



UHE Jurumirim

**Demonstrações**  
**Financeiras 2018**  
Rio Paranapanema Energia S.A.







**Rio Paranapanema Energia S.A.**  
CNPJ nº 02.998.301/0001-81 | Companhia Aberta

RELATÓRIO ANUAL DA ADMINISTRAÇÃO 2018

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Centralizamos nossos esforços durante todo o ano de 2018 em eficiência operacional, estratégia fundamental para enfrentar o ambiente de negócios desafiador e o agravamento das condições hidrológicas da bacia hidrográfica do Rio Paranapanema, onde operamos oito usinas hidrelétricas – além de duas PCHs no Rio Sapucaí. Geramos 12.457,9 GWh, 7,9% abaixo do ano anterior, resultado influenciado basicamente por essa situação hidrológica adversa e que implicou menor despacho pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

Com base nesse desempenho e no comportamento dos preços do mercado de energia, alcançamos receita líquida de R\$ 1,3 bilhão, 9,3% abaixo de 2017. O crescimento de 13,3% do Ebitda, para R\$ 702,9 milhões, com margem de 53,3%, reflete nossa disciplina na redução de despesas operacionais.

Investimos R\$ 47,9 milhões em 2018, sendo o maior volume direcionado à conclusão do projeto de modernização e repotenciação da UHE Capiwara, com a entrada em operação da Unidade Geradora O2. Destinamos, ainda, R\$ 2,2 milhões a atividades de Pesquisa e Desenvolvimento, em projetos orientados a criar conhecimento técnico e científico para apoiar o crescimento do setor elétrico brasileiro e ganhos de eficiência da Companhia.

Para aperfeiçoar a gestão de segurança, que é o nosso primeiro valor, introduzimos o Índice de Segurança Preventiva (ISP), uma ferramenta de inspeção periódica focada em prevenção que avalia em campo o desempenho e avanço dos nossos programas e procedimentos. Também intensificamos treinamentos de comportamento seguro, evidenciando cuidado com colaboradores, comunidades e nossos próprios ativos.

Avançamos na estratégia de sustentabilidade e reafirmamos o compromisso com o desenvolvimento sustentável de nossas comunidades. Investimos na construção de um melhor ambiente para se trabalhar e na capacitação de nossos colaboradores, acelerando projetos em que profissionais compartilham com os colegas sua experiência sobre temas técnicos ou relacionados a características do mercado brasileiro de energia.

O gerenciamento de nossas operações, com estabilidade e responsabilidade, foi reconhecido pelas agências de classificação de riscos Standard & Poor's e Moody's, que mantiveram nossos *ratings* de escala nacional em grau de investimento, com notas brAAA e Aaa.br, respectivamente.

Estamos determinados a simplificar nosso dia a dia, identificar prioridades, investir na melhoria contínua de nossas operações, conectar todos os esforços e organizar a maneira como gerenciamos nosso negócio de forma objetiva e estratégica, aperfeiçoando o relacionamento com todos os públicos de interesse. Sabemos que essa transformação é uma longa jornada que está apenas iniciando. O ano de 2019 será de muitos desafios e, certamente, um grande propulsor para construirmos uma organização ainda mais forte e eficaz.

Li Yinsheng  
Presidente

Senhores acionistas e debenturistas,

A Administração da Rio Paranapanema Energia S.A. ("Rio Paranapanema" ou "Companhia"), uma empresa pertencente ao conglomerado 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 2018, que são acompanhadas do Relatório dos Auditores Independentes e do Parecer do Conselho Fiscal.

Este Relatório segue as orientações de Relatório Integrado do *International Integrated Reporting Council* (IIRC) para a divulgação de informações financeiras e não financeiras e foi elaborado com base no conceito de 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 PwC Auditores Independentes.

A RIO PARANAPANEMA ENERGIA S.A.

Com oito usinas hidrelétricas (UHEs) no Rio Paranapanema e duas pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) no Rio Sapucaí, no Estado de São Paulo, a Rio Paranapanema Energia S.A. é uma subsidiária indireta da China Three Gorges Brasil Energia Ltda. ("CTG Brasil"), segunda maior geradora privada de energia renovável instalada no país. A CTG Brasil, por sua vez, é controlada pela CTG, a maior geradora de energia hidrelétrica do mundo, com capacidade instalada de 124 GW.

No final de 2018, a Rio Paranapanema apresentava capacidade instalada de 2.289,8 MW, mais 8 MW em relação ao ano anterior em decorrência da repotenciação da Unidade Geradora O1 da UHE Capiwara. O projeto de modernização e repotenciação da usina foi concluído em 2018, com o término das atividades na Unidade Geradora O2. Após a homologação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) em 2019, do aumento de potência de 8 MW (de 152 para 160 MW), a capacidade instalada da empresa será de 2.297,8 MW. Essa potência equivale a 2,2% do total de capacidade de geração hidrelétrica do Brasil (104.195 MW, de acordo com dados do Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro, do Ministério de Minas e Energia). A energia gerada em 2018 foi de 12.457,9 GWh, ante 13.525,0 GWh no ano anterior.

A Companhia opera as oito UHEs em regime de concessão de produção independente de energia elétrica por meio de dois contratos de concessão distintos assinados com a Aneel. O primeiro abrange as usinas Jurumirim, Chavantes, Salto Grande, Capiwara, Taquaruçu e Rosana e tem prazo até 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. As PCHs Palmeiras e Retiro são operadas pela subsidiária Rio Sapucaí-Mirim Energia Ltda. em regime de autorização, com prazo até 2032.

A receita operacional líquida de 2018 foi de R\$ 1,3 bilhão, com Ebitda de R\$ 702,9 milhões.

MODELO DE NEGÓCIOS

O modelo de negócios da Rio Paranapanema Energia define seus objetivos e suas relações, bem como a forma pela 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, no controle da qualidade e no melhor uso compartilhado desse recurso. Adota também programas para a conservação da biodiversidade e de gestão de resíduos.

**Capital Humano:** os colaboradores próprios, contratados de terceiros, estagiários e jovens-aprendizes que atuam na empresa contribuem para os resultados do negócio.

**Capital Social e de Relacionamento:** é resultado das interações com os públicos de interesse, que são fortalecidas por meio de canais de diálogo, investimentos sociais e iniciativas de gestão de marca e reputação, que buscam estreitar os vínculos com a sociedade.

**Capital Financeiro:** recursos financeiros próprios e de terceiros viabilizam investimentos necessários para o fortalecimento do negócio e o alcance de bons resultados. Em 2018, os investimentos somaram R\$ 47,9 milhões.

**Capital Manufaturado:** as oito usinas hidrelétricas (UHEs) e duas pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) são o principal capital construído da Companhia. No encerramento de 2018, os ativos da Rio Paranapanema eram avaliados em R\$ 4,5 bilhões.

**Capital Intelectual:** iniciativas de pesquisa e desenvolvimento contribuem para a inovação e os avanços tecnológicos que apoiam o crescimento dos negócios. Os investimentos em P&D somaram R\$ 2,2 milhões em 2018.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

A Rio Paranapanema segue a Lei das Sociedades Anônimas, as instruções e os normativos da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), assim como as orientações do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC). Também adota práticas que assegurem a conformidade de sua atuação, incluindo a contratação de auditoria independente para avaliar seus balanços e demonstrações financeiras.

O Conselho de Administração tem o dever, entre suas responsabilidades, de estabelecer as diretrizes do negócio, eleger os membros da Diretoria-Executiva, definir suas atribuições e fiscalizar seu desempenho. É constituído por até cinco membros e respectivos suplentes, eleitos em Assembleia Geral para mandatos de três anos, sendo permitida a reeleição. Em dezembro de 2018, era composta por quatro integrantes. As atividades da administração e as demonstrações financeiras são fiscalizadas pelo Conselho Fiscal, órgão de caráter não permanente, instalado sempre que requerido pelos acionistas. Desde 2006, a Assembleia Geral tem requerido a instalação do Conselho Fiscal.

**Troféu Transparência** – Em 2018, pelo terceiro ano consecutivo, a Companhia recebeu o Troféu Transparência, que reconhece a qualidade do relatório da administração e das demonstrações contábeis, incluindo a divulgação de aspectos não exigidos legalmente, mas relevantes para o negócio. O troféu é concedido pela Associação Nacional dos Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade (Anefac) em parceria com a Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras (Fipecafi) e a Serasa Experian.

