia.

**Capital Intelectual:** iniciativas de pesquisa e desenvolvimento contribuem para a inovação e os avanços tecnológicos que apoiam o crescimento dos negócios.

## GOVERNANÇA CORPORATIVA

Orientada por princípios de transparência, a Rio Paranapanema Energia S.A. segue as recomendações do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC) na adoção das melhores práticas no relacionamento com seus públicos de interesse e na divulgação de informações. Esse modelo estabelece claras atribuições para a Administração da Companhia e assegura a conformidade de suas ações, incluindo a contratação de auditoria independente para avaliar seus balanços e demonstrações financeiras.

A estrutura de governança é integrada por Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria-Executiva.

O Conselho de Administração, dentre outras atribuições, estabelece as políticas e diretrizes dos negócios da Companhia, elege os membros da Diretoria-Executiva, define suas atribuições e fiscaliza seu desempenho, entre outras atribuições estabelecidas pelo Estatuto Social. Em 2017, era integrado por seis membros, sendo um suplente, eleitos em Assembleia Geral para mandatos de três anos, sendo permitida a reeleição. Dois dos integrantes (um efetivo e seu respectivo suplente) são eleitos pelos empregados. O Conselho de Administração é liderado por seu presidente, que acumula o cargo de diretor-presidente da Companhia.

A Diretoria-Executiva, dentre outras atribuições, administra os negócios e executa as deliberações do Conselho de Administração. Cabe ao diretor-presidente delegar as funções e atribuições a cada diretor-executivo. Seus membros são eleitos pelo Conselho de Administração para mandatos de dois anos, sendo permitida a reeleição. Em dezembro de 2017, era composta por cinco integrantes.

O Conselho Fiscal avalia as atividades da Administração e as demonstrações financeiras. De caráter não permanente, é instalado sempre que solicitado pelos acionistas, como previsto no Estatuto Social da Companhia. Desde 2006, a Assembleia Geral tem requerido a instalação do Conselho Fiscal.

**Troféu transparéncia** – Em 2017, pelo segundo ano consecutivo, a Companhia recebeu o Troféu Transparéncia. Concedido pela Associação Nacional dos Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade (Anefac) em parceria com a Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras (Fipecaf) e a Serasa Experian, o prêmio avalia a qualidade e o grau das informações das demonstrações contábeis, a transparéncia das informações prestadas, a qualidade do relatório da administração e a divulgação de aspectos não exigidos legalmente, mas relevantes para o negócio.

## GESTÃO DE RISCOS

Em 2017, a Companhia fortaleceu o processo de Gerenciamento de Riscos Corporativos por meio de um periódico Risk Assessment para apoio na identificação e no monitoramento dos riscos que podem afetar negativamente os negócios que vem sendo conduzido pela Diretoria de Compliance, Riscos e Auditoria da matriz, com reportes periódicos à Diretoria Executiva da Companhia.

Nesse processo, a equipe de Riscos aporta metodologia e ferramentas para que cada área acompanhe e adote medidas de mitigação para os tópicos sob sua responsabilidade, a exemplo de riscos financeiros, comerciais, operacionais, regulatórios, de conformidade, de contratos com fornecedores, ambientais e de imagem e reputação.

No apoio à gestão dos riscos operacionais, são adotadas atividades de monitoramento e manutenção preventiva das usinas, o que assegura o fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e o cumprimento dos contratos de compra e venda de energia elétrica firmados com os clientes. Os procedimentos e investimentos em modernização de equipamentos também contribuem para a redução de custos e dos riscos de paradas não programadas das unidades geradoras de energia elétrica.

Há um programa estruturado para o Sistema de Operação em Situação de Emergência (SOSeM), que prevê reuniões anuais com as comunidades do entorno dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Nesses encontros, são esclarecidas dúvidas e abordadas informações sobre a operação dos reservatórios em épocas de seca e cheias e os possíveis impactos nas comunidades.

## ÉTICA E INTEGRIDADE

A Companhia manteve em 2017 o Programa de Compliance, o Código de Ética e Conduta nos Negócios, o Canal de Ética e submeteu-se às políticas da matriz baseadas nas melhores práticas do mercado em temas como conflitos de interesse e combate à corrupção. Essas políticas abrangem Sistemas de Controles Internos, Conflito de Interesse, Contratação de Parentes, Medidas Disciplinares, Prevenção à Corrupção, Prevenção e Combate à Lavagem de Dinheiro, Intereração com Poder Público, Relatos de Não Conformidade e Due Diligence de Fornecedores, Clientes e Parceiros.

O Código de Ética e Conduta nos Negócios apresenta os princípios-chave que devem nortear o relacionamento entre a companhia e colaboradores, terceiros, acionistas e a sociedade em geral. Ao longo do ano, 100% dos colaboradores da Companhia assinaram o termo de compromisso e passaram por treinamento presencial. Também receberam comunicações específicas durante a semana que antecedeu o Dia Mundial de Combate à Corrupção, comemorado em 9 de dezembro.

No ano, também foi fortalecido o Canal de Ética, espaço para colaboradores e público externo manifestarem situações de não conformidade envolvendo a Companhia, seus colaboradores, terceiros e demais públicos de interesse. É administrado por uma empresa independente, com garantia de sigilo e confidencialidade, de não retaliação e a possibilidade de manter o anonimato, pois a identificação é opcional. Atende 24 horas por dia, sete dias por semana, em português e inglês, por meio de telefone (0800 601 6888) ou internet (<https://contatoseguro.com.br/ctgb>).

## CAPITAL FINANCEIRO

## Contexto de Mercado

O Brasil passou em 2017 por mais um ano de instabilidade econômica e política, porém com viés de recuperação. O Produto Interno Bruto (PIB) reverteu a queda de 3,6% em 2016 e registrou crescimento de 1%, de acordo com o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), enquanto a produção industrial recuperou-se de três anos de baixas consecutivas, com aumento de 2,5%, e o comércio varejista registrou vendas 2% acima das 12 meses anteriores.

Apesar de os indicadores apontarem para uma recuperação da economia, a taxa média de desemprego continuou sua trajetória de alta, encerrando o ano em 12,7%, segundo o IBGE. A inflação (IPCA) de 2,95%, representa expressiva queda a partir dos 6,29% observados em 2016, como reflexo das dificuldades do cenário econômico, ficando abaixo do piso inferior da meta (4,5%). A taxa Selic, por sua vez, passou de 13,75% para 7,00%.

No mês de dezembro de 2017, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 157.580 MW, acréscimo de 6.960 MW (4,95%) em relação ao ano anterior, sendo 100.319 MW de fontes hidráulicas, conforme o Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro, do MME. O consumo de energia foi 0,8% maior do que no ano anterior, alcançando 463.948 GWh, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), e retornou aos níveis 2015.

## INDICADORES DE REFERÊNCIA – EM 31 DE DEZEMBRO

	2017	2016	2015	2014	2013
IGP-M	-0,52%	7,17%	10,54%	3,69%	5,51%
IPCA	2,95%	6,29%	10,67%	6,41%	5,91%
Taxa de câmbio	3,3080	3,2591	3,9048	2,6562	2,3426
Δ% Taxa de câmbio	1,50%	-16,54%	47,01%	13,39%	14,64%
Taxa Selic	7,00%	13,75%	14,25%	11,75%	10,00%
CDI	9,93%	14,00%	13,24%	10,81%	8,06%

## AMBIENTE REGULATÓRIO

Mais do que o contexto macroeconômico, as geradoras de energia foram muito impactadas por aspectos regulatórios durante o ano de 2017. O mais importante deles refere-se ao processo de revisão ordinária das garantias físicas, publicado em 2017, mas com efeito a partir de 2018, e a correta alocação do risco não hidrológico assumido indevidamente pelos geradores integrantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Nesse sentido, o gerador tem assumido riscos adicionais, que não fazem parte do seu negócio.

A Rio Paranapanema não aceitou as condições de repactuação de risco hidrológico estabelecidas pelo órgão regulador trazidas pela Lei nº 13.203/2015 e, por meio da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (Apine), obteve em 2015 uma liminar para não arcar com os riscos não hidrológicos atribuídos aos geradores do MRE. Essa condição se manteve inalterada até o final de 2017.

A iniciativa de uma ampla revisão do modelo setorial foi objeto da Consulta Pública nº 33 (CP 33), encerrada em 17 de agosto de 2017, com a abordagem de diversas medidas como ajustes na formação de preço, redução dos limites para acesso de consumidores ao mercado livre, redução de custo na transmissão e geração, separação do lastro de energia, novas diretrizes para fixação de tarifas e medidas para desjudicializar o setor. A consulta recebeu mais de 190 contribuições de agentes do setor para o mapeamento dos diversos graus e pontos de vista dos problemas atuais e das possibilidades de solução.

O tema, entretanto, foi transformado em um projeto de lei atualmente em trâmite na Presidência da República e será oportunamente encaminhado ao Congresso Nacional.

**Garantia física** – Após negociações e apresentação de propostas ao Ministério de Minas e Energia, está prevista para janeiro de 2018 a revisão da garantia física de empresas do grupo, com perda estimada de 5% da garantia física das oito UHEs da Rio Paranapanema Energia, resultando em 1.059,7 MW médios. Os ganhos de revisões extraordinárias da Rio Paranapanema não farão parte desse processo de revisão.

## GERAÇÃO

Em 2017, as usinas da Companhia geraram 13.525,02 GWh de energia, 7,5% abaixo do ano anterior (14.616,3 GWh em 2016), e o equivalente a 2,5% do total



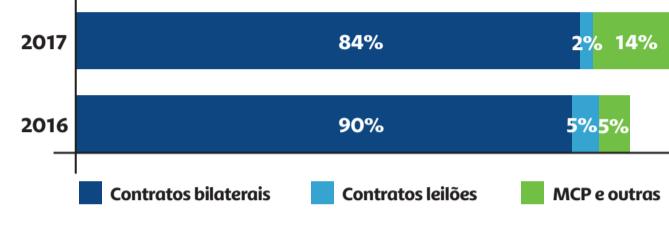
continuação

## RELATÓRIO ANUAL DA ADMINISTRAÇÃO 2017

## RECEITA

A receita operacional bruta totalizou R\$ 1.631,6 milhões em 2017, aumento de 9,0% comparativamente ao ano anterior, como reflexo especialmente dos melhores preços fixados na comercialização e na transferência dos volumes de energia negociados em outros mercados para o MCP. Os contratos bilaterais representaram 84% da receita (90% no ano anterior). A receita líquida, de R\$ 1.453,3 milhões, representou acréscimo de 9,0%.

## COMPOSIÇÃO DA RECEITA BRUTA



## DESPESAS OPERACIONAIS

Houve aumento de R\$ 369,3 milhões, ou 53,7%, nas despesas operacionais, que totalizaram R\$ 1.057,4 milhões em comparação a R\$ 688,1 milhões em 2016. Esse aumento é originado principalmente pelo maior volume de energia comprada para revenda em decorrência da retração do cenário hidrológico em 2017, representado pela diminuição dos níveis do GSF. Esse custo registrou acréscimo de 443,1%, o equivalente a R\$ 388,7 milhões no acumulado do ano.

Outros fatores que impactaram mais expressivamente as despesas operacionais foram:

- Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos:** menos R\$ 22,2 milhões (25,1%) especialmente devido à redução de 7,5% do montante de geração em relação ao ano de 2016 e da diminuição de 22,7% na Tarifa Atualizada de Referência (TAR), que passou de R\$ 93,35/MWh para R\$ 72,20/MWh a partir de 1º de janeiro de 2017.
- Encargos de uso da rede elétrica:** aumento de R\$ 9,1 milhões, ou 8,3%, decorrente dos reajustes incidentes sobre esses encargos durante 2017;
- Outras despesas:** incremento de R\$ 5,7 milhões em relação a 2016, representado, principalmente, por baixas de ativos relativos às modernizações e reformas nas usinas hidrelétricas Capivara e Chavantes.
- Créditos de liquidação duvidosa:** reversão de R\$ 2,7 milhões, em decorrência dos efeitos da liquidação do mercado de curto prazo, comparativamente a uma constituição de R\$ 2,5 milhões no ano anterior.
- Reversão parcial de provisão pela não recuperabilidade de ativos:** Reversão parcial da provisão de perda no valor de R\$ 16,9 milhões em 2017, em comparação aos R\$ 17,8 milhões revertidos em 2016. Em 2017, a taxa de desconto (Weighted Average Cost of Capital – WACC) utilizada para o cálculo do impairment foi de 10,9% (12,5% em 2016). O WACC foi basicamente influenciado pela redução da taxa básica de juros.

## Despesas Operacionais (R\$ Mil)

	2017	2016	Variação (%)
Energia comprada para revenda	(476.418)	(87.717)	-443,1
Depreciação e amortização	(224.204)	(224.978)	0,3
Encargos de uso da rede elétrica	(119.328)	(110.211)	-8,3
Pessoal	(95.680)	(92.363)	-3,6
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(66.155)	(88.371)	25,1
Serviços de terceiros	(45.727)	(54.438)	16,0
Outras	(22.291)	(16.565)	-34,6
Seguros	(11.460)	(10.083)	-13,7
Taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica (TFSEE)	(5.614)	(5.666)	0,9
Material	(5.309)	(3.946)	-34,5
Aluguel	(4.762)	(3.885)	-22,6
Provisões para riscos fiscais, trabalhistas e ambientais	(5)	(5.164)	99,9
Reversão/(constituição) de estimativa para créditos de liquidação duvidosa	2.681	(2.520)	206,4
Reversão parcial de provisão pela não recuperabilidade de ativos	16.878	17.826	-5,3
<b>Total</b>	<b>(1.057.394)</b>	<b>(688.081)</b>	<b>-53,7</b>

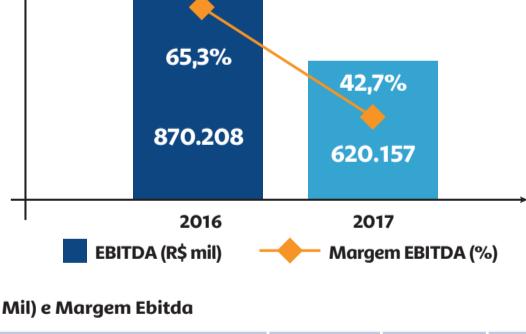
## EBITDA

O Ebitda (Lajida – lucro antes dos juros, impostos sobre renda, incluindo contribuição social sobre lucro líquido, depreciação e amortização) é calculado com o lucro líquido acrescido do resultado financeiro líquido, imposto de renda e contribuição social, depreciação e amortização. O Ebitda é uma medição não contábil, calculada tomando como base as disposições da Instrução CVM nº 527/2012. O Ebitda não deve ser considerado como uma alternativa ao fluxo de caixa como indicador de liquidez.