GESTÃO DE RISCOS

Um Comitê de Riscos e *Compliance* foi instituído no âmbito corporativo em 2018 para reforçar a identificação e o monitoramento dos riscos que podem afetar negativamente os negócios e deliberar sobre todas as questões que expõem a Companhia. A gestão dos riscos é realizada com base nas melhores práticas internacionais (ISO 31000 e Coso) e as áreas acompanham e adotam medidas de mitigação para os fatores sob sua responsabilidade. Há planejamento e diagnóstico plurianual com revisão anual da programação de manutenção e dos investimentos na usina.

O Plano de Segurança de Barragens (PSB), totalmente em conformidade com a legislação brasileira, está fundamentado em um amplo sistema de monitoramento, controle e manutenção preventiva dessas estruturas. Há também um Plano de Ação

de Emergência (PAE) para uma eventual ruptura da barragem, evento com baixíssima probabilidade de ocorrência. A gestão de riscos operacionais inclui o Plano de Resposta a Emergências (PRE), que aborda acidentes em equipamentos, e o Sistema de Operação em Situação de Emergência (SOSEm), que se ocupa principalmente do controle de cheias.

Essas iniciativas para a gestão de riscos operacionais estão sendo consolidadas pela Controladora indireta CTG Brasil na forma de um Plano de Gestão de Crise.

Já o risco hidrológico é sistêmico, atinge todas as empresas que possuem usinas hidrelétricas e associado à escassez ou elevada vazão de água destinada à geração de energia. Para atenuar esse risco, existe o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha entre as regiões do Sistema Interligado Nacional (SIN) os riscos hidrológicos das usinas despachadas centralizadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). A Companhia adota uma estratégia de proteção (*hedge*) para reduzir e mitigar o impacto financeiro decorrente desse risco, além de acompanhar e participar de discussões e decisões regulatórias referentes a esse tema.

ÉTICA E INTEGRIDADE

As principais iniciativas em 2018 para ampliar o alinhamento da Companhia em torno de um de seus valores, a integridade, incluíram o reforço do Código de Ética e de Conduta nos Negócios, publicado no ano anterior, com treinamentos presenciais e *online*, a realização de uma Semana de *Compliance* e a avaliação do Programa de *Compliance* por uma consultoria independente.

A Semana de *Compliance*, realizada em dezembro, foi dedicada à reflexão sobre dilemas enfrentados no dia a dia, tanto na vida pessoal como profissional. Esses dilemas foram abordados em e-mails marketing e em um jogo de cartas distribuído aos colaboradores.

A CTG Brasil, controladora indireta da Companhia, mantém um Canal de Denúncias para que colaboradores e público externo reportem situações de não conformidade envolvendo suas operações. O serviço funciona 24 horas por dia, sete dias por semana, em português e inglês, tanto por telefone (0800 601 6888) como via internet (<https://contatosseguro.com.br/ctgbr>). A Companhia garante o anonimato, a não retaliação e a confidencialidade de todo o processo.

CAPITAL FINANCEIRO

Contexto de Mercado

A expectativa de recuperação da economia brasileira não se confirmou e o país viveu mais um ano de instabilidade econômica e política, sobretudo por causa das eleições realizadas em outubro. O Produto Interno Bruto (PIB), que havia aumentado 1,00% no ano anterior, manteve o ritmo de baixo crescimento: 1,15% segundo estimativa do Banco Central, publicada em fevereiro 2019.

A produção industrial cresceu 1,1% no acumulado de 2018 e o comércio varejista registrou vendas 2,3% maiores, a mais elevada variação em cinco anos. A taxa média de desocupação foi de 12,3%, ante 12,7% no final de 2017, de acordo com indicadores do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

A meta da taxa de juros Selic, definida pelo Banco Central, encerrou em 6,5%, diante dos 7,0% registrados no início de 2018. A inflação medida pelo IPCA foi de 3,75%, acima dos 2,95% de 2017, mas num nível ainda baixo, em razão do reduzido crescimento econômico, e dentro da meta do Banco Central.

INDICADORES DE REFERÊNCIA EM 31 DE DEZEMBRO

	2018	2017	2016	2015	2014
IGP-M	7,55%	- 0,52%	7,17%	10,54%	3,69%
IPCA	3,75%	2,95%	6,29%	10,67%	6,41%
Taxa de câmbio	3,8748	3,3080	3,2591	3,9048	2,6562
Δ% Taxa de câmbio	171%	1,50%	-16,54%	47,01%	13,39%
Meta Selic	6,50%	7,00%	13,75%	14,25%	11,75%
CDI	6,40%	6,89%	13,63%	14,14%	11,57%

MERCADO DE ENERGIA

A capacidade instalada total de geração de energia hidrelétrica no Brasil alcançou 104.195 MW em dezembro de 2018, acréscimo de 3.876 MW (aumento de 3,9%) em relação ao ano anterior, de acordo com dados do Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro, do Ministério de Minas e Energia. Já os números do ONS mostram que fontes hidrelétricas corresponderam a 71,8% da energia gerada (417.906 GWh do total de 581.898 GWh). As usinas térmicas, incluindo nuclear, responderam por 19,4%, os parques eólicos, por 8,3%, e as fontes solares, por 0,5%.

O consumo de energia foi 1,1% maior do que em 2017, alcançando 472.242 GWh, conforme a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Todos os segmentos de consumo registraram alta: 1,3%, industrial, 1,2% residencial; 0,6% comercial e 1,0% outros. O consumo do mercado regulado caiu 1,3% e a migração de consumidores favoreceu o aumento de 6,3% registrado no mercado livre.

AMBIENTE REGULATÓRIO

Dois questões regulatórias mobilizaram o setor de geração de energia elétrica ao longo de 2018: fator de ajuste de garantia física (*Generation Scaling Factor* – GSF) e a própria revisão da garantia física das usinas hidrelétricas.

GSF

A questão do GSF entrou em discussão judicial em 2015, quando a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (Apine) solicitou e obteve uma liminar para expurgar do cálculo do GSF todos os riscos não hidrológicos (despacho fora da ordem de mérito, importação de energia e redução de carga das distribuidoras). Em outubro de 2018, a Aneel obteve do Superior Tribunal de Justiça (STJ) a suspensão dessa liminar, mas sem incluir os valores de GSF retidos entre julho de 2015 e fevereiro de 2018. A decisão não tem impacto nas demonstrações contábeis da Companhia, pois esses valores já vinham sendo provisionados. Adicionalmente, a decisão determinou que os impactos relacionados ao GSF fossem contabilizados retroativamente a fevereiro de 2018, a partir de quando a Companhia passou a suportá-los nas liquidações realizadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

O tema, entretanto, não está solucionado. O PL 10.985/2018, já aprovado no Senado, apresenta uma solução que trata do risco hidrológico dos geradores e está aguardando votação na Câmara dos Deputados.

GARANTIA FÍSICA

A Companhia ajuizou ações para suspender a Portaria 178/2017, do Ministério de Minas e Energia, que define os novos valores de garantia física das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, válidos a partir de 1º de janeiro de 2018. A Companhia obteve as liminares em abril de 2018, as quais permaneceram em vigor até o final do exercício. Para a Rio Paranapanema, houve redução de aproximadamente 5% da garantia física vigente em dezembro de 2017. Em abril, foram obtidas duas liminares, abrangendo primeiro as UHEs Chavantes, Capiwara, Taquaruçu e Rosana e a seguir as UHEs Canoas I e Canoas II na parcela que ultrapassa o percentual de 10% de redução de garantia física sobre o valor-base estabelecido para o ano de 2000, quando foi assinado aditivo ao contrato de concessão dessas duas usinas.

Em 5 de julho de 2018, com o Despacho Aneel nº 1.434/2018, houve incremento de 2,9 Mwm da garantia física da UHE Capiwara, resultado da conclusão do processo de repotenciação da Unidade Geradora O1. Assim, a nova garantia física total da UHE Capiwara passou a ser de 327,2 MWM (anteriormente era 324,3 MWM).

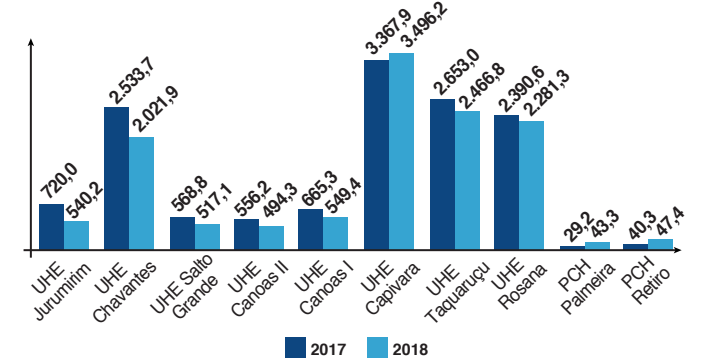
GERAÇÃO

A geração de energia totalizou 12.457,9 GWh, 7,9% abaixo do ano anterior (13.525,0 GWh), e equivalente a 2,3% do total da energia elétrica produzida no Brasil durante o ano (581.898 GWh de acordo com os dados do ONS). Considerando apenas geração hidrelétrica (417.906 GWh), a proporção sobe para 3,0% do total do sistema.

O montante gerado foi 32,0% superior à garantia física bruta sazonalizada durante o ano, fixada em 9.437,5 GWh, correspondendo a 1.077,3 MWM, dos quais 1.061,1 MWM referentes às UHEs, no Rio Paranapanema, e 16,2 MWM às PCHs Palmeiras e Retiro, no Rio Sapucaí. Com baixa taxa de falha nas unidades geradoras, as UHEs registraram índice médio de disponibilidade de 97,2% e as PCHs, de 93,7%.

As decisões de despacho ONS, orientadas por preservar os níveis dos reservatórios brasileiros em razão de condições hidrológicas desfavoráveis que ocorreram ao longo do ano, explicam a retração do volume gerado em 2018 e dos volumes de água armazenados nos três reservatórios das UHEs da Rio Paranapanema, que terminaram o ano com 17,4% do volume útil em Jurumirim, 17,6% em Chavantes e 44,5% em Capiwara – ante 44,8%, 58,0% e 83,0%, respectivamente, verificados no final do ano anterior.

PRODUÇÃO DE ENERGIA (GWh)



ÍNDICE DE DISPONIBILIDADE NAS UNIDADES GERADORAS

Usina	2018	2017	Limite regulatório
UHE Jurumirim	99,04%	99,02%	92,83%
UHE Chavantes	98,39%	97,65%	92,32%
UHE Salto Grande	96,32%	95,04%	93,37%
UHE Canoas II	97,52%	96,11%	93,37%
UHE Canoas I	97,65%	98,29%	93,37%
UHE Capiwara	97,78%	95,08%	92,32%
UHE Taquaruçu	95,75%	95,87%	92,32%
UHE Rosana	95,21%	94,63%	92,32%
PCH Palmeiras	98,32%	81,84%	NA
PCH Retiro	88,97%	97,65%	NA

Observação: Índice de disponibilidade é a quantidade de tempo que as unidades geradoras de uma usina estão disponíveis para produzir eletricidade dividida pelo tempo total no período, considerando intervenções programadas e não programadas nas unidades geradoras. O ONS tem a responsabilidade de processar mensalmente esses índices por meio de equações de taxas equivalentes, exceto PCHs.

COMERCIALIZAÇÃO

Em 2018, 97,2% das vendas de energia foram realizadas para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e 2,8%, para o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). O volume de energia vendida, de 9.437 GWh não considera Mercado de Curto Prazo (MCP) e Mecanismos de Realocação de Energia (MRE). Ainda que a recuperação econômica não tenha ocorrido com a força esperada, a Rio Paranapanema obteve consistentes resultados de vendas no ano. A estratégia comercial baseia-se na negociação de energia com dois anos de antecedência (A-2), tendo sempre uma carteira diversificada de clientes com robusta qualidade de crédito e o apoio do Comitê Estratégico Comercial para análise e alinhamento das questões estratégicas.

Atualmente, por conta do grande déficit nas chuvas, as empresas geradoras são despachadas pelo ONS em volumes inferiores aos de sua garantia física e não cumprir os contratos com os clientes compram energia no mercado de forma a cobrir essa diferença, correndo o risco de maiores preços nas negociações à vista. Assim, atuando na compra e venda, tanto no mercado futuro quanto à vista, a Companhia executou uma gestão eficaz dessas variações.

Outro aspecto relevante para a atuação comercial da Companhia foi a recertificação da área de Comercialização na Norma ISO 9001, agora na versão 2015 (antes mantinha a versão 2008).

PRIORIZAÇÃO

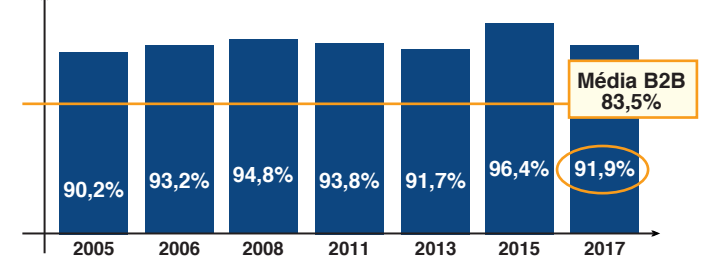
Prezando pelos princípios de governança corporativa, a Companhia adota as práticas recomendadas ou exigidas pela legislação societária e regulatória aplicáveis, tais como a Lei nº 6.404/1976, incluindo o disposto nos artigos 117, 155 e 156, Resolução Normativa Aneel nº 699/2016, CPC 05, a Política de Transações com Partes Relacionadas e as demais legislações sobre o tema, para que as decisões envolvendo transações comerciais sejam tomadas com total imparcialidade e respeitando os interesses da Companhia e de seus acionistas.

Para tanto, em 29 de dezembro de 2017, foi aprovada a alteração da Política de Risco Comercial dando prioridade para as transações de compra e venda de energia elétrica da Companhia e de sua subsidiária em relação às transações comerciais das demais empresas da CTG no Brasil.

SATISFAÇÃO DO CLIENTE

A Rio Paranapanema realiza a cada dois anos uma pesquisa de satisfação de clientes, conduzida por empresa independente. Na última edição, de 2017, registrou 91,9% de clientes satisfeitos, índice acima da média de mercado (83,5%). Nova pesquisa será realizada em 2019.

ÍNDICE DE SATISFAÇÃO DO CLIENTE



CTG EXPERIENCE

A primeira edição do evento foi realizada no dia 26 de abril e reuniu mais de 420 clientes, parceiros comerciais, fornecedores e comercializadores de energia elétrica. Criado com a missão de consolidar a marca CTG Brasil, o *CTG Experience* foi aberto pelo presidente, Li Yinsheng, e contou com palestras com profissionais experientes para reflexões sobre inovação, governança corporativa, gestão empresarial, futuro da energia e da humanidade. Uma das atrações oferecidas aos participantes foi uma simulação de voo de asa-delta mostrando parte das bacias hidrográficas brasileiras.

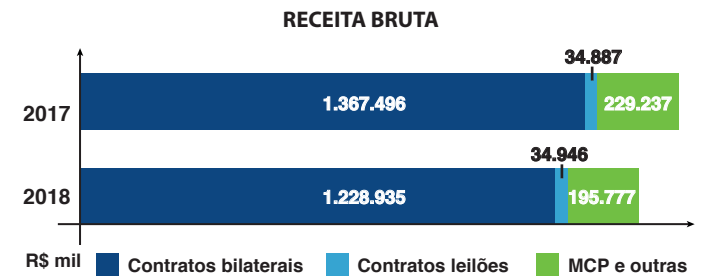
DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Principais Indicadores – (R\$ Mil)

	Consolidado		% Variação
	2018	2017	
FINANCEIROS			
Receita operacional bruta	1.459.658	1.631.620	-10,5
(-) Deduções à receita operacional	(140.796)	(178.273)	21,0
Receita operacional líquida	1.318.862	1.453.347	-9,3
(-) Custos e despesas operacionais	(828.994)	(1.057.394)	21,6
Resultado operacional	489.868	395.953	23,7
Ebitda	702.936	620.157	13,3
Margem Ebitda - %	53,3%	42,7%	10,6 pp
(-) Resultado financeiro	(145.876)	(77.264)	-88,8
Lucro antes do imposto	343.992	318.689	7,9
Lucro líquido do exercício	255.911	243.881	4,9
Margem líquida - %	19,4%	16,8%	2,6 pp
AÇÕES			
Ações (em milhares)	94.433	94.433	-
Lucro líquido por lote de mil ações (em reais)	2.709,97	2.582,57	4,9
PATRIMONIAIS			
Ativos totais	4.470.161	4.509.694	-0,9
Dívidas em moeda nacional	(1.524.034)	(1.487.694)	-2,4
Patrimônio líquido	(1.635.421)	(1.693.669)	-3,4

RECEITA

A receita operacional bruta totalizou R\$ 1.459,7 milhões em 2018, decréscimo de 10,5% em comparação ao ano anterior, basicamente devido a dois fatores: menor garantia física (54 MWM) e redução de preços nas renovações de alguns contratos bilaterais decorrente do momento do mercado. Os contratos bilaterais representaram 84% da receita total da Companhia (mesma participação no ano anterior). A receita líquida, de R\$ 1.318,9 milhões, registrou redução de 9,3%.