A Administração da Companhia acredita que o Ebitda fornece uma medida útil de seu desempenho, que é amplamente utilizado por investidores e analistas para avaliar desempenho e comparar empresas.

O Ebitda foi de R\$ 620,2 milhões em 2017, redução de 28,7% em comparação ao ano anterior, principalmente em decorrência do maior volume de energia comprada para revenda devido à retração do cenário hidrológico no ano. A margem Ebitda, de 42,7%, regrediu 22 pontos percentuais em relação a 2016 (65,3%).

## EBITDA e MARGEM EBITDA (R\$ mil)



## Ebitda (R\$ Mil) e Margem Ebitda

	2017	2016	Variação (%)
Lucro líquido do exercício	243.881	361.040	-32,5
Imposto de renda e contribuição social	74.808	136.765	45,3
Resultado financeiro (líquido)	77.264	147.425	47,6
Depreciação e amortização	224.204	224.978	0,3
<b>Ebitda</b>	<b>620.157</b>	<b>870.208</b>	<b>-28,7</b>
Margem Ebitda	42,7%	65,3%	-22,6 pp

## RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido de 2017 foi negativo em R\$ 77,3 milhões, o que representou impacto positivo de 47,6% na comparação com o ano anterior. Essa variação decorreu de redução de 28,2% das despesas financeiras ocasionada, principalmente, pelo menor volume de dívida no exercício, enquanto as receitas cresceram 4,6%, pouco acima da inflação registrada pelo IPCA em 2017, de 2,95%.

## Resultado Financeiro (R\$ Mil)

	2017	2016	Variação (%)
Receitas	91.195	87.208	4,6
Despesas	(168.459)	(234.633)	28,2
<b>Resultado financeiro líquido</b>	<b>(77.264)</b>	<b>(147.425)</b>	<b>47,6</b>

## ENDIVIDAMENTO

A dívida líquida consolidada reduziu 24,3% em 2017 na comparação com o ano anterior, principalmente pelo aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa. No final de 2017, o endividamento líquido era de R\$ 510,9 milhões, ante R\$ 675,2 milhões no ano anterior. O caixa passou de R\$ 852,6 milhões para R\$ 976,8 milhões em decorrência da geração de caixa da Companhia, além do efeito de R\$ 284,8 milhões decorrente da liminar do GSF concedida à Apine.

A dívida bruta reduziu em 2,6%, com saldo em 2017 de R\$ 1.487,7 milhões, sendo que todo esse montante é representado por debêntures.

O saldo de debêntures em 31 de dezembro de 2017 foi de R\$ 1.487,694 milhões, 14,7% superior aos R\$ 1.297,5 milhões do final de 2016. Essa variação é resultado principalmente da captação da 7ª emissão de debêntures, compensados pela quitação da 3ª emissão, pelo pagamento de parcela da 4ª e 5ª emissões, pelo pagamento de juros da 4ª (séries 1 e 2), 5ª (séries 1 e 2) e 6ª (série única) emissões ocorridas ao longo do ano.

O empréstimo representado por Cédula de Crédito Bancário (CCB) foi liquidado em 5 de maio de 2017.

## Dívida Financeira Líquida (R\$ Mil)

	2017	2016	Varição (%)
Empréstimo	–	230.228	100,0
Debêntures	1.487.694	1.297.523	-14,7
Curto Prazo	360.173	285.383	-26,2
Longo Prazo	1.127.521	1.012.140	-11,4
Caixa	(976.841)	(852.563)	14,6
<b>Dívida líquida</b>	<b>510.853</b>	<b>675.188</b>	<b>24,3</b>

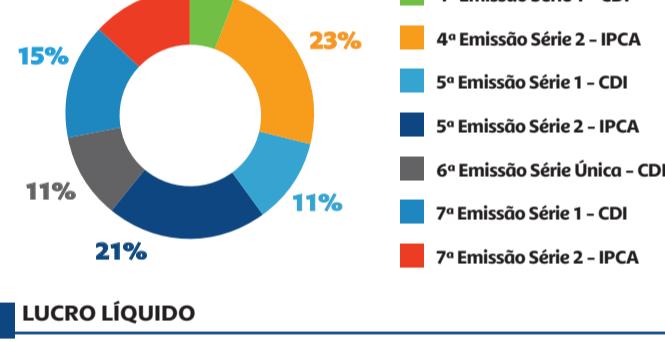
## Empréstimo (R\$ Mil)

Tipo	Remuneração	Vencimento	2017	2016	Varição (%)
Cédula de Crédito Bancário (CCB)	Variação CDI + 1,4% ao ano	05/05/2017	–	230.228	100,0

## Debêntures (R\$ Mil)

Emissão	Série	Remuneração	Vencimento	2017	2016	Varição (%)
3ª	Única	Variação CDI + 1,15% ao ano	10/01/2017	–	80.303	100,0
4ª	1	Variação CDI + 0,65% ao ano	16/07/2018	86.573	177.314	51,2
4ª	2	Variação IPCA + 6,07% ao ano	16/07/2023	338.317	328.952	-2,8
5ª	1	Variação CDI + 0,89% ao ano	20/05/2019	160.203	241.969	33,8
5ª	2	Variação IPCA + 7,01% ao ano	20/05/2021	311.314	302.605	-2,9%
6ª	Única	Variação CDI + 2,00% ao ano	10/09/2018	164.032	166.380	1,4
7ª	1	Variação CDI + 0,40% ao ano	15/08/2020	223.449	–	–
7ª	2	Variação IPCA + 5,90% ao ano	15/08/2022	203.806	–	–
				<b>1.487.694</b>	<b>1.297.523</b>	<b>-14,7%</b>

## FATOR DE CORREÇÃO DA DÍVIDA EM 2017





★ continuação

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016  
(Em milhares de reais)

ATIVO	Nota	Controladora		Consolidado		PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota	Controladora		Consolidado	
		2017	2016	2017	2016			2017	2016	2017	2016
<b>Circulante</b>											
Caixa e equivalentes de caixa	6	899.463	798.120	976.841	852.563	Fornecedores	13	659.902	343.844	676.915	347.623
Clientes	7	146.912	133.371	149.874	135.892	Salários e encargos sociais		13.275	19.006	13.529	19.282
Tributos a recuperar	8	14.270	9.999	16.460	11.276	Empréstimos	17	—	230.228	—	230.228
Serviços em curso	10.054	13.092	10.054	13.092	Debêntures	16	360.173	285.383	360.173	285.383	
Despesas antecipadas	7.075	346	7.173	346	Tributos a recolher	8	309.392	175.816	310.254	176.756	
Devedores diversos	1.552	1.458	1.927	1.815	Dividendos e juros sobre capital próprio	23.4	189.012	228.692	189.012	228.692	
Partes relacionadas	15.1	700	151	700	Obrigações estimadas		7.242	7.948	7.408	8.105	
Outros ativos	115	115	115	115	Cibacap	18	890	890	890	890	
<b>Total do ativo circulante</b>	<b>1.080.141</b>	<b>956.652</b>	<b>1.163.144</b>	<b>1.015.250</b>	<b>Passivo e patrimônio líquido</b>	<b>Nota</b>	<b>Controladora</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>	<b>Consolidado</b>	<b>2017</b>
<b>Não circulante</b>					<b>Circulante</b>		<b>Controladora</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>	<b>Consolidado</b>	<b>2016</b>
Tributos a recuperar	8	960	960	2.286	2.220	Fornecedores	13	659.902	343.844	676.915	347.623
Tributos diferidos	8	114.677	—	114.677	—	Salários e encargos sociais		13.275	19.006	13.529	19.282
Depósitos judiciais	9	51.019	47.612	51.019	47.612	Empréstimos	17	—	230.228	—	230.228
Fundos vinculados	324	123	324	123	Debêntures	16	360.173	285.383	360.173	285.383	
Despesas antecipadas	2.814	3.075	2.814	3.075	Tributos a recolher	8	309.392	175.816	310.254	176.756	
Investimentos	235.397	215.242	2	26	Dividendos e juros sobre capital próprio	23.4	189.012	228.692	189.012	228.692	
Controlladas	10	235.395	215.216	—	Obrigações estimadas		7.242	7.948	7.408	8.105	
Outros	2	26	2	26	Cibacap	18	890	890	890	890	
Imobilizado	11	2.970.417	3.129.346	3.140.463	3.290.784	Encargos setoriais	22	24.604	27.815	24.611	27.822
Intangível	12	31.687	28.801	34.965	29.033	Outros passivos		5.565	8.739	5.694	8.739
<b>Total do ativo não circulante</b>	<b>3.407.295</b>	<b>3.425.159</b>	<b>3.346.550</b>	<b>3.372.873</b>	<b>Total do passivo circulante</b>	<b>1.570.535</b>	<b>1.328.613</b>	<b>1.591.815</b>	<b>1.333.786</b>	<b>Controladora</b>	<b>2017</b>
<b>Total do ativo</b>	<b>4.487.436</b>	<b>4.381.811</b>	<b>4.509.694</b>	<b>4.388.123</b>	<b>Total do passivo não circulante</b>					<b>Consolidado</b>	<b>2016</b>
					<b>Total do passivo</b>	<b>2.793.767</b>	<b>2.609.823</b>	<b>2.816.025</b>	<b>2.616.135</b>	<b>Controladora</b>	<b>2017</b>
					<b>Patrimônio líquido</b>					<b>Consolidado</b>	<b>2016</b>
					<b>Capital social</b>	23.1	839.138	839.138	839.138	<b>Controladora</b>	<b>2017</b>
					<b>Reservas</b>	23.2	116.804	116.804	116.804	<b>Consolidado</b>	<b>2016</b>
					<b>Lucros acumulados</b>	23.3	157.022	155.753	157.022		
					<b>Ajustes de avaliação patrimonial</b>	23.6	713.150	792.738	713.150		
					<b>Outros resultados abrangentes</b>	23.7	(132.445)	(132.445)	(132.445)		
					<b>Total do patrimônio líquido</b>	<b>1.693.669</b>	<b>1.771.988</b>	<b>1.693.669</b>	<b>1.771.988</b>		
					<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>4.487.436</b>	<b>4.381.811</b>	<b>4.509.694</b>	<b>4.388.123</b>		

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO  
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016  
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2017	2016	2017	2016
<b>Receita operacional líquida</b>					
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>	24	<b>1.420.549</b>	<b>1.302.167</b>	<b>1.453.347</b>	<b>1.333.311</b>
<b>Pessoal</b>		(52.485)	(49.129)	(54.662)	(51.361)
<b>Material</b>		(4.207)	(3.336)	(4.732)	(3.786)
<b>Serviços de terceiros</b>		(24.370)	(33.269)	(29.422)	(38.169)
<b>Taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica (TFSEE)</b>		(5.531)	(5.582)	(5.614)	(5.666)
<b>Energia comprada para revenda</b>	25.2	(464.463)	(85.424)	(476.418)	(87.717)
<b>Encargos de uso da rede elétrica</b>	25.3	(118.844)	(109.743)	(119.328)	(110.211)
<b>Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos</b>		(66.155)	(88.371)	(66.155)	(88.371)
<b>Depreciação e amortização</b>	11.b e	(211.488)	(213.882)	(222.008)	(223.181)
<b>Constituição/(reversão) de provisão para riscos fiscais, trabalhistas e ambientais</b>	12.b	(1.258)	(1.768)	(2.196)	(1.797)
<b>Aluguéis</b>		(4)	(112)	(15)	(113)
<b>Seguros</b>		(11.192)	(9.784)	(11.460)	(10.083)
<b>Outras</b>		(1.013)	(1.070)	(1.064)	(1.183)
<b>Resultado bruto</b>		<b>(959.591)</b>	<b>(600.598)</b>	<b>(990.762)</b>	<b>(620.866)</b>
<b>(Despesas)/receitas operacionais</b>		<b>460.958</b>	<b>701.569</b>	<b>462.585</b>	<b>712.445</b>
<b>Pessoal</b>		(41.011)	(41.002)	(41.018)	(41.002)
<b>Material</b>		(543)	(150)	(577)	(160)
<b>Serviços de terceiros</b>		(15.781)	(14.549)	(16.305)	(16.269)
<b>Depreciação e amortização</b>	11.b e	(2.158)	(1.768)	(2.196)	(1.797)
<b>Provisões para riscos fiscais, trabalhistas e ambientais</b>	12.b	(98)	(4.015)	(121)	(4.139)
<b>Reversão/(constituição) de estimativa para créditos de liquidação duvidosa</b>	7.2	2.681	(2.592)	2.681	(2.520)
<b>Aluguéis</b>		(4.457)	(3.539)	(4.747)	(3.772)
<b>Reversão parcial de provisão pela não recuperabilidade de ativos</b>	11.7	—	—	16.878	17.826
<b>Outras</b>		(21.048)	(15.214)	(21.227)	(15.382)
<b>(82.415)</b>	<b>(82.829)</b>	<b>(66.632)</b>	<b>(67.215)</b>		
<b>Resultado de participações societárias</b>					
<b>Equivalência patrimonial</b>	10	20.178	28.268	—	—
<b>Lucro operacional</b>		<b>398.721</b>	<b>647.008</b>	<b>395.953</b>	<b>645.230</b>
<b>Resultado financeiro</b>	26				
<b>Receitas</b>		84.971	81.252	91.195	87.208
<b>Despesas</b>		(168.142)	(233.507)	(168.459)	(234.633)
<b>(83.171)</b>	<b>(152.255)</b>	<b>(77.264)</b>	<b>(147.425)</b>		
<b>Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social</b>		<b>315.550</b>	<b>494.753</b>	<b>318.689</b>	<b>497.805</b>
<b>Imposto de renda e contribuição social</b>					
<b></b>					



continuação

## NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E DE 2016

## 1. INFORMAÇÕES GERAIS

## 1.1. Contexto operacional

A Companhia é uma sociedade anônima de capital aberto, concessionária de uso de bem público, na condição de produtora independente, com sede em São Paulo, tem como atividades principais a geração e a comercialização de energia elétrica, as quais são regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME).