**Rio Paranapanema Energia S.A.**  
CNPJ nº 02.998.301/0001-81 | Companhia Aberta

★ continuação

## RELATÓRIO ANUAL DA ADMINISTRAÇÃO 2018

### CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Houve queda de R\$ 228,4 milhões, ou 21,6%, nos custos e nas despesas operacionais. Esse decréscimo é originado, principalmente, pelo menor volume de energia comprada para revenda em decorrência da melhora do cenário hidrológico em 2018, em comparação ao ano de 2017 (melhor GSF), melhoria na estratégia de sazonalização, bem como algumas compras realizadas para a mitigação de risco com boas oportunidades de preço. Nas compras de energia, especificamente, foi observada uma queda de 43,9%, o equivalente a R\$ 209,0 milhões no ano.

Outros fatores que impactaram mais expressivamente as despesas operacionais foram:

**Pessoal:** a redução de R\$ 21,5 milhões, ou 22,5%, em relação ao exercício do ano anterior, decorrente da reestruturação organizacional implementada pela Companhia, bem como de algumas indenizações pagas em 2017.

**Outros Custos e despesas:** a redução de R\$ 14,4 milhões (64,6%) deve-se, principalmente, a baixas de ativos relativas das modernizações e reformas nas usinas hidrelétricas Capivara e Chavantes efetuadas no ano de 2017.

**Provisão para riscos fiscais, trabalhistas, cíveis e ambientais:** acréscimo de R\$ 8,0 milhões, devido à constituição de provisão de contingências trabalhistas em decorrência de reavaliação de advogados externos.

**Reversão parcial de perda pela não recuperabilidade de ativos:** A Controladora e sua Controlada analisaram os indicativos de *impairment* dos ativos e concluíram que não haveria efeito para o ano de 2018 a ser registrado.

#### CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS (R\$ Mil)

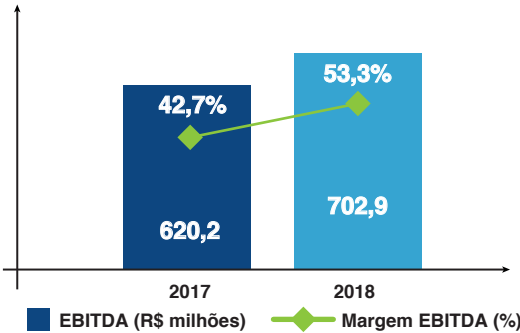
	Consolidado		% Variação
	2018	2017	
Energia comprada	(267.464)	(476.418)	43,9
Depreciação e amortização	(213.068)	(224.204)	5,0
Encargos de uso da rede elétrica	(124.560)	(119.328)	-4,4
Pessoal	(74.183)	(95.680)	22,5
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(61.644)	(66.155)	6,8
Serviços de terceiros	(47.902)	(45.727)	-4,8
Outros	(7.902)	(22.291)	64,6
Seguros	(10.768)	(11.460)	6,0
Taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica (TFSEE)	(5.626)	(5.614)	-0,2
Material	(5.125)	(5.309)	3,5
Aluguéis	(2.704)	(4.762)	43,2
Provisão para riscos fiscais, trabalhistas, cíveis e ambientais	(8.048)	(5)	-160.860,0
Reversão de estimativa para créditos de liquidação duvidosa	—	2.681	-100,0
Reversão parcial de perda pela não recuperabilidade de ativos	—	16.878	-100,0
	<b>(828.994)</b>	<b>(1.057.394)</b>	<b>21,6</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\$ 702,9 milhões em 2018, aumento de 13,3% em comparação ao ano anterior. Apesar da queda de 9,3% na receita líquida, a Companhia apresentou uma redução de 21,6% nos custos e nas despesas operacionais contribuindo para esse incremento no Ebitda.

#### EBITDA E MARGEM



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

	Consolidado		% Variação
	2018	2017	
Lucro líquido do exercício	255.911	243.881	4,9
Imposto de renda e contribuição social	88.081	74.808	17,7
Resultado financeiro (líquido)	145.876	77.264	88,8
Depreciação e amortização	213.068	224.204	-5,0
<b>Ebitda</b>	<b>702.936</b>	<b>620.157</b>	<b>13,3</b>
Margem Ebitda	53,3%	42,7%	10,6 p.p.

### RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido de 2018 foi negativo em R\$ 145,9 milhões, o que representou impacto negativo de 88,8% na comparação com o ano anterior. Essa variação decorreu do aumento de 37,0% das despesas financeiras ocasionado, principalmente, pela atualização monetária acumulada do passivo oriundo da liminar do GSF.

#### RESULTADO FINANCEIRO (R\$ Mil)

	Consolidado		% Variação
	2018	2017	
Receitas	84.844	91.195	-7,0
Despesas	(230.720)	(168.459)	-37,0
<b>Resultado financeiro líquido</b>	<b>(145.876)</b>	<b>(77.264)</b>	<b>-88,8</b>

### ENDIVIDAMENTO

A dívida líquida consolidada aumentou 4,3% em 2018 na comparação com o ano anterior. A dívida bruta teve acréscimo de 2,4%, com saldo de R\$ 1.524,0 milhões. Destacaram-se as seguintes operações ocorridas ao longo do ano:

– Captação da 8ª emissão de debêntures totalmente utilizada para a quitação dos valores relativos a 4ª (série 1) e 6ª emissões (série única), bem como amortização da 5ª emissão (série 1);

– Para as demais debêntures, houve acréscimo devido à apropriação de juros e variação monetária;

O caixa passou de R\$ 976,8 milhões para R\$ 991,1 milhões em decorrência da geração de caixa da Companhia.

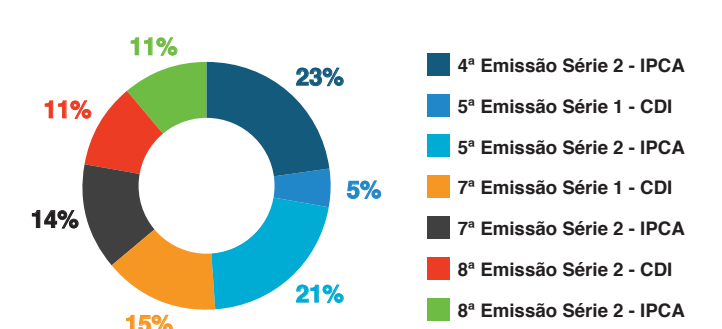
### DÍVIDA FINANCEIRA LÍQUIDA (R\$ Mil)

	Consolidado		% Variação
	2018	2017	
Debêntures	1.524.034	1.487.694	-2,4
Curto Prazo	223.708	360.173	37,9
Longo Prazo	1.300.326	1.127.521	-15,3
Caixa	(991.104)	(976.841)	1,5
<b>Dívida líquida</b>	<b>532.930</b>	<b>510.853</b>	<b>-4,3</b>

### DEBÊNTURES – (R\$ Mil)

Emissão	Série	Remuneração	Venci-mento	Consolidado	
				2018	2017
4ª	1	Variação CDI + 0,65% ao ano	16/07/18	—	86.573
4ª	2	Variação IPCA + 6,07 % ao ano	16/07/23	351.301	338.317
5ª	1	Variação CDI + 0,89% ao ano	20/05/19	80.146	160.203
5ª	2	Variação IPCA + 7,01% ao ano	20/05/21	323.728	311.314
6ª	Única	Variação CDI + 2,00% ao ano	10/09/18	—	164.032
7ª	1	Variação CDI + 0,40% ao ano	15/08/20	224.385	223.449
7ª	2	Variação IPCA + 5,90% ao ano	15/08/22	212.845	203.806
8ª	1	Variação 106,75% do CDI ao ano	15/03/23	161.950	—
8ª	2	Variação IPCA + 5,50% ao ano	15/03/25	169.679	—
				<b>1.524.034</b>	<b>1.487.694</b>

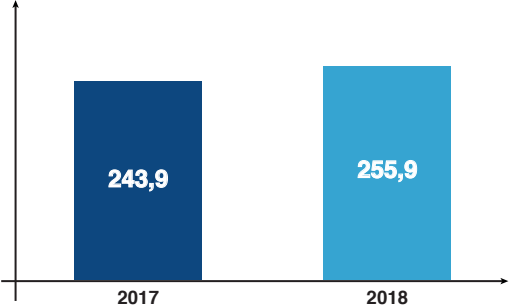
#### FATOR DE CORREÇÃO DA DÍVIDA EM 2018



### LUCRO LÍQUIDO

O lucro líquido em 2018 totalizou R\$ 255,9 milhões, apresentando aumento de 4,9% em relação aos R\$ 243,9 milhões em 2017, devidos aos fatores anteriormente mencionados.

#### LUCRO LÍQUIDO (R\$ milhões)



### RATINGS

A Rio Paranapanema foi reconhecida com *rating* de grau de investimento, com a maior nota conferida pelas agências de risco *Standard and Poor's* e *Moodly's* na escala nacional (triplo A). Os *ratings* foram mantidos mesmo com o rebaixamento das notas atribuídas ao Brasil em 2018 (*rating* soberano). Os *ratings* refletem os fluxos de caixa estáveis e previsíveis da Companhia, derivados dos contratos de concessão de longo prazo e o fato de o acionista controlador, a CTG, ser garantidor de dívidas da Companhia.

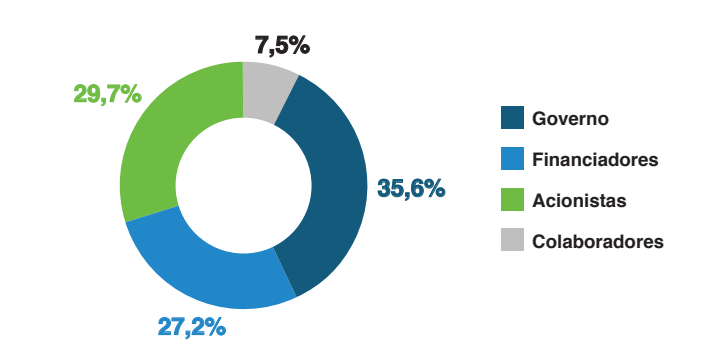
#### RATING DE CRÉDITO CORPORATIVO

Agência	Escala	Rating	Perspectiva	Data
Standard & Poor's	Global	BB	Estável	27/11/2018
Standard & Poor's	Nacional	brAAA	Estável	27/11/2018
Moody's	Global	Ba1	Estável	10/04/2018
Moody's	Nacional	Aaa.br	Estável	10/04/2018
Moody's	Debêntures	Aa1.br	Estável	8/02/2018

### VALOR ADICIONADO

O valor adicionado totalizou R\$ 860,5 milhões (R\$ 839,0 milhões em 2017). Ele representa a diferença entre a receita bruta, incluindo vendas de energia e serviços e os relativos à construção de ativos próprios, e os valores pagos por materiais e serviços adquiridos de terceiros, além de depreciação e amortizações. A maior parcela (35,6%) foi transferida ao governo, por meio do pagamento de impostos, taxas e contribuições; 75% foram distribuídos aos colaboradores (salários, benefícios e encargos sociais); 27,2% a financiadores (reconhecimento de pagamento de juros e variação monetária sobre debêntures); e 29,7% a acionistas (dividendos e juros sobre capitais próprios).

#### DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO



### CAPITAL MANUFATURADO

Foram investidos na Rio Paranapanema e sua controlada Rio Sapucaí-Mirim R\$ 47,9 milhões em 2018 (R\$ 86,4 milhões em 2017), sendo 65,2% em projetos de modernização e 25,9% em manutenção. O maior volume foi destinado às obras de repotenciação das unidades geradoras da usina hidrelétrica Capivara, que elevarão a capacidade total da unidade em 24 MW (de 619 para 643 MW) até 2019, com acréscimo de 15,6 MW de garantia física. Em 2018, foram concluídas as repotenciações das UG1 e UG2 – finalizadas em março e dezembro, respectivamente. A UG4 havia sido reformada em 2017 e em 2019 será modernizada a UG3.

Na subsidiária Rio Sapucaí-Mirim os investimentos totalizaram R\$ 1,5 milhão, sendo 76,1% em obras de manutenção.

### GESTÃO PATRIMONIAL

A Rio Paranapanema mantém um trabalho permanente de gestão patrimonial que envolve a identificação e o registro de imóveis que fazem parte da concessão, além do controle sobre utilização indevida ao longo dos 5 mil quilômetros de bordas dos reservatórios das usinas. Em 2018, essas atividades envolveram 1.044 inspeções de margens e 49 reuniões, palestras, trabalhos de campo ou intercâmbio de informações com órgãos de fiscalização e licenciamento ambiental. O gerenciamento dos ativos imobiliários tem o apoio do Sistema de Gestão Territorial (SGT).

Foram executadas atividades de prevenção a incêndios em 159 hectares, com a manutenção de aceiros, além da reposição e manutenção de 42 quilômetros de cercas para proteger 10,4 mil hectares em áreas de conservação ambiental.

**Espaço Legal** – A Campanha Espaço Legal foi a vencedora da Regional São Paulo Prêmio Aberje 2018, reconhecida na categoria Comunicação de Programas Voltados à Sustentabilidade Empresarial. O prêmio é o mais importante reconhecimento de comunicação do país. Obteve também a quinta colocação no Benchmarking Brasil – Os Legítimos da Sustentabilidade, organizado pelo Instituto Mais, e foi selecionada e apresentada como representante de boas práticas no VIII Seminário Brasileiro de Meio Ambiente e Responsabilidade Social do Setor Elétrico (SMARS), organizado pelo Cigré Brasil. A campanha, criada pela Rio Paranapanema e estendida a outras empresas da CTG Brasil, é uma iniciativa inédita sobre o uso das margens de reservatórios, não somente sob a visão de atendimento às leis, mas também quanto a importância do comprometimento das comunidades com a conservação ambiental. O trabalho é apoiado pela publicação *Guia Espaço Legal*, que informa sobre como regularizar os terrenos, seja nos casos de atividades agropecuárias, de áreas de lazer, pequenas intervenções (rampas, plataformas de pesca, etc.), loteamentos ou chácaras.

### CAPITAL INTELECTUAL

Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) receberam investimentos de R\$ 2,2 milhões em 2018, atendendo à obrigação regulatória de aplicar no mínimo 1% da receita operacional líquida nessas iniciativas. Os recursos são aplicados com o objetivo de sustentar iniciativas de inovação e ganhos de eficiência da Companhia.

A prioridade é avançar na identificação de necessidades que podem ser atendidas por projetos que se alinhem à estratégia do controlador indireto, a CTG Brasil, e à sua visão de se tornar referência em geração de energia limpa no Brasil. Em 2018, foi montado um *roadmap* tecnológico para orientar esses projetos e a alocação de recursos para que, de fato, tenham impacto sobre o desempenho da Companhia e as comunidades envolvidas.

Entre os destaques dos trabalhos conduzidos no ano estão a segunda fase do projeto de controle genético do mexilhão-dourado, molusco que se tornou umas das mais temidas espécies invasoras nos rios brasileiros pelo impacto significativo sobre as operações das usinas. Foram relevantes também estudos sobre controle de macrofitas e de novos equipamentos, como regulador pneumático de velocidade e limpador de grade de tomada de água.

### CAPITAL HUMANO

Em 31 de dezembro de 2018, a Rio Paranapanema contava com 291 colaboradores próprios, sendo 81,1% homens e 18,9% mulheres, além de 79 contratados de terceiros, 8 estagiários e 3 jovens-aprendizes.

Ao longo do ano, a área de Recursos Humanos desenvolveu projetos e ações relacionados a atração e seleção de pessoas, remuneração, educação corporativa, engajamento, treinamento e desenvolvimento dos colaboradores. Com foco em uma cultura de alto desempenho, o processo agregou resultados diferenciados para a Companhia. Foram realizadas ao todo 1.636 horas de treinamento, com a média de 5,6 horas por colaborador.

Destaques no ano foram os seguintes programas: *Leader Coach*, que objetiva aperfeiçoar nos líderes as competências de desenvolvimento de pessoas e liderança; Nova Geração, no qual o foco está no desenvolvimento e na preparação de jovens técnicos para atuação nas áreas de Operação e Manutenção, sendo que nesse programa os próprios gestores atuam como tutores, contribuindo para a formação desses novos técnicos; *Energy Experts*, em que colaboradores especialistas de diversas áreas dividem com os colegas seus conhecimentos sobre o setor elétrico; e *CTG Experts*, programa que utiliza a experiência de um colaborador para multiplicar seu conhecimento com os colegas, abordando diversos temas e áreas da Companhia.