A capacidade instalada da Companhia é de 2.241,3 MW, composta pelo seguinte parque gerador em operação no Estado de São Paulo: Usina Hidrelétrica (UHE) Capivara, UHE Chavantes, UHE Jurumirim, UHE Salto Grande, UHE Taquaruçu, UHE Rosana e 49,7% do Complexo Canoas, formado pelas UHEs Canoas I e II.

Conforme mencionado na nota 10, a Companhia detém 99,99% de participação societária na empresa Rio Sapucaí-Mirim Energia Ltda. ("Controlada" ou "Sapucaí Mirim").

A capacidade instalada da Controlada é de 32,5 MW, composta pelas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) Retiro e Palmeiras, localizadas no Rio Sapucaí, nos Municípios de Guará e São Joaquim da Barra, ambas no Estado de São Paulo.

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia apresentou um capital circulante líquido negativo no montante de R\$ 490.394 na Controlada e R\$ 428.671 no Consolidado, principalmente em virtude de:

i. Transferência para o passivo circulante do saldo da 6ª emissão de debêntures, com liquidação marcada para setembro de 2018;

ii. Provisionamento de dividendos e o registro de juros sobre o capital próprio a pagar;

iii. Aumento na provisão de tributos a recolher.

A administração analisou toda informação disponível de seus fluxos de caixa e concluiu que contará recursos suficientes para lidar com o capital circulante líquido negativo.

## 1.2. Reorganização societária

Em 29 de dezembro de 2016, após todas as aprovações publicadas pelos órgãos reguladores, representados pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) e pela Aneel, foi concluído o processo de venda da totalidade das ações do capital da Duke Energy International Brazil Holdings S.A.R.L. (DEIBH) da Duke Energy International Group, S.A.R.L. (controlador indireto da Companhia) para empresa China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L. (CTG Lux).

O contrato de compra e venda representou a aquisição direta, pela CTG Lux, de todas as 735.023 ações preferenciais de emissão da então Duke Energy International Geração Paranapanema S.A., atualmente denominada Rio Paranapanema Energia S.A. ("Companhia") detidas pela DEIBH (controladora indireta da Companhia) e indireta das 31.180.723 ações ordinárias e 57.849.548 ações preferenciais detidas pela Duke Energy International Brasil Ltda. (atualmente denominada Rio Paranapanema Participações S.A.), controladora direta da Companhia, representando no total 99,06% do capital votante da Companhia e sua subsidiária. O Enterprise Value do fechamento da operação realizada entre o Grupo Duke Energy e a CTG foi de US\$ 1,2 bilhão.

## 1.3. Leilão de oferta pública de ações

De acordo com o fato relevante publicado dia 28 de julho de 2017, e em virtude da transação descrita na Nota 1.2, foi realizado com sucesso o leilão da oferta pública para aquisição de até a totalidade das ações ordinárias e preferenciais em circulação da Companhia realizada pela China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L. ("Ofertante").

Como resultado do Leilão, a Ofertante adquiriu na data de liquidação financeira da Oferta, ocorrida em 28 de julho de 2017, 1.070.700 (um milhão, setenta mil e setecentas) ações preferenciais de emissão da Companhia, representativas 1,13% do capital social total da Companhia. As ações foram adquiridas ao preço unitário de R\$ 27,58 (vinte e sete reais e cinquenta e oito centavos), totalizando o valor de R\$ 29.529.906,00 (vinte e nove milhões, quinhentos e vinte e nove mil e novecentos e seis reais).

Assim, a ofertante, na qualidade de controladora indireta da Companhia, passou a deter indiretamente após a liquidação financeira da Oferta, 99,06% das ações ordinárias, 93,17% das ações preferenciais e 96,19% do capital social total da Companhia.

Foi transferida via Aumento de Capital a totalidade das Ações Objeto da Oferta para a Rio Paranapanema Participações S.A., pelo mesmo preço oferecido no âmbito da Oferta, ou seja, R\$ 27,58 (vinte e sete reais e cinquenta e oito centavos) por ação, totalizando o valor de R\$ 29.529.906,00 (vinte e nove milhões, quinhentos e vinte e nove mil e novecentos e seis reais). (vide Nota 23.1)

## 1.4. Limiar sobre o fator de ajuste de energia (GSF)

O Brasil ainda sente os efeitos da severa crise hidrológica ocorrida nos últimos anos, que causou a redução dos reservatórios e elevou o nível do despatch das usinas termelétricas ao máximo. Em consequência disso, o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) atingiu seu teto nos anos de 2014, 2015 e 2017, o que elevou a exposição das geradoras de energia no Mercado de Curto Prazo (MCP), em decorrência do Generation Scaling Factor – Fator de Ajuste da Garantia Física (GSF).

A Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (Apine) ajuizou ação com pedido de liminar para expurgar do cálculo do GSF todos os riscos não hidrológicos, a saber: despatch fora da ordem de mérito, importação de energia e, redução da carga das distribuidoras.

Em 02 de julho de 2015, foi concedida liminar em favor da Apine, limitando a exposição da Companhia e de outros geradores ao GSF, até que o mérito da ação seja julgado. Essa liminar foi agravada, mas ainda não havia provimento sobre este agravio e a liminar ficou estabilizada desde então. A Companhia efetuou o provisionamento dos valores efetivamente recebidos referentes a liminar do GSF na rubrica "Fornecedores" (vide nota 13). Em 7 de fevereiro, a juíza da 20ª Vara Federal do DF, onde tramita a ação da Apine, proferiu sentença de mérito indeferindo os pedidos da Apine e cassando os efeitos da liminar concedida. A Apine opôs embargos de declaração alegando obscuridade da decisão, na medida em que o juiz não teria modulado os efeitos da sentença. Nesse sentido, a Apine requereu que as substituídas da Apine na ação passassem a sofrer os efeitos da mesma a partir da prolação da sentença, mantendo os valores pretéritos escriturados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) até o trânsito em julgado final da ação. A Aneel, por sua vez, também opôs embargos de declaração alegando que os geradores já teriam o dinheiro provisionado, argumento este não acolhido pela juíza. Desta forma, em 6 de março de 2018, a juíza da 20ª Vara Federal do Distrito Federal (DF) julgou os embargos de declaração opostos pela Apine procedentes, mantendo a modulação dos efeitos da sentença em favor da Apine. De toda a forma, o resultado da ação ainda é incerto, pois ainda cabem recursos de apelação aos tribunais superiores, portanto não é possível prever o desfecho das operações futuras da Companhia e sua Controlada.

Em 08 de dezembro de 2015, o governo federal promulgou a Lei 13.203/2015 que apresentou as diretrizes para uma proposta de repactuação do risco hidrológico do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), tanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL) como no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), estabelecendo um novo dispositivo legal para repactuar o risco hidrológico dos participantes do MRE por tempo determinado.

Em linhas gerais, a proposta para o ACL oferece benefício econômico pela compra de energia em 2015, por meio de um alívio dos resultados com a criação de um ativo intangível de parte desse valor.

Além disso, o acordo de repactuação previa uma extensão do período de concessão, equivalente ao valor deste intangível e a aquisição de uma espécie de seguro, na forma de energia de reserva para o período de 2016 a 2018.

Por fim, o acordo exigiu a aquisição de um seguro adicional, a título de energia de reserva incremental pelo período de 2019, até o término da concessão. O resultado da aquisição deste seguro incremental e sua utilização, se negativa, também seria objeto de extensão do contrato de concessão.

Como contrapartida, os agentes que aderissem à repactuação do risco hidrológico, tanto no ACR como no ACL, teriam de abrir mão de todo e qualquer disputa judicial relativa ao risco hidrológico no âmbito do MRE.

Com essas premissas e após análises em relação ao valor resultante desta opção e considerando as incertezas em relação ao comportamento das variáveis envolvidas, levaram a Companhia e sua controlada à decisão pela não repactuação.

A Resolução Normativa Aneel nº 764/2017, resultado da Audiência Pública nº 45/2016 promovida pelo regulador, definiu as regras para ressarcimento parcial, dada aos participantes do MRE, do custo da Geração Fóra da Ordem de Mérito (GFOM) constantes da Lei 13.203/2015 e importação sem garantia física, alteradas pela Lei 13.360/2016. No entanto, o ressarcimento efetivo de que trata tal normativa ainda depende da aprovação das regras de comercialização para contabilização destes valores pela CCEE, em benefício da Companhia. Espera-se que este regramento seja incorporado ao conjunto de regras de comercialização no início de 2018 com efeito retroativo a abril de 2017.

Está em discussão no âmbito da Audiência Pública da Aneel nº 083/2017: (i) os critérios de elegibilidade para a geração termelétrica despachada por razões de restrições elétricas, a ser considerada no deslocamento de geração hidrelétrica; (ii) tratamento para as inflexibilidades termelétricas declaradas na programação diária e em tempo real; e (iii) tratamento da importação de energia sem garantia física.

Essa audiência pública encerrou em 20 de fevereiro de 2018 e encontra-se em fase de análise das contribuições enviadas à Aneel.

## 1.5. Limiar de prioridade na liquidação da CCEE

Em 04 de novembro de 2015, a Abraceel (Associação Brasileira de Agentes Comercializadores de Energia Elétrica) impetrhou mandado de segurança em face da Aneel e da CCEE, visando desonerar suas associadas da imputação de ônus provenientes de quaisquer decisões e ações judiciais de que não façam parte.

No dia 06 de novembro de 2015, foi proferida liminar em favor dos associados da Abraceel, dentre os quais a Companhia. Durante a vigência da liminar, os créditos apurados em liquidação no Mercado de Curto Prazo (MCP) na CCEE (depois de expurgados os efeitos dos agentes que possuíam liminar que tratava do Fator GSF e de proteção de terceiros) eram pagos aos agentes abrangidos pelos efeitos da liminar obtida pela Abraceel.

Em 04 de setembro de 2017, foi suspenso a liminar deferida em favor da Abraceel para desonerar os créditos e débitos de seus associados dos efeitos de liminares proferidas em processos de terceiros. Várias estratégias judiciais foram utilizadas para restabelecer os efeitos anteriores, todas sem sucesso até o presente momento.

## 1.6. Revisão das garantias físicas das usinas hidrelétricas

De acordo com o Decreto nº 2.655/1998, a revisão ordinária das garantias físicas das usinas hidrelétricas do sistema deveria ocorrer a cada 5 anos, iniciando-se em 2003, posteriormente essa revisão foi adiada para 2015 e em seguida para 2016. Em dezembro de 2016, a revisão foi novamente adiada pelo MME para 2018.

Em 4 de maio de 2017 foi publicada a Portaria nº 178/2017 que define os novos valores de garantia física de energia das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, válidos a partir do 1º de janeiro de 2018, resultando da revisão ordinária de garantia física de energia. Desta forma, a partir desta data, haverá uma redução de aproximadamente 5% da garantia física da Rio Paranapanema Energia em relação à garantia física vigente em dezembro de 2017 (vide nota 33.4).

Em 2 de agosto de 2017 foi publicado o despacho Aneel nº 1.943/2017 que homologou os novos parâmetros referentes à repactuação da UG-04 da UHE Capivara, finalizado em maio/2017, resultando em um aumento de 3,3 MWh da Garantia Física (vide nota 2.13.1).

## 1.7. Marco legal do setor elétrico

O Ministério de Minas e Energia (MME) lançou Consultas Públicas (CP) que visam à reorganização do setor elétrico brasileiro. A primeira delas, CP MME nº 032, trata dos "Princípios para Reorganização do Setor Elétrico Brasileiro", cujo relatório versa sobre a base conceitual do Ministério na elaboração de medidas de aprimoramento para o arcabouço legal, institucional e regulatório do setor que nortearão essa discussão.

A segunda, CP MME nº 033, coloca em consulta as propostas de caráter técnico para meio de documento consolidado e detalhado intitulado "Medidas Legais que Viabilizem o Futuro do Setor Elétrico com Sustentabilidade a Longo Prazo".

O texto prevê propostas para temas já em discussão no setor, como abertura do mercado livre, separação de lastro e energia, utilização de preço horário, administração da sobrecontratação involuntária, racionalização de subsídios, descontização e privatização de concessionárias de geração.

A terceira, CP MME nº 42, apresenta as "Questões Relativas à Implantação do Preço Horário no Mercado de Curto Prazo", através de proposta de implementação do PLD com granularidade temporal horária. No relatório que permeia a referida consulta, autoridades do setor elétrico reconhecem que é almejado um mercado de energia com regras transparentes e previsíveis, onde o sinal econômico é vetor para a eficiência do mercado, de forma que a abordagem atualmente utilizada de formação de preço por meio de modelos computacionais tenha maior aderência à realidade operativa e seja eficiente na alocação de custos e riscos.

O Ministério declarou que essas iniciativas fazem parte da promoção da transparência e do diálogo que pautam a atuação da pasta.

A Companhia enquanto estuda e acompanha a evolução dessas medidas entende, em princípio, que as mesmas representam uma medida positiva de diálogo do Governo com as diversas áreas do setor no sentido de buscar as melhores propostas para o setor elétrico brasileiro.

## 1.8. Autorização para emissão das demonstrações financeiras

A emissão dessas demonstrações financeiras foi autorizada pelo Conselho de Administração da Companhia em 14 de março de 2018.

## 2. RESUMO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

As principais políticas contábeis aplicadas na preparação destas demonstrações financeiras estão definidas abaixo. Essas políticas foram aplicadas de modo consistente em todos os exercícios apresentados, salvo disposição em contrário.

## 2.1. Base de preparação

## Demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas nas demonstrações financeiras supracitadas, e correspondem às utilizadas pela administração na gestão da Companhia.

As demonstrações financeiras foram preparadas e estão sendo apresentadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos, orientações e interpretações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro, o International Financial Reporting Standards (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB) e, quando aplicável, as regulamentações emitidas pela Aneel, quando esta não estiver em desacordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais.

As demonstrações financeiras foram preparadas considerando o custo histórico como base de valor e ajustadas para refletir o "custo atribuído" de barragens, edificações, máquinas, móveis e veículos na data de convergência para IFRS, e determinados ativos financeiros compreendendo ativos e passivos financeiros mensurados ao valor justo contra o resultado.

Além disso, para fins de preparação de demonstrações financeiras, as mensurações do valor justo são classificadas nas categorias Níveis 1, 2 ou 3, descritas a seguir, com base no grau em que as informações para as mensurações do valor justo são observáveis e na importância das informações para a mensuração do valor justo em sua totalidade:

i. Informações de Nível 1 são preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos aos quais a entidade pode ter acesso na data de mensuração;

ii. Informações de Nível 2 são informações, que não os preços cotados incluídos no Nível 1, observáveis para o ativo ou passivo, direta ou indiretamente;

iii. Informações de Nível 3 são informações não observáveis para o ativo ou passivo.