### SEGURANÇA

O tema é um dos principais valores da Companhia e motiva investimentos em programas de melhoria sustentável da cultura de saúde e segurança do trabalho, com iniciativas alinhadas ao objetivo da Controladora indireta CTG Brasil de ser referência em segurança no trabalho. Como parte dos trabalhos realizados em 2018 destacam-se:

- Índice de Segurança Preventiva (ISP) – Ferramenta de inspeção periódica que avalia em campo a aderência a programas, procedimentos e boas práticas;
- Regras de Ouro – Programa de desenvolvimento do comportamento seguro e disciplina operacional das pessoas;
- Ops, Quase! – Para registro de condições e comportamentos inseguros;
- 4Ps (Pare, Pense, Previna e Prossiga) – Para a melhoria da percepção de risco das pessoas no ambiente de trabalho.

Em 2018, a redução das taxas de frequência e gravidade de acidentes sinaliza que os programas e iniciativas de saúde e segurança do trabalho estão no caminho correto:

- Taxa de frequência de acidentes da força de trabalho passou de 5,74 em 2017 para 2,29 em 2018 (sendo 2,94 para colaboradores e 1,59 para terceiros);
- Taxa de gravidade caiu de 25,81 para 13,00 (24,98 para colaboradores e 0 para terceiros).

### CAPITAL SOCIAL E DE RELACIONAMENTO

O entendimento de que fortalecer as localidades próximas às operações é essencial para o desempenho dos negócios leva a Rio Paranapanema a desenvolver iniciativas que garantam relacionamentos duradouros com as comunidades do entorno. Elas se concentram em temas de educação, cultura, incentivo ao esporte e saúde. Em 2018, a Companhia destinou R\$ 6 milhões a ações nas comunidades, com recursos próprios e de incentivo fiscal – como Lei Rouanet, do Esporte, Fundos Municipais das Crianças e Adolescentes e Fundos Municipais do Idoso. No ano, foram desenvolvidos 34 projetos.

Entre as iniciativas na área de educação, destaca-se o apoio ao Projeto Guri, o maior programa sociocultural de educação musical para crianças e adolescentes do Brasil. A Rio Paranapanema patrocinou a manutenção de polos em Fartura, Rosana, Salto Grande, Mirante do Paranapanema e Sandovalina, beneficiando cerca de mil alunos. Houve também instalação ou reforma de dez bibliotecas em três municípios, como parte do projeto Alegria de Ler.

Em Cultura, a peça *Uli Luli e as Latas Mágicas* abordou a importância da reciclagem e a correta destinação de lixo, sendo assistida por 24.133 pessoas; o Cine CTG levou sessões de cinema a nove municípios da Bacia do Rio Paranapanema; o Projeto Iceberg uniu teatro e ciência para falar de mudanças climáticas; e o espetáculo teatral multidídia *Splash* fez apresentações gratuitas para mais de 3 mil espectadores em 16 cidades.

Investimentos em saúde contemplaram a inovação do centro cirúrgico do Hospital Pequeno Príncipe, em Curitiba (PR), e tratamento para idosos com câncer no Hospital de Barretos (SP).

Em esporte, houve apoio a corridas e caminhadas realizadas em Avaré, Ourinhos e São Paulo. E o Brincando na Praça promoveu esportes coletivos, jogos de tabuleiros, danças e brincadeiras de rua com participação de cerca de 4,5 mil crianças em cinco municípios.

Outro foco de atuação foi o voluntariado, que reforça o engajamento dos colaboradores tanto com a empresa como com as comunidades das quais fazem parte. Um dos destaque de 2018 foi o Dia das Boas Ações (DBA), realizado em abril, em cidades do entorno das usinas. Os voluntários se envolveram em tarefas que incluíam reforma de espaços de aula e oficinas do Instituto Sociocultural e Ambiental do Pontal do Paranapanema, em Rosana (SP); música, bingo e arrecadação de fraldas geriátricas para o Asilo São Vicente, de Porecatu (PR); um jardim sensorial para a Apae de Salto Grande (SP); e pintura da fachada e do pátio da Creche Menino Jesus, em Cândido Mota (SP).

### CAPITAL NATURAL

Uso sustentável dos recursos, proteção da biodiversidade, prevenção da poluição e adaptação às mudanças climáticas são prioridades na gestão ambiental da Companhia. O entendimento é que respeitar o meio ambiente é essencial para cumprir com a missão de prover energia limpa.

A qualidade da água nos reservatórios é monitorada com base em estudos de condições biológicas, químicas, físicas, etc., de acordo com as licenças de operação. As usinas não consomem água no processo de geração e o volume que passa pelas turbinas é integralmente devolvido aos rios nos mesmos parâmetros de qualidade. A captação de água subterrânea é prevista nas outorgas de direito de uso e os volumes são mensurados por hidrômetros. Essa captação totalizou 130 mil metros cúbicos em 2018 (127 mil metros cúbicos no ano anterior).

São mantidos também procedimentos específicos para a gestão de resíduos industriais, que são armazenados, transportados e destinados adequadamente. É dada prioridade a formas sustentáveis de destinação para os resíduos perigosos, como coprocessamento e reciclagem. Em 2018, o volume de resíduos perigosos somou 89,4 toneladas, 7,3% acima do ano anterior, como efeito das manutenções da UHE Rosana.

Programas de monitoramento de flora, fauna e ictiofauna são adotados para preservar a biodiversidade. Iniciativas incluem restauração de áreas, reflorestamento de bordas de reservatórios e peixamento dos rios, além de palestras de educação ambiental e doação de mudas de árvores a proprietários do entorno dos reservatórios. Em 2018, 107.735 mudas foram doadas para plantio de áreas de terceiros em 25 municípios da região do Rio Paranapanema. E para recompor a ictiofauna, houve a soltura de 1,5 milhão de alevinos de espécies nativas.

Mais uma frente de trabalho envolve o controle de emissões de gases de efeito estufa (GEE), como parte do compromisso de combater as mudanças climáticas. Em agosto de 2018, pelo quarto ano consecutivo, a Rio Paranapanema foi premiada com o selo ouro pelo Inventário que é realizado desde 2008.





CTG Brasil

Rio Paranapanema Energia S.A.

CNPJ nº 02.998.301/0001-81 | Companhia Aberta

★continuaçãoBALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017 (Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)											
ATIVO	Nota	Controladora		Consolidado		PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota	Controladora		Consolidado	
		2018	2017	2018	2017			2018	2017	2018	2017
<b>Circulante</b>						<b>Circulante</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	6	897.818	899.463	991.104	976.841	Fornecedores	13	837.096	659.902	856.067	676.915
Clientes	7	193.657	146.912	196.465	149.874	Salários e encargos sociais		11.853	13.275	12.051	13.529
Tributos a recuperar	8	10.805	14.270	12.381	16.460	Debêntures	15	223.708	360.173	223.708	360.173
Serviços em curso		10.551	10.054	10.551	10.054	Tributos a recolher	8	106.995	309.392	107.962	310.254
Despesas antecipadas		5.925	7.075	6.039	7.173	Dividendos e juros sobre capital próprio	21.4	185.414	189.012	185.414	189.012
Devedores diversos		1.635	1.552	2.010	1.927	Obrigações estimadas		7.163	7.242	7.326	7.408
Partes relacionadas	14.1	500	700	500	700	Cibacap	17	890	890	890	890
Outros ativos		123	115	127	115	Encargos setoriais	20	21.756	24.604	21.763	24.611
<b>Total do ativo circulante</b>		<b>1.121.014</b>	<b>1.080.141</b>	<b>1.219.177</b>	<b>1.163.144</b>	Receitas diferidas		4.751	5.565	5.049	5.694
<b>Não circulante</b>						Outros passivos		548	480	993	3.329
Clientes	7	9.311	—	9.311	—	<b>Total do passivo circulante</b>		<b>1.400.174</b>	<b>1.570.535</b>	<b>1.421.223</b>	<b>1.591.815</b>
Tributos a recuperar	8	819	960	2.188	2.286	<b>Não circulante</b>					
Tributos diferidos	8	176.461	114.677	176.461	114.677	Debêntures	15	1.300.326	1.127.521	1.300.326	1.127.521
Depósitos judiciais	9	53.435	51.019	53.435	51.019	Receitas diferidas		21.256	19.831	21.256	20.323
Fundos vinculados		482	324	482	324	Obrigações especiais	19	955	1.385	955	1.385
Despesas antecipadas		2.552	2.814	2.552	2.814	Provisão para riscos fiscais, trabalhistas, cíveis e ambientais	18	42.251	33.606	42.365	34.092
Investimentos		242.345	235.397	2	2	Cibacap	17	10.655	9.881	10.655	9.881
Controladas	10	242.343	235.395	—	—	Tarifa de uso do sistema de distribuição (Tusd-g)	13	20.510	17.568	20.510	17.568
Outros		2	2	2	2	Encargos setoriais	20	12.059	7.713	12.059	7.713
Imobilizado	11	2.814.439	2.970.417	2.976.530	3.140.463	Outras obrigações regulatórias (RGR – 1970)		4.611	4.947	4.611	4.947
Intangível	12	28.140	31.687	30.023	34.965	Outros passivos		780	780	780	780
<b>Total do ativo não circulante</b>		<b>3.327.984</b>	<b>3.407.295</b>	<b>3.250.984</b>	<b>3.346.550</b>	<b>Total do passivo não circulante</b>		<b>1.413.403</b>	<b>1.223.232</b>	<b>1.413.517</b>	<b>1.224.210</b>
<b>Total do ativo</b>		<b>4.448.998</b>	<b>4.487.436</b>	<b>4.470.161</b>	<b>4.509.694</b>	<b>Total do passivo</b>		<b>2.813.577</b>	<b>2.793.767</b>	<b>2.834.740</b>	<b>2.816.025</b>