A preparação de demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e também o exercício de julgamento por parte da Administração da Companhia e sua Controlada no processo de aplicação das suas políticas contábeis. Aquelas áreas que requerem maior nível de julgamento e possuem maior complexidade, bem como as áreas nas quais previsões e estimativas são significativas para as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, estão divulgadas na nota 3.

## 2.2. Moeda funcional e moeda de apresentação

As demonstrações financeiras, individuais e consolidadas, estão apresentadas em reais, moeda funcional utilizada pela Companhia.

## 2.3. Consolidação

## Demonstrações financeiras consolidadas

As demonstrações financeiras consolidadas são preparadas consolidando as demonstrações da empresa controlada (nota 10).

## a) Controlada

Controlada é uma entidade na qual a Controladora tem o poder de determinar as políticas financeiras e operacionais, acompanhada de uma participação maior que a metade dos direitos a voto (capital votante). A Controlada é consolidada a partir da data em que o controle é transferido para a Controladora. A consolidação é interrompida a partir da data em que o controle termina.

Transações entre companhias, saldos e ganhos não realizados em transações entre empresas são eliminados. Os pre



—★ continuação

## NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E DE 2016

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

Em 30 de julho de 1998 foi assinado o Contrato de Concessão nº 183/1998 e em 18 de agosto de 2000 foi firmado o Primeiro Termo Aditivo a este contrato, que regulam as concessões para geração de energia elétrica das usinas Canoas I e Canoas II, tendo como partes a Aneel e as empresas do Consórcio Canoas, formado pela Companhia, como produtora independente de energia elétrica, e a Companhia Brasileira de Alumínio (CBA) na condição de autoprodutor; tal contrato prevê que 53,8 MWm são disponibilizados à CBA. Eventuais sobras de energia não utilizadas pela CBA devem ser absorvidas, sem ônus, pela Companhia. Reciprocamente, em regime normal de operação, quando a geração for inferior ao estabelecido contratuamente, a diferença será complementada, sem ônus, pela Companhia. O contrato de concessão tem prazo de vigência de 35 anos a partir da data de assinatura do mesmo, podendo ser prorrogado por até 20 anos a critério do Poder Concedente.

## 2.13.1 Garantia física

No período de 2015 a 2017, houve um acréscimo total de 28,2 MWm na garantia física da Companhia, considerando-se as repotências, modernizações e correções de parâmetros técnicos ocorridas neste período, conforme tabela abaixo:

Histórico de Revisão Extraordinária de Garantia Física das Usinas da Rio Paranapanema Energia S.A.  
- Período 2015-2017 (Portaria MME nº 861/2010)

Regulamento	Data da publicação	Acréscimo de Garantia Física (MWm)	Garantia Física total da Companhia (MWm)	Observação
Portaria MME 156/2015	14/05/2015	19,2	1.104,8	Repotenciação da UG-3 da UHE Capivara (7,5 MWm) Correção de parâmetros técnicos da UHE Taquaruçu (5,0 MWm) Correção de parâmetros técnicos da UHE Rosana (6,7 MWm)
Despacho Aneel 2.436/2015	29/07/2015	4,1	1.108,9	Modernização da UG-01 da UHE Chavantes
Despacho Aneel 848/2016	07/04/2016	1,1	1.110,0	Modernização da UG-03 da UHE Chavantes
Despacho Aneel 3.266/2016	16/12/2016	0,5	1.110,5	Modernização da UG-02 da UHE Chavantes
Despacho Aneel 1.943/2017	02/08/2017	3,3	1.113,8	Repotenciação da UG-04 da UHE Capivara
<b>Acréscimo total de garantia física da Companhia</b>		<b>28,2</b>	<b>1.113,8</b>	

Dessa forma, a garantia física de energia total da Companhia, passou de 1.110,5 MWm em 31/12/2016 para 1.113,8 MWm em 31/12/2017, valores estes que incluem a parcela de garantia física pertencente à CBA no Consórcio Canoas.

Contrato de Concessão Aneel	Usina	Tipo	UF	Rio	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW médio)	Ínicio da Concessão	Vencimento Concessão	Controladora
76/1999	Jurumirim	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	101,0	47,0	22/09/1999	21/09/2029	
76/1999	Chavantes	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	414,0	177,7	22/09/1999	21/09/2029	
76/1999	Salto Grande	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	73,8	55,0	22/09/1999	21/09/2029	
76/1999	Capivara	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	619,0	340,8	22/09/1999	21/09/2029	
76/1999	Taquaruçu	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	525,0	205,6	22/09/1999	21/09/2029	
76/1999	Rosana	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	354,0	182,7	22/09/1999	21/09/2029	
183/1998	Canoas I	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	82,5	57,0	30/07/1998	29/07/2033	
183/1998	Canoas II	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	72,0	48,0	30/07/1998	29/07/2033	
					<b>2.241,3</b>	<b>1.113,8</b>			

## 2.13.2. Resoluções autorizativas

## Controladora

A Aneel autorizou a exploração do potencial hidrelétrico das Pequenas Centrais Hidrelétricas Retiro e Palmeiras respectivamente, através das Resoluções nº 549 de 08 de outubro de 2002 e nº 706 de 17 de dezembro de 2002, em nome da Sociedade de Energia Bandeirantes - SEBAND - Ltda. (Seband).

Em fevereiro de 2007, a Rio Paranapanema Participações S.A. e a Seband assinaram Contrato de Cessão e Transferência de Quotas e Outras Avenças, objetivando a transferência dos bens e direitos relativos à exploração do aproveitamento hidrelétrico das PCH Retiro e PCH Palmeiras para a Rio Sapucaí-Mirim Energia Ltda, concomitante à transferência integral das quotas da Controladora para a Rio Paranapanema Participações S.A..

Através da Resolução nº 944 de 05 de junho de 2007, a Aneel autorizou a transferência das autorizações para implantar e explorar as PCH Retiro e PCH Palmeiras da Seband para a Rio Sapucaí-Mirim Energia Ltda.

Em 2015, ocorreu a transferência pela Rio Paranapanema Participações S.A. do controle societário da Controladora para a Companhia.

Resolução de Autorização Aneel	Usina	Tipo	UF	Rio	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW médio)	Ínicio da Autorização	Vencimento Autorização	Controladora
549/2002	Retiro	PCH - Hidrelétrica	SP	Sapucaí	16,0	8,1	10/10/2002	09/10/2032	
706/2002	Palmeiras	PCH - Hidrelétrica	SP	Sapucaí	16,5	8,1	18/12/2002	17/12/2032	

## 2.14. Impairment de ativos não financeiros

Os ativos sujeitos à depreciação ou amortização são revisados para a verificação de impairment sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável. Uma perda por impairment é reconhecida pelo valor ao qual o valor contábil do ativo excede seu valor recuperável. Este último é o valor mais alto entre o valor justo de um ativo menos os custos de venda e o valor em uso. Para fins de avaliação do impairment, os ativos são agrupados nos níveis mais baixos para os quais existem fluxos de caixa identificáveis separadamente (Unidade Geradora de Caixa - UGC). Os ativos não financeiros que tenham sofrido impairment são revisados para a análise de uma possível reversão do impairment na data de apresentação do relatório.

Os detalhes das análises de impairment da Controladora e Controladora estão evidenciados na nota 11.8.

## 2.15. Fornecedores e outras contas a pagar

Fornecedores e outras contas a pagar são obrigações a pagar por bens, energia elétrica, encargos de uso da rede, materiais e serviços que foram adquiridos dos fornecedores no curso normal dos negócios, sendo classificados como passivos circulantes se o pagamento for devido no período de até um ano (ou no ciclo operacional normal dos negócios, ainda que mais longo), caso contrário, fornecedores e outras contas a pagar são apresentados como passivo não circulante.

Eles são, inicialmente, reconhecidos pelo valor justo e, subsequentemente, mensurados pelo custo amortizado com o uso do método de taxa de juros efetiva. Na prática, considerando o prazo de pagamento, são normalmente reconhecidos ao valor da fatura correspondente.

## 2.16. Débitores e empréstimos

As débitores e os empréstimos são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo, líquido dos custos incorridos na transação e são, subsequentemente, demonstrados pelo custo amortizado. Qualquer diferença entre os valores captados (líquidos dos custos de transação) e o valor de liquidação é reconhecida na demonstração do resultado durante o período em que os mesmos estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros.

As taxas pagas no estabelecimento das débitores são reconhecidas como custos da transação das débitores, uma vez que seja provável que uma parte ou o total seja sacado. Nesse caso, a taxa é diferida até que o saque ocorra. Quando não houver evidências da probabilidade de saque de parte ou da totalidade, a taxa é capitalizada como um pagamento antecipado de serviços de liquidez e amortizada durante o período ao qual se relaciona.

As débitores são classificadas como passivo circulante, a menos que a Companhia tenha um direito incondicional de diferir a liquidação do passivo por, pelo menos, 12 meses após a data do balanço.

## 2.17. Provisões

As provisões para recuperação ambiental, custos de reestruturação e ações judiciais (trabalhistas, civis e fiscais) são reconhecidas quando a Companhia e sua Controladora tem uma obrigação presente ou não formalizada (constructive obligation) como resultado de eventos passados, com provável saída de recursos para liquidar a obrigação e valor estimado com segurança. As provisões não são reconhecidas com relação às perdas operacionais futuras.

Quando houver uma série de obrigações similares, a probabilidade de que a Companhia e sua Controladora liquidá-las é determinada levando-se em consideração a classe de obrigações como um todo. Uma provisão é reconhecida mesmo que a probabilidade de liquidação relacionada com qualquer item individual incluído na mesma classe de obrigações seja pequena.

As provisões são mensuradas pelo valor presente dos gastos que devem ser necessários para liquidar a obrigação, usando uma taxa antes dos efeitos tributários, a qual reflete as avaliações atuais de mercado do valor do dinheiro no tempo e dos riscos específicos da obrigação. O aumento da obrigação em decorrência da passagem do tempo é reconhecido como despesa financeira.

## 2.18. Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos

As despesas de imposto de renda e contribuição social do exercício compreendem os impostos correntes e diferidos. Os impostos diferidos são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto na proporção em que estiverem relacionados com itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente.

O imposto de renda e contribuição social correntes são calculados com base nas leis tributárias promulgadas, ou substancialmente promulgadas, na data do balanço. A Administração avalia, periodicamente, as posições tributárias assumidas pela Companhia e sua Controladora com relação às situações em que a regulamentação fiscal aplicável dá margem a interpretações. Estabelece provisões, quando apropriado, com base nos valores estimados de pagamento às autoridades fiscais.

O imposto de renda e contribuição social correntes são apresentados líquidos, por entidade contribuinte, no passivo quando houver montantes a pagar, ou no ativo quando os montantes antecipadamente pagos excedam o total devido na data do balanço.

O imposto de renda e contribuição social diferidos são reconhecidos usando-se o método do passivo sobre as diferenças temporárias decorrentes de diferenças entre as bases fiscais dos ativos e passivos e seus valores contábeis nas demonstrações financeiras.

Adicionalmente, são reconhecidos somente na proporção da probabilidade de que o lucro tributável futuro esteja disponível e contra o qual as diferenças temporárias possam ser usadas.

Os impostos diferidos ativos e passivos são compensados quando há um direito equivalente de legalmente compensar os ativos fiscais correntes contra os passivos fiscais.

A Controladora é optante pelo regime de tributação pelo lucro presumido, portanto, não constitui provisão para imposto de renda e contribuição social diferidos.

## 2.19. Benefícios a empregados

A Companhia patrocina planos de pensão e aposentadoria a seus empregados. Esses planos foram constituídos de acordo com as características do benefício definido (vide nota 19) e contribuição definida. Os custos, contribuições e o passivo ou ativo atuarial do plano de benefício são determinados, anualmente, em 31 de dezembro, por atuários independentes, registrados de acordo com a Deliberação CVM nº 695/2012 (CPC 33 (R1)).

Com relação aos planos de pensão de benefício definido, a Companhia reconhece passivo no balanço patrimonial se o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço é maior que o valor justo dos ativos do plano.

A Companhia poderia reconhecer um ativo no balanço patrimonial se os superávits do plano de benefício definido levassem a uma redução efetiva dos pagamentos de contribuições futuras.

No momento, o superávit verificado não atende a esse critério e nenhum ativo foi constituído.

Os custos correntes do plano, incluindo os juros, menos os rendimentos esperados dos ativos, são reconhecidos no resultado mensalmente. Os ganhos e as perdas atuariais são reconhecidos imediatamente em outros resultados abrangentes, com efeito imediato no patrimônio líquido da Companhia.

## 2.19.2. Participação nos lucros

A Companhia e sua Controladora reconhecem um passivo e uma despesa de participação nos lucros e resultados, com base em uma fórmula que leva em conta o lucro líquido combinado do exercício conforme Acordo Coletivo vigente.

## 2.20. Capital Social

Ações Ordinárias (ON) e Preferenciais (PN) são classificadas como patrimônio líquido. As ações preferenciais não dão direito de voto, possuindo preferência na liquidação da sua parcela do capital social. As demais características das ações preferenciais estão descritas na nota 23.1.

## 2.21. Reconhecimento da receita

## 2.21.1. Receita de comercialização de energia

A receita compreende o valor justo da contraprestação recebida ou a receber pela comercialização de produtos e serviços no curso normal das atividades da Companhia e de sua Controladora. A receita de vendas é apresentada líquida dos impostos incidentes, das devoluções, dos abatimentos e dos descontos concedidos.

A Companhia e sua Controladora reconhecem a receita quando:

i. o valor da receita pode ser mensurado com segurança;

ii. é provável que benefícios econômicos futuros fluirão para a Com



continuação

## NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E DE 2016

## 4.2. Gestão de capital

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Empréstimos (vide nota nº 17)	—	230.228	—	230.228
Debêntures (vide nota nº 16)	1.487.694	1.297.523	1.487.694	1.297.523
Caixa e equivalentes de caixa (vide nota nº 6)	(899.463)	(798.120)	(976.841)	(852.563)
<b>Divida líquida</b>	<b>588.231</b>	<b>729.631</b>	<b>510.853</b>	<b>675.188</b>
Patrimônio líquido	1.693.669	1.771.988	1.693.669	1.771.988
<b>Total do capital</b>	<b>2.281.900</b>	<b>2.501.619</b>	<b>2.204.522</b>	<b>2.447.176</b>
<b>Índice de alavancagem financeira (%)*</b>	<b>25,8</b>	<b>29,2</b>	<b>23,2</b>	<b>27,6</b>

\*Divida líquida/total do capital.

Os objetivos da Companhia e da sua Controlada ao administrar seu capital são os de salvaguardar sua capacidade de continuidade para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de manter uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo.

Para manter ou ajustar a estrutura do capital, a Companhia pode rever a política de pagamento de dividendos ou devolver capital aos acionistas.

## 4.3. Estimativa do valor justo

Presupõe-se que os saldos das contas a pagar aos fornecedores e as contas a receber de clientes reconhecidos pelo valor contábil, menos a perda (impairment), estejam próximos de seus valores justos. O valor justo dos passivos financeiros, para fins de divulgação, é estimado mediante o desconto dos fluxos de caixa contratuais futuros pela taxa de juros vigente no mercado, que está disponível para a Companhia para instrumentos financeiros similares.

O valor justo dos instrumentos financeiros negociados em mercados ativos é baseado nos preços de mercado, cotados na data do balanço. Um mercado é visto como ativo se os preços cotados estiverem prontos e regularmente disponíveis a partir de uma bolsa, distribuidor, corretor, grupo de indústrias, serviço de especificação, ou agência reguladora, e aqueles preços representam transações de mercado reais e que ocorrem regularmente em bases puramente comerciais. O preço de mercado cotado utilizado para os ativos financeiros mantidos pela Companhia e sua Controlada é o preço de concorrência atual.

## 4.4. Outros riscos

## 4.4.1. Risco de regulação

As atividades da Companhia, assim como de seus concorrentes, são regulamentadas e fiscalizadas pela Aneel. Qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre as atividades da Companhia e de sua Controlada.

## 4.4.2. Risco ambiental

As atividades e instalações da Companhia e sua Controlada estão sujeitas a diversas leis e regulamentos federais, estaduais e municipais, bem como a diversas exigências de funcionamento relacionadas à proteção do meio ambiente. Adicionalmente, eventual impossibilidade de a Companhia e sua Controlada operarem suas usinas em virtude de autuações ou processos de cunho ambiental poderá comprometer a geração de receita operacional e afetar negativamente o resultado da Companhia e de sua Controlada.

A Companhia e sua Controlada utilizam-se da política de gestão de Meio Ambiente, Saúde e Segurança (MASS) para assegurar o equilíbrio entre a conservação ambiental e o desenvolvimento de suas atividades, minimizando os riscos para a Companhia e sua Controlada. Os processos ambientais estão descritos na nota 20.

## 5. QUALIDADE DO CRÉDITO DOS ATIVOS FINANCEIROS

A qualidade do crédito dos ativos financeiros que não estão vencidos pode ser avaliada mediante referência às classificações externas de crédito (se houver) ou às informações históricas sobre os índices de inadimplência de contrapartes (vide nota 6).

Standard & Poor's	Moody's	Caixa e equivalentes de caixa			
		2017	2016	2017	2016
B	BR-1	872.724	639.367	938.151	685.078
B	—	26.736	158.750	38.687	167.482
*	*	3	3	3	3
		<b>899.463</b>	<b>798.120</b>	<b>976.841</b>	<b>852.563</b>

\* O saldo de R\$ 3 em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 3 em 31 de dezembro de 2016) refere-se a um fundo fixo de caixa, portanto, não possui classificação de risco.

## 6. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Controladora				Consolidado			
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Caixa e bancos			1.578	410	1.597	1.015		
Aplicações financeiras								
Certificado de depósito bancário (CDB)			897.782	797.616	974.962	851.289		
Fundo renda fixa			103	94	282	259		
			<b>899.463</b>	<b>798.120</b>	<b>976.841</b>	<b>852.563</b>		

As aplicações financeiras correspondem às operações de fundos de investimentos de renda fixa e certificados de depósitos bancários, as quais são realizadas com instituições que operam no mercado financeiro nacional e são contratadas em condições e taxas normais do mercado, tendo como característica alta liquidez, baixo risco de crédito e remuneração pela variação do CDI. Os ganhos ou perdas decorrentes de variações no valor justo desses ativos são apresentados na demonstração do resultado em "resultado financeiro" no exercício em que ocorrem (vide nota 26).

## 7. CLIENTES

## 7.1. Composição do saldo

	Controladora					
	2017			2016		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Contratos bilaterais	114.686	196	114.882	118.376	285	118.661
Contratos de leilão	3.063	—	3.063	4.381	—	4.381
Energia de curto prazo (MRE/MCP)	29.163	—	29.163	13.206	—	13.206
<b>Estimativa para créditos de liquidação duvidosa</b>	<b>146.912</b>	<b>196</b>	<b>147.108</b>	<b>135.963</b>	<b>285</b>	<b>136.248</b>

	Consolidado					
	2017			2016		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Contratos bilaterais	117.648	324	117.972	120.891	413	121.304
Contratos de leilão	3.063	—	3.063	4.381	—	4.381
Energia de curto prazo (MRE/MCP)	29.163	—	29.163	13.212	—	13.212
<b>Estimativa para créditos de liquidação duvidosa</b>	<b>149.874</b>	<b>324</b>	<b>150.198</b>	<b>138.484</b>	<b>413</b>	<b>138.897</b>

## 7.2. Abertura por vencimento dos saldos de contas a receber

	Controladora				Consolidado			
	2017		2016		2017		2016	
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante
Saldos vincendos			146.912	133.371	149.874	135.892		
até 90 dias				—	686	—	686	
de 91 até 365 dias				—	1.906	—	1.906	
mais de 365 dias				196	285	324	413	
				<b>147.108</b>	<b>136.248</b>	<b>150.198</b>	<b>138.897</b>	

## 7.3. Movimentação da estimativa para créditos de liquidação duvidosa (ECLD)

|--|



continuação

## NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E DE 2016

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

## 11.2. Movimentação do ativo imobilizado

	Controladora						Consolidado		
	Valor líquido em 31/12/2016	Adições	Depreciação	Baixas	Reclassificação e transferência		2017	2016	2016
Terrenos	214.911	—	—	—	—	214.911			
Reservatórios, barragens e adutoras	2.194.040	2.658	(149.989)	(574)	3.596	2.049.731			
Edificações, obras civis e benfeitorias	283.798	1.658	(15.679)	(7.917)	46	261.906			
Máquinas e equipamentos	631.535	69.628	(43.825)	(13.637)	(3.480)	640.221			
Veículos	5.264	124	(957)	(762)	—	3.669			
Móveis e utensílios	473	444	(61)	(40)	(162)	654			
(-) Reserva usinas Canoas I e II	(200.675)	—	—	—	—	(200.675)			
(-) Obrigações especiais (vide nota 21)	3.129.346	74.512	(210.511)	(22.930)	—	2.970.417			
	3.128.311	74.366	(210.380)	(22.919)	—	2.969.378			

	2017			2016		
	Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total
Suprimento de energia elétrica	654.603	—	654.603	325.865	—	325.865
Materiais e serviços contratados	9.609	—	9.609	8.996	—	8.996
Encargos de uso da rede elétrica	12.703	17.568	30.271	12.762	13.960	26.722
Tust	11.538	—	11.538	11.564	—	11.564
Tusd-g	1.114	17.568	18.682	1.138	13.960	15.098
Encargos de conexão	10	—	10	20	—	20
	676.915	17.568	694.483	347.623	13.960	361.583

Na rubrica de suprimento de energia elétrica está registrado o efeito de R\$ 465.978 na Controladora e R\$ 470.764 no Consolidado (R\$ 206.042 e R\$ 208.597 respectivamente, em 31 de dezembro de 2016), referente ao recebimento da CCEE relativo à liminar sobre o GSF concedida à Apine, conforme descrito na nota 1.4. O restante do valor trata-se da operação normal de compra de energia. Esses valores estão sendo atualizados baseados no IGPM (vide nota 26).

## Encargos de uso da rede elétrica

A Aneel regula as tarifas que regem o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão. As tarifas devidas pela Companhia são:

- ii. Tarifas de Uso de Sistema de Transmissão (Tust);
- iii. Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição Aplicáveis às Unidades Geradoras Conectadas aos Sistemas de Distribuição (Tusd-g);
- iii. Encargos de Conexão (vide nota 25.3).

A Companhia atualmente discute judicialmente, via Ação Ordinária, a revisão dos valores a serem pagos por conta da Tusd-g, pelo entendimento de que as Demais Instalações de Transmissão (DITs) e os Transformadores de Fronteira integram o sistema de transmissão e que a tarifa por remunerar estes ativos do sistema de transmissão deve ser calculada com base na diretriz do sinal locacional.

Em junho de 2009, a Companhia requereu nos autos da Ação Ordinária o depósito judicial dos valores da Tusd-g e a determinação judicial para que os contratos de uso do sistema de distribuição (Cusd) com as distribuidoras fossem considerados assinados. Em junho de 2009, o pedido de depósito judicial foi indeferido, mas o juiz reconheceu os Cusd como assinados.

Desta forma, diante da obrigação de pagar tais valores, em 30 de junho de 2009, a Companhia reconheceu em seu resultado o montante de R\$ 71.262 (R\$ 59.311 registrado na rubrica Encargos de Uso da Rede Elétrica e R\$ 11.951 registrado na rubrica Despesas Financeiras), sendo, R\$ 30.534 no Passivo Circulante e R\$ 40.728 no Passivo Não Circulante, ajustando o valor registrado ao montante estabelecido pela Resolução Homologatória Aneel nº 497/2007.

A Companhia recorreu da decisão que indeferiu o pedido de depósito e, em agosto de 2009, o Tribunal autorizou o depósito judicial dos montantes relativos à diferença entre as tarifas calculadas em conformidade com a Resolução Normativa Aneel nº 349/2009 e a Resolução nº 497/2007.

Em dezembro de 2014, foi proferida sentença em primeira instância que julgou totalmente procedentes os pedidos da Companhia na Ação Ordinária. Contra tal decisão, as partes apresentaram recursos de apelação, cujos julgamentos estão pendentes. A Companhia efetuou o pagamento das últimas parcelas dos depósitos judiciais no primeiro trimestre de 2012, cujo montante atualizado em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 85.086 (R\$ 78.756 em 31 de dezembro de 2016). O passivo é apresentado líquido dos depósitos judiciais e seu saldo em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 17.568 (R\$ 13.960 em 31 de dezembro de 2016).

## 14. ARBITRAGEM

Os custos extraordinários incorridos durante a construção da PCH Retiro foram objeto de discussão em procedimento arbitral, instaurado entre a Controladora e a empresa contratada para construção do empreendimento. Em 2012, foi proferida sentença arbitral (arbitragem 45/2009), através da qual restou definida a responsabilidade de cada parte, por tais custos adicionais, restando apenas o cálculo final dos valores correspondentes. A Controladora considerou, no custo total do projeto, valores referentes a eventuais acertos finais decorrentes dessa fase de liquidação, cujo saldo atualizado em 31 de dezembro de 2015 foi de R\$ 15.081.

Em 29 de janeiro de 2016 foi proferida Sentença Arbitral Final, através da qual foi determinado o pagamento, pela Controladora, da quantia de R\$ 12.503 (data-base dezembro de 2014), com incidência de 1% (um por cento) de juros e correção monetária com base na variação do IPCA/IBGE, calculados a partir de janeiro de 2015, totalizando R\$ 15.952.

De acordo com o contrato de compra e venda de quotas da Controladora, firmado entre a Companhia e a Rio Paranapanema Participações S.A. (anteriormente denominada Duke Energy International, Brasil Ltda), esta comprometeu-se a manter aquela totalmente indene com relação a todos e quaisquer valores adicionais decorrentes da Arbitragem, motivo pelo qual o valor estabelecido pela sentença arbitral foi pago pela Rio Paranapanema Participações S.A. à Controladora.

Os valores pagos foram registrados como reserva de capital, líquido dos efeitos tributários, no montante de R\$ 10.529. A Controladora procedeu o pagamento dessa sentença em 12 de fevereiro de 2016.

Durante o segundo trimestre de 2016 foram feitos pagamentos complementares ao processo da arbitragem, registrados como reserva de capital no montante de R\$ 770, líquido dos efeitos tributários.

## 15. PARTES RELACIONADAS

## 15.1. Transações e saldos

A Companhia possui contrato de compartilhamento de despesas com a sua controladora Rio Paranapanema Participações S.A. O saldo a receber de partes relacionadas destes contratos em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 700 (R\$ 151 em 31 de dezembro de 2016).

Na medida em que clientes da Companhia e sua Controladora necessitam de garantias em operações comerciais, a Rio Paranapanema Participações fornece tais garantias, cujo montante em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 144.870 e R\$ 3.629 respectivamente (R\$ 171.787 e R\$ 1.823 respectivamente em 31 de dezembro de 2016). As demais transações relevantes com partes relacionadas referem-se à distribuição dos dividendos e JSCP. O Controlador indireto final é a China Three Gorges Corporation, uma empresa de energia estatal chinesa.

## 15.2. Remuneração do pessoal-chave da Administração

Em 28 de abril de 2017, em Assembleia Geral Ordinária (AGO), foi aprovado o valor da remuneração anual da Administração da Companhia no montante global de até R\$ 13.263 para 2017, sendo distribuído da seguinte forma: (a) R\$ 1.200 para o Conselho de Administração; (b) R\$ 10.863 para a Diretoria e (c) R\$ 1.200 para o Conselho Fiscal.

Segue detalhe da remuneração relacionada às pessoas-chave da Administração:

	Controladora e consolidado	
	2017	2016
Benefícios de curto prazo a empregados e administradores	8.382	8.793
Benefícios pós-emprego	208	308
Conselho fiscal	1.078	996
	9.668	10.097
	9.668	10.134

Pagamento baseado em ações (vide nota 23.5).

Alguns administradores da Companhia eram elegíveis ao Programa de Incentivo de Longo Prazo (Long Term Incentive Program - LTI), estabelecido e composto por ações da sua Controladora indireta. No ano de 2016, a Companhia reconheceu como despesas relativistas ao plano de pagamento baseado em ações da antiga Controladora o montante de R\$ 37. A Companhia não possui plano local envolvendo suas ações.