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO – EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017 (Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)											
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

	Capital social	Reservas		Lucros acumulados	Ajustes de avaliação patrimonial	Outros resultados abrangentes	Patrimônio líquido da controladora e consolidado
		Capital	Lucros				
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>839.138</b>	<b>116.804</b>	<b>157.022</b>	<b>—</b>	<b>713.150</b>	<b>(132.445)</b>	<b>1.693.669</b>
Resultado abrangente do exercício	—	—	—	255.911	—	—	255.911
Lucro líquido do exercício	—	—	—	—	—	1.175	1.175
Ganhos atuariais com plano de pensão de benefício definido	—	—	—	—	—	(400)	(400)
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre ganhos atuariais	—	—	775	—	—	(775)	—
Reclassificação dos ganhos atuariais líquidos – CPC 33 (R1)	—	—	<b>775</b>	<b>255.911</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>256.686</b>
Dividendos intermediários (R\$ 1,270738 por ação PN e R\$ 1,270738 por ação ON)	—	—	—	(120.000)	—	—	(120.000)
Dividendos propostos (R\$ 1,280630 por ação PN e R\$ 1,280630 por ação ON)	—	—	—	(120.934)	—	—	(120.934)
Juros sobre capital próprio (R\$ 0,783622 por ação)	—	—	—	(74.000)	—	—	(74.000)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	—	—	—	89.429	(89.429)	—	—
Imposto diferido sobre a realização dos ajustes de avaliação patrimonial	—	—	—	(30.406)	30.406	—	—
	—	—	—	<b>(255.911)</b>	<b>(59.023)</b>	<b>—</b>	<b>(314.934)</b>
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>839.138</b>	<b>116.804</b>	<b>157.797</b>	<b>—</b>	<b>654.127</b>	<b>(132.445)</b>	<b>1.635.421</b>
	Capital social	Reservas		Lucros acumulados	Ajustes de avaliação patrimonial	Outros resultados abrangentes	Patrimônio líquido da controladora e consolidado
		Capital	Lucros				
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2016</b>	<b>839.138</b>	<b>116.804</b>	<b>155.753</b>	<b>—</b>	<b>792.738</b>	<b>(132.445)</b>	<b>1.771.988</b>
Resultado abrangente do exercício	—	—	—	243.881	—	—	243.881
Lucro líquido do exercício	—	—	—	—	—	1.923	1.923
Ganhos atuariais com plano de pensão de benefício definido	—	—	—	—	—	(654)	(654)
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre ganhos atuariais	—	—	1.269	—	—	(1.269)	—
Reclassificação dos ganhos atuariais líquidos – CPC 33 (R1)	—	—	<b>1.269</b>	<b>243.881</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>245.150</b>
Contribuições e distribuições aos acionistas	—	—	—	(120.000)	—	—	(120.000)
Dividendos intermediários (R\$ 1,270738 por ação PN e R\$ 1,270738 por ação ON)	—	—	—	(122.649)	—	—	(122.649)
Dividendos propostos (R\$ 1,298785 por ação PN e R\$ 1,298785 por ação ON)	—	—	—	(74.000)	—	—	(74.000)
Juros sobre capital próprio (R\$ 0,783622 por ação)	—	—	—	—	(6.820)	—	(6.820)
Ajuste de depreciação de exercícios anteriores	—	—	—	110.254	(110.254)	—	—
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	—	—	—	(37.486)	37.486	—	—
Imposto diferido sobre a realização dos ajustes de avaliação patrimonial	—	—	—	<b>(243.881)</b>	<b>(79.588)</b>	<b>—</b>	<b>(323.469)</b>
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>839.138</b>	<b>116.804</b>	<b>157.022</b>	<b>—</b>	<b>713.150</b>	<b>(132.445)</b>	<b>1.693.669</b>

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017 (Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)											
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
<b>Fluxos de caixa de atividades operacionais</b>				
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	341.005	315.550	343.992	318.689
<b>Ajustes em:</b>				
Depreciação e amortização	202.246	213.646	213.068	224.204
(Ganhos)/perdas na baixa do ativo imobilizado/intangível	(190)	22.321	(190)	22.333
Reversão parcial de provisão pela não recuperabilidade de ativos	—	—	—	(16.878)
Reversão de estimativa para créditos de liquidação duvidosa	—	(2.681)	—	(2.681)
Juros sobre empréstimo CCB	—	10.426	—	10.426
Juros sobre debêntures	103.040	103.083	103.040	103.083
Amortização de custos de transação sobre debêntures	2.690	2.047	2.690	2.047
Variação monetária sobre debêntures	36.453	19.428	36.453	19.428
Constituição/(reversão) de provisão para riscos fiscais, trabalhistas, cíveis e ambientais	8.413	(63)	8.048	5
Variação monetária sobre provisão para riscos fiscais, trabalhistas, cíveis e ambientais	2.072	2.090	2.098	2.125
Variação monetária sobre depósitos judiciais	(4.967)	(3.679)	(4.968)	(3.676)
Variação monetária referente a liminar GSF	57.588	1.196	58.931	1.322
Variação monetária referente a Cibacap	774	(55)	774	(55)
Equivalência patrimonial	(6.948)	(20.178)	—	—
	<b>401.171</b>	<b>347.581</b>	<b>419.944</b>	<b>361.683</b>
<b>Variações nos ativos</b>				
Clientes	(56.056)	(10.860)	(55.902)	(11.301)
Devedores diversos	(83)	(94)	(83)	(112)
Partes relacionadas	200	(549)	200	(549)
Depósitos judiciais	(222)	—	(222)	—
Serviços em curso	(2.208)	(3.895)	(2.208)	(3.895)
Fundos vinculados	(158)	(201)	(158)	(201)
Despesas antecipadas	1.412	(6.468)	1.396	(6.566)
Outras variações ativos	(8)	23	(11)	24
	<b>(57.123)</b>	<b>(22.044)</b>	<b>(56.988)</b>	<b>(22.600)</b>
<b>Variações nos passivos</b>				
Fornecedores	125.173	318.470	125.788	331.578
Salários e encargos sociais	(1.422)	(5.731)	(1.478)	(5.753)
Impostos, taxas e contribuições	(22.130)	(23.730)	(22.919)	(24.741)
Obrigações estimadas	(79)	(706)	(82)	(697)
Receitas diferidas	611	12.113	288	11.975
Constituição de provisão para riscos fiscais, trabalhistas, cíveis e ambientais	(1.692)	(850)	(1.724)	(850)
Provisões de licenças ambientais	—	—	(2.387)	2.831
Outras variações passivos	4.116	(5.394)	4.098	(5.390)
	<b>104.577</b>	<b>294.172</b>	<b>101.584</b>	<b>308.953</b>
<b>Caixa gerado pelas operações</b>	<b>789.630</b>	<b>935.259</b>	<b>808.532</b>	<b>966.725</b>
Juros pagos sobre debêntures	(100.336)	(112.663)	(100.336)	(112.663)
Juros pagos sobre empréstimo CCB	—	(59.654)	—	(59.654)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(335.039)	(232.901)	(336.561)	(236.086)
<b>Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>354.255</b>	<b>530.041</b>	<b>371.635</b>	<b>558.322</b>
<b>Fluxos de caixa de atividades de investimentos</b>				
Recebimento na venda de imobilizado	3.428	598	3.428	598
Adições no ativo imobilizado	(45.575)	(74.366)	(47.047)	(75.476)
Adições no ativo intangível	(814)	(6.529)	(814)	(10.765)
<b>Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento</b>	<b>(42.961)</b>	<b>(80.297)</b>	<b>(44.433)</b>	<b>(85.643)</b>
<b>Fluxos de caixa de atividades de financiamento</b>				
Valor recebido pela emissão de debêntures	320.000	420.000	320.000	420.000
Custo de transação pela emissão de debêntures	(2.498)	(3.740)	(2.498)	(3.740)
Pagamento de debêntures	(323.009)	(237.984)	(323.009)	(237.984)
Pagamento de empréstimo	—	(181.000)	—	(181.000)
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	(307.432)	(345.677)	(307.432)	(345.677)
<b>Caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento</b>	<b>(312.939)</b>	<b>(348.401)</b>	<b>(312.939)</b>	<b>(348.401)</b>
<b>(Redução)/aumento líquido no caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>(1.645)</b>	<b>101.343</b>	<b>14.263</b>	<b>124.278</b>
<b>Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício</b>	<b>899.463</b>	<b>798.120</b>	<b>976.841</b>	<b>852.563</b>
<b>Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício</b>	<b>897.818</b>	<b>899.463</b>	<b>991.104</b>	<b>976.841</b>