Devido à reorganização societária ocorrida em dezembro de 2016 (vide nota 1.2), a partir de janeiro de 2017 a CTG Brasil deixou de conceder esse benefício.

## 16. DEBÊNTURES

## 16.1. Composição e vencimento das debêntures

## a) Composição

Emissão	Série	Remuneração	Vencimento	Controladora e Consolidado			
				2017	2016	2017	2016
4º	1	Variação CDI + 0,65% ao ano	16/07/2018	83.350	3.223	86.573	—
4º	2	Variação IPCA + 6,07% ao ano	16/07/2023	—	8.910	8.910	250.000
5º	1	Variação CDI + 0,89% ao ano	20/05/2019	79.659	1.028	80.687	79.683
5º	2	Variação IPCA + 7,01% ao ano	20/05/2021	—	12.380	12.380	240.000
6º	Única	Variação CDI + 2,00% ao ano	10/09/2018	160.000	4.032	164.032	—
7º	1	Variação CDI + 0,40% ao ano	15/08/2020	—	4.488	4.488	220.000
7º	2	Variação IPCA + 5,90% ao ano	15/08/2022	—	3.103	3.103	200.000
				323.009	37.164	360.173	989.683
							137.838
							1.127.521

Emissão	Série	Remuneração	Vencimento	Controladora e Consolidado			
2016	2016	2016	2016				

<tbl\_r cells="5" ix="1



## NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E DE 2016

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

## ★ continuação

## b) Vencimento

Vencimento a longo prazo	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Debêntures	178.020	318.712	310.005	210.355	110.429	<b>1.127.521</b>

## 16.2. Movimentação

	3 <sup>a</sup> Emissão	4 <sup>a</sup> Emissão	5 <sup>a</sup> Emissão	6 <sup>a</sup> Emissão	7 <sup>a</sup> Emissão	Total
Série Única	Série 1	Série 2	Série 1	Série 2	Série 1	Série 2
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2016</b>	<b>80.303</b>	<b>177.314</b>	<b>328.952</b>	<b>241.969</b>	<b>302.605</b>	<b>166.380</b>
<b>Movimentação das debêntures</b>						
Captação de debêntures	–	–	–	–	–	220.000
Custos de transação	–	–	–	–	–	(1.870)
Amortização de custos de transação	–	156	78	400	286	794
Apropriação de juros	267	14.003	19.744	20.854	20.799	5.111
Apropriação de variação monetária	–	–	9.116	–	8.238	3.477
Pagamento de debêntures	(75.000)	(83.325)	–	(79.659)	–	2.074
Pagamento de juros	(5.570)	(21.575)	(19.573)	(23.361)	(20.614)	(21.970)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>–</b>	<b>86.573</b>	<b>338.317</b>	<b>160.203</b>	<b>311.314</b>	<b>164.032</b>

As principais variações do saldo de Debêntures foram resultantes da captação relativa à 7<sup>a</sup> emissão de debêntures (séries 1 e 2) (vide nota 16.3), compensado pela quitação da 3<sup>a</sup> emissão, pelo pagamento de parcela da 4<sup>a</sup> e 5<sup>a</sup> emissões, pelo pagamento de juros da 4<sup>a</sup> (séries 1 e 2), 5<sup>a</sup> (séries 1 e 2) e 6<sup>a</sup> (série única) emissões ocorridas ao longo do ano. As demais variações decorrem da movimentação normal do exercício.

## 16.3. Sétima emissão de debêntures

Em 15 de agosto de 2017, a Companhia emitiu captação de R\$ 420.000 (quatrocentos e vinte milhões de reais) no mercado na forma de dívida, por meio da 7<sup>a</sup> emissão pública de debêntures simples, não conversíveis em ações, emitidas sob a forma nominativa, escritural, da espécie quirografária, no mercado local as quais foram distribuídas com esforços restritos, nos termos da Instrução CVM nº 476/2009, destinadas exclusivamente a investidores profissionais.

A emissão foi realizada em duas séries, sendo que a primeira é composta de 220.000 (duzentas e vinte mil) debêntures no valor nominal de R\$ 1.000 (mil reais) cada, com prazo de vencimento em 3 (três) anos e a segunda é composta de 200.000 (duzentas mil) debêntures, no valor nominal de R\$ 1.000 (mil reais) cada, com prazo de vencimento em 05 (cinco) anos, totalizando assim 420.000 (quatrocentas e vinte mil) debêntures.

As liberações efetivas dos recursos oriundos da primeira e segunda séries ocorreram em 12 de setembro de 2017 e não houveram juros e variação monetária incorridos entre a data da emissão das debêntures e a liberação efetiva dos recursos.

A oferta foi emitida com base nas deliberações: (i) da Reunião de Diretoria da Companhia realizada em 21 de junho de 2017 ("RD"); (ii) da Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 21 de junho de 2017 ("RCA"); (iii) no parecer favorável do Conselho Fiscal da Companhia em 22 de junho de 2017 e; (iv) nas deliberações da assembleia geral extraordinária dos acionistas da Companhia realizada em 17 de julho de 2017 ("AGE") que aprovou proposta apresentada pelo Banco Bradesco BBI S.A.

A destinação dos recursos líquidos obtidos pela Companhia com a Emissão serão utilizados integralmente para os pagamentos do (i) principal da segunda parcela de amortização das debêntures da terceira emissão da Companhia; (ii) principal da segunda parcela de amortização das debêntures da quarta emissão da primeira série da Companhia; (iii) principal da primeira parcela de amortização das debêntures da quinta emissão da primeira série da Companhia; (iv) principal da Cédula de Crédito Bancário (CCB) da Companhia.

Os custos de transação incorridos na captação estão contabilizados como redução do valor justo inicialmente reconhecido e foram considerados para determinar a taxa efetiva dos juros, em consonância com o CPC 08 - Custos de transações e prêmios na emissão de títulos e valores mobiliários.

As cláusulas restritivas ("covenants") previstas na escritura da sétima emissão das debêntures são similares às constantes nas escrituras de quarta, quinta e sexta emissões com exceção para redução de capital permitida que deverá ser igual ou menor a 0,90 (noventa centésimos).

Os juros remuneratórios da sétima emissão de debêntures da primeira série correspondem a 100% da variação acumulada do CDI, acrescidos de juros de 0,40% a.a. As debêntures da segunda série serão atualizadas pela variação do IPCA acrescidas de juros remuneratórios de 5,90% a.a.

## 16.4. Covenants Financeiros

As cláusulas restritivas ("covenants") previstas no Instrumento Particular de Escritura de Emissão Pública de Debêntures Não Conversíveis em Ações da Quarta, Quinta, Sexta e Sétima emissões da Companhia são:

i. Índice entre divisão da Dívida Líquida pelo Ebitda que deverá ser igual ou inferior a 3,20;

ii. Índice entre divisão do Ebitda pelo Resultado Financeiro que deverá ser igual ou superior a 2,0.

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a Companhia atendeu os referidos índices financeiros e, portanto, cumpriu com os referidos covenants.

## 16.5. Covenants não financeiros

Além das cláusulas restritivas relacionadas a índices financeiros mencionados anteriormente, há cláusulas restritivas referentes a outros assuntos da Quarta, Quinta, Sexta e Sétima emissões, os quais vem sendo atendidas pela Companhia, dos quais destacamos os mais relevantes:

i. Inadimplemento no pagamento de quaisquer outras obrigações financeiras, de forma agregada ou individual, contraídas pela Emissora, no mercado local ou internacional em valor superior a R\$ 30 milhões para as 4<sup>a</sup> e 5<sup>a</sup> debêntures e R\$ 32 milhões para a 6<sup>a</sup> e 7<sup>a</sup> debêntures;

ii. 3<sup>a</sup>/4<sup>a</sup>/5<sup>a</sup> debêntures - Transferência de controle acionário direto ou indireto da Companhia, desde que, após tal transferência as classificações de risco pela Moody's ou Standard & Poor's ou na falta destas, a Fitch, rebaixar, por motivos diretamente ligados à transferência do controle acionário, a classificação de risco da Companhia em dois níveis em relação à classificação de risco da Companhia vigente na data da emissão.

iii. 6<sup>a</sup> debêntures - efetiva conclusão (closing) de transferência de controle acionário (conforme definição de controle prevista no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações) direto ou indireto da Companhia;

Caso ocorra o Evento de Inadimplemento previsto o Agente Fiduciário deverá convocar assembleia geral de Debenturistas. Se, na referida assembleia geral de Debenturistas, Debenturistas representando, no mínimo 2/3 (dois terços) das Debêntures em circulação, decidirem por não considerar o vencimento antecipado das obrigações decorrentes das Debêntures, ou, ainda, em caso de suspensão dos trabalhos para deliberação em data posterior, o Agente Fiduciário não deverá declarar o vencimento antecipado das obrigações decorrentes das Debêntures; caso contrário, se Debenturistas representando no mínimo, 2/3 (dois terços) das Debêntures em circulação, decidirem por considerar o vencimento antecipado das obrigações decorrentes das Debêntures, o Agente Fiduciário deverá, imediatamente, declarar o vencimento antecipado das obrigações decorrentes das Debêntures.

iv. 7<sup>a</sup> debêntures - Transferência de controle acionário direto da Companhia, desde que, após tal transferência, a Moody's ou a Standard & Poor's, ou na falta destas, a Fitch, rebaixar, por motivos diretamente ligados à transferência do controle acionário direto da Companhia, a classificação de risco da Companhia em dois níveis em relação à classificação de risco da Companhia vigente na Data de Emissão.

v. Cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária envolvendo a Companhia, exceto se cumpridas exigências dos itens a, b e c desta mesma cláusula das escrituras de emissão de debêntures, para a 7<sup>a</sup> emissão somente os itens a e b;

vi. Término antecipado ou intervenção, por qualquer motivo, de quaisquer dos contratos de concessão pelo poder concedente relativo ao serviço público de energia elétrica;

vii. Redução de capital da Companhia poderá ser realizada se observado o limite igual ou inferior a 0,7, do índice financeiro que é o quociente da divisão da dívida total pelo somatório da dívida total e capital social da Companhia, na 7<sup>a</sup> poderá ser observada no seguinte índice financeiro: quociente da divisão da dívida total da Companhia pelo somatório da dívida total e Capital Social da Companhia, tendo por base as então mais recentes Demonstrações Financeiras da Companhia igual ou menor a 0,90 (noventa centésimos) vezes.

As outras cláusulas restritivas estão detalhadas nas escrituras de emissão das debêntures, disponíveis no site <http://www.parapananemaenergia.com.br> - "Investidores" - "Informação aos investidores".

A transferência do controle acionário para a CTG Brasil, descrita na nota explicativa 1, não resultou em nenhuma alteração na classificação de risco concedido à Companhia pelas agências Moody's e Standard & Poor's, portanto, a empresa permanece em conformidade ao item ii. descrito acima.

Em 25 de novembro de 2016, ocorreu Assembleia Geral de Debenturistas da sexta emissão de Debêntures, que por unanimidade de votos e sem quaisquer restrições, aprovou e consentiu a transferência do controle acionário da Companhia, atendendo assim ao item iii descrito acima.

## 17. EMPRÉSTIMO

Em 05 de maio de 2015, a Controladora realizou captação de um empréstimo com o banco Citibank, no montante de R\$ 181.000, sendo o mesmo atualizado a 100% da variação acumulada do CDI, acrescido de juros de 1,40% a.a. O prazo de vencimento desse empréstimo era de dois anos. Não havia ativos dados como garantia para a obtenção dessa operação financeira e também não havia cláusulas restritivas.

Em 05 de maio de 2017, o empréstimo foi liquidado em razão do seu vencimento.

## 17.1. Composição e vencimento

## a) Composição

Remuneração	Vencimento	Controladora e Consolidado					
		2017		2016			
		Principal	Juros	Total	Principal	Juros	Total
Varição CDI + 1,4% ao ano	05/05/17	–	–	–	181.000	49.228	230.228

## b) Movimentação

## Saldo em 31 de dezembro de 2016

Apropriação juros 230.228  
Pagamento de juros 10.426  
Pagamento de principal (59.654)  
Saldo em 31 de dezembro de 2017

## 18. CIBACAP - CONSÓRCIO INTERMUNICIPAL DA BACIA CAPIVARA

A Companhia firmou compromissos com as Prefeituras Municipais da Bacia Capivara e com o Departamento de Estrada de Rodagem do Paraná, partes integrantes do Cibacap, envolvidos com a formação do reservatório da UHE Capivara ("Capivara"). Esses compromissos envolvem projetos, conforme acordo de Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) existente em função das perdas, danos e/ou prejuízos causados a estes municípios em virtude da construção de Capivara.

A Companhia revê periodicamente os montantes de recursos necessários para fazer frente às obrigações deste contrato, ajustando o saldo da provisão no passivo sempre que necessário.

	Controladora e Consolidado	
	2017	2016
Circulante	890	890
Não circulante	9.881	9.936
<b>Total</b>	<b>10.771</b>	<b>10.826</b>

## 19. PLANO DE PENSÃO E APOSENTADORIA

As obrigações com a Fundação CESP (uma das entidades administradoras dos planos de benefícios), referente ao Plano com Benefício Definido, são registradas no passivo não circulante na rubrica de plano de pensão e aposentadoria.

I - Conciliação dos ativos/(passivos) a serem reconhecidos no balanço patrimonial

	Controladora e Consolidado	
	2	



continuação

## NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E DE 2016

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

## b) Fiscais

Em 31 de dezembro de 2017, as provisões para riscos fiscais com expectativa de perda provável são referentes:

- Auto de infração referente à destinação para incentivo fiscal do Fundo de Investimentos da Amazônia (FINAM) dos recolhimentos do imposto sobre lucro inflacionário, efetuados nos meses de janeiro, fevereiro e março de 2000. A Receita Federal distribuiu o processo administrativo nº 19151.003540/2005-96 em face da Companhia, que em primeira instância foi julgado procedente os recolhimentos dos meses de janeiro e fevereiro, permanecendo provisionado o montante relativo a março de 2000, atualizado para 31 de dezembro de 2017, no montante de R\$ 2.915 (R\$ 2.830 em 31 de dezembro de 2016);
- Processo administrativo nº 10880.723970/2011-33, que trata de pedidos eletrônicos de restituição ou resarcimento de créditos de COFINS do ano de 2004. Foi apresentado recurso administrativo em razão de parte dos valores não terem sido homologados pela Receita Federal, valores estes que totalizam em 31 de dezembro de 2017 R\$ 12.730 (R\$ 12.233 em 31 de dezembro de 2016);
- Processo administrativo nº 16349.720107/2011-38, que trata de pedidos eletrônicos de restituição ou resarcimento de créditos de COFINS do ano de 2001. Foi apresentado recurso administrativo em razão de parte dos valores não terem sido homologados pela Receita Federal, valores estes que totalizam em 31 de dezembro de 2017 R\$ 457 (R\$ 440 em 31 de dezembro de 2016);
- Processo administrativo nº 16349.720176/2012-22, que trata de pedidos eletrônicos de restituição ou resarcimento de créditos de PIS e de COFINS. Foi apresentado recurso administrativo em razão de os valores não terem sido homologados pela Receita Federal, valores estes que, atualizados para 31 de dezembro de 2017, totalizam R\$ 1.066 (R\$ 1.389 em 31 de dezembro de 2016);
- Mandado de Segurança nº 09000033-03.2005.4.03.6100 impetrado em face da União para afastar a incidência da CIDE sobre os pagamentos efetuados no exterior em razão do contrato firmado para prestação de serviços de consultoria financeira, os valores, atualizados para 31 de dezembro de 2017, totalizam R\$ 808 (R\$ 749 em 31 de dezembro de 2016).

## c) Ambientais

Em 31 de dezembro de 2017, as principais provisões relativas aos riscos ambientais com expectativas de perda provável são referentes:

- Ação para compensação de impactos ambientais movida pelo Município de Santo Inácio. A Companhia está em discussão para formalização de um TAC que será submetido ao Juiz para homologação, colocando fim à Ação Civil Pública no montante atualizado para 31 de dezembro de 2017, no montante de R\$ 3.289 (R\$ 3.199 em 31 de dezembro de 2016);
- Ação anulatória do auto de infração movida em face do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), atualizado para 31 de dezembro de 2017, no montante de R\$ 1.034 (R\$ 976 em 31 de dezembro de 2016);
- Provisão para compensação de impactos ambientais referente a terreno localizado no Município de Pederneiras, atualizado para 31 de dezembro de 2017 no montante de R\$ 47 (R\$ 47 em 31 de dezembro de 2016);
- Ação ajuizada para Declarar nulo o auto de infração nº 246.946-D lavrado pelo IBAMA em face da UHE Canoas I, o valor atualizado para 31 de dezembro de 2017 é no montante de R\$ 638 (R\$ 603 em 31 de dezembro de 2016);
- Provisão para indenização por danos materiais e morais de ações ajuizadas por supostos pescadores profissionais, o valor atualizado para 31 de dezembro de 2017 é no montante de R\$ 1.078 (R\$ 1.414 em 31 de dezembro de 2016);

## 20.2. Contingências possíveis

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Trabalhistas	17.024	6.817	17.268	8.064
Fiscais	141.557	134.040	141.557	134.040
Ambientais	26.431	23.616	26.431	23.616
Regulatórias	97.378	91.095	97.378	91.095
Cíveis	8.487	6.881	8.487	6.881
	<b>290.876</b>	<b>262.449</b>	<b>291.120</b>	<b>263.696</b>

## a) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2017, as contingências trabalhistas com expectativa de perda possível estão avaliadas no montante de R\$ 17.024 (R\$ 6.817 em 31 de dezembro de 2016) na Controladora e R\$ 17.268 (R\$ 8.064 em 31 de dezembro de 2016) no Consolidado.

A variação na rubrica de contingências trabalhistas é decorrente de reavaliações de determinadas ações judiciais feitas por assessores jurídicos da Companhia.

## b) Fiscais

Em 31 de dezembro de 2017, as principais contingências fiscais com expectativa de perda possível são:

- Mandado de Segurança nº 2004.61.00.025355-3, impetrado em face do Delegado da Receita Federal de Administração Tributária em São Paulo, visando à concessão de liminar/segurança para ser reconhecido o direito da Companhia de, por força de denúncia espontânea prevista no artigo 138 do Código Tributário Nacional (CTN), não se sujeitar à multa de mora na quitação de seus débitos de PIS, IRPI, CSLL e IOF mediante pagamentos e compensações. Débitos com exigibilidade suspensa por depósitos judiciais e perda possível avaliada em R\$ 9.007 (R\$ 8.458 em 31 de dezembro de 2016);
- Ação Anulatória referente à aplicação de multa por suposta falta de emissão de documentos fiscais relativos à Usina de Canoas II, nos anos-bases de 2001 a 2005. A Companhia protocolou a ação em face da Fazenda Estadual do Paraná. O processo está aguardando decisão definitiva do tribunal, no montante de R\$ 10.411 (R\$ 9.922 em 31 de dezembro de 2016);
- Processos Administrativos originados de pedidos de restituição e compensação de saldo negativo de tributos (IRPI, IRRF e CSLL), bem como de tributos pagos a maior. Em todos os casos a Companhia apresentou manifestações de inconformidade e/ou recurso voluntário as quais aguardam julgamento. Valor classificado como possível de R\$ 72.090 (R\$ 68.257 em 31 de dezembro de 2016);

- Autos de Infração que discutem para cobrança de CSLL referente aos anos calendário de 2008 e 2009 respectivamente. Em ambos os casos foi apresentado Recurso Voluntário que está pendente de julgamento pelo Conselho de Contribuintes. Os valores atualizados para 31 de dezembro de 2017, totalizam R\$ 36.232 (R\$ 34.581 em 31 de dezembro de 2016). O montante de R\$ 13.817 está pulverizado em vários outros processos (R\$ 12.822 em 31 de dezembro de 2016).
- c) Ambientais

As contingências ambientais com expectativas de perda possível referem-se a Autos de Infração lavrados pelo Instituto Ambiental do Paraná (IAP) e pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), relativos a supostas infrações ambientais ocorridas nas Usinas Chavantes, Canoas I, Canoas II, Taquarucu e Capivara. A Companhia apresentou recursos administrativos e ajuizou ações judiciais visando declarar a nulidade das multas.

O valor atualizado para 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 26.431 (R\$ 23.616 em 31 de dezembro de 2016).

## d) Regulatórias

Em 31 de dezembro de 2017, as contingências regulatórias com expectativa de perda possível são:

- Por conta da recusa da Companhia em pagar os valores em disputa na Ação Ordinária mencionada na nota 13 ("Encargos de Uso da Rede Elétrica"), a Aneel lavrou o Auto de Infração nº 014/2009-SFG por supostamente não ter a Companhia (I) firmado os Cusd com as concessionárias de distribuição; e (ii) não ter quitado o passivo da Tuds-g acumulado de julho de 2004 a junho de 2009. Por conta disso, a Companhia ajuizou Mandado de Segurança para suspender a cobrança da multa imposta, tendo sido a liminar deferida em junho de 2009. Em junho de 2013, foi proferida sentença denegando a segurança ao Mandado de Segurança impetrado pela Companhia, mantendo-se a multa imposta pela Aneel. Em outubro de 2013 a Companhia requereu no processo a suspensão da exigibilidade da multa até o julgamento definitivo do Mandado de Segurança, mediante o depósito do valor integral e atualizado da multa objeto da ação. Em novembro de 2013, foi proferida decisão indeferindo o pedido de efeito suspensivo. Contra essa decisão a Companhia ajuizou Medida Cautelar Inominada, com pedido liminar, requerendo a suspensão da exigibilidade da multa, mediante depósito de seu valor integral e atualizado, o que foi deferido. Em dezembro de 2013, a Companhia interpôs recurso de apelação requerendo a anulação da sentença que denegou o Mandado de Segurança. O valor atualizado da multa, classificado como perda possível, é de R\$ 34.021 (R\$ 29.311 em 31 de dezembro de 2016);
- Em 2002, uma distribuidora de energia elétrica ingressou com ação judicial visando não se sujeitar à aplicação retroativa da Resolução 288 da Aneel. A Companhia pode ser impactada por eventual decisão favorável à distribuidora e o valor atualizado em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 39.375 (R\$ 38.425 em 31 de dezembro de 2016);
- Entre 2010 e 2012, uma associação de distribuidoras e uma distribuidora ingressaram com ações judiciais visando anular os despachos da Superintendência e Fiscalização Econômica e Financeira (SFF)/Aneel nº 2.517/2010 e 1.175/2012, respectivamente. A Companhia pode ser impactada por eventuais decisões favoráveis às distribuidoras. O valor atualizado em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 15.962 (R\$ 15.524 em 31 de dezembro de 2016);
- Em 2011, a associação das distribuidoras ingressou com ação judicial visando anular os despachos da SFF/Aneel nº 1.608/2011. A Companhia pode ser impactada por eventuais decisões favoráveis às distribuidoras. O valor atualizado em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 8.020 (R\$ 7.835 em 31 de dezembro de 2016);

## e) Cíveis

As contingências cíveis com expectativa de perda possível referem-se a ações indenizatórias decorrentes do alagamento ocorrido pelas fortes chuvas na UHE Rosana, bem como a ação indenizatória que discute a cláusula de preço contratada para realização de obras pela empresa LIX referidas ações totalizam um montante de R\$ 8.487 em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 6.881 em 31 de dezembro de 2016).

## 21. OBRIGAÇÕES ESPECIAIS

	Controladora e Consolidado	
	2017	2016
Provenientes do ativo imobilizado (vide nota nº 11)		
Doações de equipamentos - ONS	527	556
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	512	479
	<b>1.039</b>	<b>1.035</b>
Provenientes do ativo intangível (vide nota nº 12)		
Pesquisa e desenvolvimento - P&D - Software	346	723
	<b>1.385</b>	<b>1.758</b>

**Doações de equipamentos:** Equipamentos operacionais cedidos pelo ONS.

**Pesquisa e Desenvolvimento:** Imobilizados e intangíveis adquiridos e/ou desenvolvidos com recursos oriundos de P&D.

## 22. ENCARGOS SETORIAIS

As obrigações a recolher provenientes de encargos estabelecidos pela legislação do setor elétrico são as seguintes:

	Controladora		
	2017	2016	
Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos			
- CFURH	10.897	—	14.398
Taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica - TFSEE	470	—	465
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	13.237	7.713	12.940
RGR - Quota de juros	—	—	8.647
	<b>24.604</b>	<b>7.713</b>	<b>27.815</b>
Consolidado			
2017	2016		
Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos			
- CFURH	10.897	—	14.398
Taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica - TFSEE	477	—	472
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	13.237	7.713	12.940
RGR - Quota de juros	—	—	8.647
	<b>24.611</b>	<b>7.713</b>	<b>27.822</b>

**Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)**

A CFURH foi criada pela Lei nº 7.990/1989 e destina-se a compensar os Estados, o Distrito Federal e os municípios afetados pela perda de terras produtivas, ocasionadas por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas. Também são beneficiados pela compensação os órgãos da administração direta da União.

**Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica (TFSEE)**

A TFSEE foi instituída pela Lei nº 9.427/1996, e equivale a 0,4% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizada do serviço público de energia elétrica. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela Aneel com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades. A TFSEE fixada anualmente é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias. Sua gestão fica a cargo da Aneel.

**Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)**

De acordo com o Contrato de Concessão, Lei nº 9.991/2000, artigo 24 da Lei nº 10.438/2002 e artigo 12 da Lei nº 10.848/2004, as empresas concessionárias ou permissionárias de serviço público de distribuição, geração ou transmissão de energia elétrica, assim como as autorizadas à produção independente de energia elétrica, exceto aquelas que geram energia exclusivamente a partir de pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, cogeração qualificada, usinas eólicas ou solares, devem aplicar o montante mínimo de 1% (um por cento) de sua Receita Operacional Líquida em Pesquisa e Desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica e Eficiência Energética (no caso das Distribuidoras), segundo os procedimentos e regulamentos estabelecidos pela Aneel.

Em consonância



continuação

## NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E DE 2016

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

## 25. ENERGIA ELÉTRICA VENDIDA E COMPRADA E ENCARGOS DE USO DA REDE

## 25.1. Energia elétrica vendida

	Controladora			
	2017		2016	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos bilaterais	7.593.272	1.334.167	7.715.365	1.315.113
Contratos de leilões	221.042	34.887	484.954	72.103
Mercado de curto prazo (MCP)	792.211	171.874	(20.871)	2.749
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	5.443.901	56.243	6.061.265	73.635
	<b>14.050.426</b>	<b>1.597.171</b>	<b>14.240.713</b>	<b>1.463.600</b>
	Consolidado			
	2017		2016	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos bilaterais	7.729.052	1.367.496	7.855.030	1.347.057
Contratos de leilões	221.042	34.887	484.954	72.103
Mercado de curto prazo (MCP)	796.152	172.596	(21.465)	2.897
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	5.445.249	56.257	6.086.039	73.934
	<b>14.191.495</b>	<b>1.631.236</b>	<b>14.404.558</b>	<b>1.495.991</b>

(\*) Não auditados pelos auditores independentes

O volume negativo de energia vendida na linha de MCP é explicado devido ao provisionamento do volume vendido ter sido maior do que o volume realizado em dezembro de 2017.

A tabela a seguir resume os volumes em MWm de energia assegurada contratadas pela Companhia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e Ambiente de Contratação Regulada (ACR) em 31 de dezembro de 2017.

	Controladora		Controlada	
	MWm (*)		MWm (*)	
	2017	2016	2017	2016
<b>Energia disponível para venda</b>	<b>1.031</b>	<b>1.028</b>	<b>16</b>	<b>16</b>
ACR	25	55	—	—
2016 (3 anos)	25	55	—	—
ACL	725	878	15	16
Contratos bilaterais de venda de energia	873	878	15	16
Contratos bilaterais de compra de energia	148	—	—	—
<b>Energia livre para contratação</b>	<b>281</b>	<b>95</b>	<b>—</b>	<b>—</b>
Percentual de energia contratada	72,8%	90,8%	97,2%	100,0%

(\*) Não auditados pelos auditores independentes

## 25.2. Energia elétrica comprada para revenda

	Controladora			
	2017		2016	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos bilaterais	1.217.249	442.306	—	—
Mercado de curto prazo (MCP)	168.386	22.157	475.957	85.424
	<b>1.385.635</b>	<b>464.463</b>	<b>475.957</b>	<b>85.424</b>
	Consolidado			
	2017		2016	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos bilaterais	1.217.249	442.306	—	—
Mercado de curto prazo (MCP)	185.085	33.259	494.661	87.316
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	44.385	853	(31.503)	401
	<b>1.446.719</b>	<b>476.418</b>	<b>463.158</b>	<b>87.717</b>

(\*) Não auditados pelos auditores independentes

O saldo de energia elétrica comprada para revenda é decorrente principalmente de contratos bilaterais firmados para a mitigação de exposição no MCP e recomposição de lastros de contratos de venda de energia, impactados pelo atual cenário hidrológico desfavorável representado pelas reduções do nível do GSF (vide nota 1).

O volume negativo de energia comprada na linha de MRE, é explicado devido o provisionamento do volume comprado ter sido maior do que o volume realizado em dezembro de 2016.

## 25.3. Encargos de uso da rede elétrica

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Tust	107.302	98.704	107.302	98.704
Tusd-g	11.374	10.794	11.858	11.262
Encargos de conexão	168	245	168	245
	<b>118.844</b>	<b>109.743</b>	<b>119.328</b>	<b>110.211</b>

As tarifas devidas pela Companhia e sua Controlada e estabelecidas pela Aneel são: Tust, Tusd-g e Encargos de Conexão (vide nota 13). A Tust remunera o uso da Rede Básica, que é composta por instalações de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV. A parte de cada empresa do total do encargo é calculada com base em: (i) valor comum a todos os empreendimentos (selo), referente a um valor estimado em 80% do encargo Tust, e (ii) valor que considera a proximidade do empreendimento de geração em relação aos grandes centros consumidores no caso da geração ou a proximidade em relação aos grandes centros geradores no caso das distribuidoras ou consumidores livres (locacionais), referente a aproximadamente 20% do encargo Tust. As usinas que pagam Tust são: UHEs Jurumirim, Capivara, Chavantes e Taquaruçu, pois estão ligadas diretamente à Rede Básica. A Tusd-g remunera o uso do sistema de distribuição de uma concessionária de distribuição específica. As concessionárias de distribuição operam linhas de energia em baixa e média tensão que são utilizadas pelos geradores para ligar suas usinas à Rede Básica ou a centros de consumo. As usinas da Companhia que pagam Tusd-g para acessar os centros de consumo, são: UHEs Rosana (que se encontra na área de concessão da Eletró Eletricidade e Serviços S.A.) e Canoas I, Canoas II e Salto Grande (que se encontram na área de concessão da Energisa Sul-Sudeste Distribuidora de Energia S.A., antiga Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.). As PCHs Retiro e Palmeiras (que se encontram na área de concessão da CPFL Paulista) também estão sujeitas a este pagamento. Os encargos de conexão são pagos mensalmente à CTEEP devido ao uso de instalações na tensão de distribuição (entrada de linha em 13,8 kV).

## 26. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
<b>Receitas</b>	<b>63.395</b>	<b>69.452</b>	<b>69.225</b>	<b>75.041</b>
Aplicações financeiras	20.750	10.453	21.046	10.682
Variações monetárias	8.182	10.449	8.355	10.678
Outras	—	4	—	4
CIBACAP	350	—	350	—
Atualização monetária de referente a liminar GSF	12.218	—	12.341	—
Juros e descontos obtidos	826	1.347	924	1.485
	<b>84.971</b>	<b>81.252</b>	<b>91.195</b>	<b>87.208</b>
<b>Despesas</b>	<b>(103.083)</b>	<b>(125.889)</b>	<b>(103.083)</b>	<b>(125.889)</b>
Juros debêntures	(10.426)	(31.102)	(10.426)	(31.102)
Juros empréstimo CCB	(44.170)	(70.442)	(44.458)	(71.554)
Variações monetárias	(19.428)	(38.050)	(19.428)	(38.050)
Debêntures	(7.828)	(9.683)	(7.828)	(9.683)
Tusd-g	(2.090)	(2.508)	(2.126)	(2.632)
Provisões para riscos fiscais, trabalhistas e ambientais	(13.414)	(18.638)	(13.663)	(18.772)
Atualização monetária de referente a liminar GSF	—	—	—	—
Atualização financeira por processo arbitral	(1.410)	(1.563)	(1.413)	(1.564)
Outras	—	—	—	—
Recuperação de juros e atualização monetária de debêntures (vide nota 16.3)	—	774	—	774
Despesas plano de pensão (vide nota nº 19)	(2.888)	(1.693)	(2.889)	(1.693)
Outras despesas financeiras	(7.575)	(5.155)	(7.603)	(5.169)
	<b>(168.142)</b>	<b>(233.507)</b>	<b>(168.459)</b>	<b>(234.633)</b>
	<b>(83.171)</b>	<b>(152.255)</b>	<b>(77.264)</b>	<b>(147.425)</b>

## 27. APURAÇÃO DO IMPÔTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

A reconciliação entre a despesa de imposto de renda e de contribuição social pela alíquota nominal e pela efetiva está demonstrada a seguir:

	Controladora			
	201			



★ continuação

## NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E DE 2016

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

Contrato de Concessão Aneel	Usina	Tipo	UF	Rio	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW médio)	Início da Concessão	Vencimento Concessão
76/1999	Jurumirim	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	101,0	44,7	22/09/1999	21/09/2029
76/1999	Chavantes	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	414,0	169,1	22/09/1999	21/09/2029
76/1999	Salto Grande	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	73,8	52,3	22/09/1999	21/09/2029
76/1999	Capivara	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	619,0	324,3	22/09/1999	21/09/2029
76/1999	Taquaruçu	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	525,0	195,6	22/09/1999	21/09/2029
76/1999	Rosana	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	354,0	173,9	22/09/1999	21/09/2029
183/1998	Canoas I	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	82,5	54,2	30/07/1998	29/07/2033
183/1998	Canoas II	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	72,0	45,6	30/07/1998	29/07/2033
					<b>2.241,3</b>	<b>1.059,7</b>		

Em 2 de fevereiro de 2018, a Companhia ajuizou duas ações perante a Justiça Federal do DF em face da União Federal, com pedido de liminar para suspender a aplicação da Portaria 178/2017 e para questionar os parâmetros de garantia física das Usinas Canoas I e II e dos parâmetros fixados para as UHEs Chavantes, Capivara, Taquaruçu e Rosana. Em ambas as ações, as liminares não foram concedidas. A Companhia vai recorrer das decisões.

**33.5. Contrato de compartilhamento de recursos humanos**

De acordo com o Despacho Aneel nº 91 de 16 de janeiro de 2018 a Companhia passou a fazer parte do contrato de compartilhamento de recursos humanos junto à China Three Gorges Brasil Energia Ltda. e suas subsidiárias Rio Paraná Energia S.A., Rio Canoas Energia S.A. e Rio Verde Energia S.A., contrato este que foi previamente aprovado pelo Despacho Aneel nº 2.018, de 10 de julho de 2017 e segue as determinações da Resolução Normativa Aneel nº 699, de 26 de janeiro de 2016. O contrato de compartilhamento entrará em vigor na Companhia após a adoção de algumas medidas administrativas.

**PARECER DO CONSELHO FISCAL**

O Conselho Fiscal da Rio Paranapanema Energia S.A. ("Companhia"), sociedade por ações de capital aberto, com sede na Rua Funchal, nº 418, 29º andar, Bairro Vila Olímpia, na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ sob nº 02.998.301/0001-81, no exercício de suas funções legais e estatutárias, em reunião realizada em 15.03.2018, examinou as Demonstrações Financeiras da Companhia, Notas Explicativas, o Relatório Anual da Administração, a Proposta para Distribuição do Resultado e o Parecer dos Auditores Independentes, referentes ao exercício social encerrado em 31.12.2017. Com base nos exames efetuados, observadas as análises levadas a efeito e os esclarecimentos apresentados pelos administradores da Companhia e auditoria independente, o Conselho Fiscal, por maioria de seus membros, opina favoravelmente, sem qualquer ressalva, às Demonstrações Financeiras da Companhia, às Notas Explicativas, ao Relatório Anual da Administração e à Proposta para Distribuição do Resultado, determinando o encaminhamento do presente parecer à assembleia geral ordinária, para os devidos fins de direito. São Paulo, 15 de março de 2018.

**Jarbas Tadeu Barsanti Ribeiro**

Presidente

**François Moreau**

Conselheiros Efetivos

**Marcelo Curti****Edgar Massao Raffaelli****Ary Waddington****Murici dos Santos**

Conselheiros Suplentes

**DECLARAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

Os membros do Conselho de Administração da Rio Paranapanema Energia S.A. ("Companhia"), sociedade por ações de capital aberto, com sede na Rua Funchal, nº 418, 29º andar, Bairro Vila Olímpia, na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ sob nº 02.998.301/0001-81, declararam que: (i) examinaram e discutiram o Relatório da Administração e as demais Demonstrações Financeiras da Companhia, relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017; e (ii) manifestaram sua inteira concordância, por unanimidade, quanto aos referidos documentos. Face ao exposto, é manifestação do Conselho de Administração que os citados documentos merecem a aprovação da Assembleia Geral Ordinária dos Acionistas, a realizar-se em abril de 2018. São Paulo, 14 de março de 2018.

**Yinsheng Li**

Presidente

**Yujun Liu**

Membros Efetivos

**Evandro Leite Vasconcelos****Narciso Meschiatti Filho**

Membro Suplente

**DECLARAÇÃO DA DIRETORIA**

Em atendimento ao disposto nos incisos V e VI do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, os membros da Diretoria da Rio Paranapanema Energia S.A. ("Companhia"), sociedade por ações de capital aberto, com sede na Rua Funchal, nº 418, 29º andar, Vila Olímpia, CEP 04551-060, na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ sob nº 02.998.301/0001-81, declararam que: (i) reviram, discutiram e concordam com o Relatório Anual da Administração e com as Demonstrações Financeiras da Companhia do exercício social findo em 31 de dezembro de 2017; e (ii) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer da PricewaterCoopers Auditores Independentes, auditores independentes da Companhia, relativamente às Demonstrações Financeiras da Companhia do exercício social findo em 31 de dezembro de 2017. São Paulo, 14 de março de 2018.

**Yinsheng Li**

Diretor Executivo Presidente

**Carlos Alberto Rodrigues de Carvalho**

Diretor Executivo Financeiro, Administrativo e de Informática e Diretor Executivo de Relações com Investidores

**Carlos Alberto Dias Costa**

Diretor Executivo de Operações

**João Luis Campos da Rocha Calisto**

Diretor Executivo de Assuntos Regulatórios e Planejamento Energético

**Plautius Soares André Filho**

Diretor Executivo Comercial

**CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO****Yinsheng Li**

Presidente

**Yujun Liu**

Membro Efetivo

**Evandro Leite Vasconcelos**

Membro Efetivo

**Eliseu Nogueira de Andrade**

Membro Efetivo

**Narciso Meschiatti Filho**

Membro Suplente

**CONSELHO FISCAL****Jarbas Tadeu Barsanti Ribeiro**

Presidente

**François Moreau**

Conselheiro Efetivo

**Marcelo Curti**

Conselheiro Efetivo

**Edgar Massao Raffaelli**

Conselheiro Suplente

**Ary Waddington**

Conselheiro Suplente

**Murici dos Santos**

Conselheiro Suplente

**DIRETORIA ESTATUTÁRIA****Yinsheng Li**

Diretor Executivo Presidente

**Carlos Alberto Rodrigues de Carvalho**

Diretor Executivo Financeiro, Administrativo e de Informática e Diretor Executivo de Relações com Investidores

**Carlos Alberto Dias Costa**

Diretor Executivo de Operações

**João Luis Campos da Rocha Calisto**

Diretor Executivo de Assuntos Regulatórios e Planejamento Energético

**Plautius Soares André Filho**

Diretor Executivo Comercial

**Rodrigo Teixeira Egreja**

Diretor de Controldoria

**Narciso Meschiatti Filho**

Contador - 1SP-101290/O-0

**RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS**

Aos Administradores e Acionistas

Rio Paranapanema Energia S.A.

**Opinião**

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da Rio Paranapanema Energia S.A. ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como as demonstrações financeiras consolidadas da Rio Paranapanema Energia S.A. e sua controlada ("Consolidado"), que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Rio Paranapanema Energia S.A. e da Rio Paranapanema Energia S.A. e sua controlada em 31 de dezembro de 2017, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa, bem como o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

**Base para opinião**

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir, intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e sua controlada, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas conforme essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

**Principais Assuntos de Auditoria**

Principais Assuntos de Auditoria (PAA) são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

**Porque é um PAA****Efeitos de liminares sobre a aplicação do fator de ajuste de energia (Notas 1.4, 1.5 e 13)**

A Companhia e outros agentes de geração tem sentido os efeitos da severa crise hidrológica ocorrida nos últimos anos, que impactam o volume de energia disponível para a venda de usinas hidráulicas e o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), utilizado para a valorização da exposição dos agentes do setor (sobras e déficits de energia), que afeta o custo de geração. Dessa forma, a Companhia entrou como parte beneficiária da ação judicial que visa prevenir e reparar danos decorrentes da exposição aos efeitos do Generation Scaling Factor (GSF) e do PLD concedida à APINE (Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica). No final de 2015, o governo federal promulgou Lei com opção para que os geradores repartissem o risco hidrológico, que não foi exercida pela Companhia e outros agentes. No início de 2018, a liminar da APINE foi revogada e posteriormente restabelecida para o período de 1º de julho de 2015 a 7 de fevereiro de 2018.

Em função do exposto, a Companhia provisão os valores do efeito de GSF discutidos na referida ação judicial na conta de fornecedores. Por outro lado, os valores a receber não foram impactados até setembro de 2017, devido a liminar da Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica (Abraceel), da qual a Companhia também é parte, por meio da qual foi concedido o direito de prioridade de recebimento dos valores em discussão. Essa liminar foi extinta em setembro de 2017.

Esse tema foi considerado como um dos principais assuntos de auditoria, uma vez que envolve montantes relevantes e a necessidade de um acompanhamento permanente e tempestivo dos desenvolvimentos do assunto e seus correspondentes efeitos contábeis.

**Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria**

Efetuamos o entendimento do assunto junto à administração, bem como dos controles estabelecidos para capturar e contabilizar os efeitos das ações judiciais em curso.

Nos reunimos com os assessores jurídicos da administração para entender os processos e testamos as transações e os saldos em confronto com notas de liquidação da Câmara de Liquidação de Energia Elétrica (CCEE). Também, revisamos as divulgações do assunto nas notas explicativas às demonstrações financeiras.

Consideramos que os critérios adotados pela