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO					
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017					
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)					
		Controladora		Consolidado	
	Nota	2018	2017	2018	2017
Receita operacional líquida	23	1.286.027	1.420.549	1.318.862	1.453.347
Custo do serviço de energia elétrica					
Pessoal		(47.672)	(52.485)	(49.858)	(54.662)
Material		(4.484)	(4.207)	(4.971)	(4.732)
Serviços de terceiros		(28.210)	(24.370)	(31.761)	(29.422)
Taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica (TFSEE)		(5.542)	(5.531)	(5.626)	(5.614)
Energia comprada	24	(259.080)	(464.463)	(267.464)	(476.418)
Encargos de uso da rede elétrica	24	(123.885)	(118.844)	(124.560)	(119.328)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (CFURH)		(61.644)	(66.155)	(61.644)	(66.155)
Depreciação e amortização (Constituição)/reversão de provisão para riscos fiscais, trabalhistas, cíveis e ambientais		(199.259)	(211.488)	(210.042)	(222.008)
		(5.572)	161	(5.331)	116
Aluguéis		(80)	(4)	(80)	(15)
Seguros		(10.595)	(11.192)	(10.768)	(11.460)
Outras		(972)	(1.013)	(992)	(1.064)
		(746.995)	(959.591)	(773.097)	(990.762)
Resultado bruto (Despesas)/receitas operacionais		539.032	460.958	545.765	462.585
Pessoal		(24.325)	(41.011)	(24.325)	(41.018)
Material		(154)	(543)	(154)	(577)
Serviços de terceiros		(15.599)	(15.781)	(16.141)	(16.305)
Depreciação e amortização		(2.987)	(2.158)	(3.026)	(2.196)
Provisão para riscos fiscais, trabalhistas, cíveis e ambientais		(2.841)	(98)	(2.717)	(121)
Reversão de estimativa para créditos de liquidação duvidosa	7.2	—	2.681	—	2.681
Aluguéis		(2.421)	(4.457)	(2.624)	(4.747)
Reversão parcial de perda pela não recuperabilidade de ativos	11.8	—	—	—	16.878
Outras		(6.726)	(21.048)	(6.910)	(21.227)
		(55.053)	(82.415)	(55.897)	(66.632)



**CTG Brasil****Rio Paranapanema Energia S.A.**

CNPJ nº 02.998.301/0001-81 | Companhia Aberta



continuação

**NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E DE 2017**  
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**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 2.257,3 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 Taquarucu, UHE Rosana e 49,7% do Complexo Canoas, formado pelas UHEs Canoas I e II.

Conforme mencionado na nota explicativa nº 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 2018, a Companhia apresentou um capital circulante líquido negativo no montante de R\$ 279.159 na Controladora e R\$ 202.046 no Consolidado, principalmente em virtude de:

i. Transferência para o passivo circulante do saldo da 5ª emissão de debêntures, com liquidação prevista para maio de 2019;

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

A administração analisou toda informação disponível de seus fluxos de caixa projetados e concluiu que contará com recursos suficientes decorrente da geração de caixa resultante de suas atividades operacionais, que inclusive considera o desembolso de caixa caso a liminar do GSF – *Generation Scaling Factor* (Fator de Ajuste da Garantia Física) necessite ser liquidada (no valor de R\$ 800.918 na Controladora e R\$ 818.937 no Consolidado).

**1.2. Liminar sobre o fator de ajuste de energia (GSF)**

O Brasil ainda sente os efeitos da severa crise hídrica ocorrida nos últimos anos, que causou a redução dos reservatórios e elevou o nível do despacho das usinas termoeletricas 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 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: despacho 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 fosse julgado. A Companhia efetua o provisionamento dos valores efetivamente recebidos referentes à liminar do GSF na rubrica "Fornecedores" (vide nota 13). Em 7 de fevereiro de 2018, a juíza do 20ª Vara Federal do Distrito Federal (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 juízo 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 DF julgou os embargos de declaração opostos pela Apine procedentes, mantendo a modulação dos efeitos da sentença em favor da Apine.

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 oferecia 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 exigia 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 toda e qualquer disputa judicial em relação 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, dado aos participantes do MRE, do custo da Geração Fora da Ordem de Mérito (GFOm) constantes da Lei 13.203/2015 e importação sem garantia física, alterados 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.

Em 31 de dezembro de 2017, estava 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 desde então, encontra-se em fase de análise das contribuições enviadas à Aneel.

O Projeto de Lei (PL) nº 10.332/2018 que trata da privatização das distribuidoras da Eletrobras, recebeu emenda formulada pela Apine, com a proposta de tratamento dos riscos não hidrológicos assumidos pelas usinas hidrelétricas participantes do MRE. Proposta essa de interesse primário da Companhia, no que diz respeito à resolução da questão do risco hidrológico.

O referido PL foi aprovado no Plenário da Câmara dos Deputados em 10 de julho, quando seguiu para o Senado Federal, onde recebeu o Projeto de Lei da Câmara (PLC) nº 77/2018.

A questão envolvendo o GSF pode ter um desfecho caso a emenda sobre o tema incluída no PL nº 10.332/2018, que tramita no Congresso e permite a privatização das distribuidoras da Eletrobras, seja aprovada e bem recebida pelos geradores Hidrelétricos, que, em caso de adesão dos termos, os levará à desistência da ação judicial relativa a esse assunto.

A emenda propõe acordo do saldo represados através da liminar em troca de desistência da ação relativa a esse assunto, que então seguirá o rito do processo.

Em 16 de outubro de 2018 o Senado Federal rejeitou por maioria o projeto de lei da Câmara que tinha como objeto principal a privatização das distribuidoras de energia controladas pela Eletrobras (PLC 77/2018), e que daria o devido tratamento aos riscos não hidrológicos assumidos pelas hidrelétricas participantes do MRE.

Em 22 de outubro, o presidente do Superior Tribunal de Justiça (STJ), ministro João Otávio de Noronha, acatou o pedido da Aneel para suspender a liminar do Tribunal Regional Federal da 1ª Região (TRF1) na ação movida por alguns geradores de energia filiados à Apine, dentre os quais a Companhia, cujo objeto é a proteção dos efeitos do risco hidrológico na liquidação do MCP. Esta decisão não abarcou os valores de GSF retidos desde julho de 2015 a fevereiro de 2018. No entanto, a decisão não esclareceu se o pagamento deveria ocorrer a partir de fevereiro de 2018, quando foram restabelecidos os efeitos da liminar anteriormente dada à Apine ou, a partir da prolação da decisão, a partir de Outubro 2018. Por essa razão, em 31 de outubro, a Apine protocolou Embargos de Declaração, os quais não foram providos, contra a decisão do Ministro Noronha com o objetivo de ter esclarecido o prazo sobre o qual referida decisão passou a produzir efeitos. Até a presente data, não houve decisão a propósito dos efeitos da liminar que antecede ao resultado de fevereiro de 2018.

Em paralelo, um recente acordo entre líderes no Senado permitiu inserir emenda com proposta de solução para o débito do GSF em um Projeto de Lei já em andamento no Senado (PLS 209/2015), o qual fora aprovado na Comissão de Infraestrutura da Câmara em 31 de outubro de 2018 e neste momento aguarda votação no Plenário do Senado.

A administração informa que essa decisão não produziu efeitos em suas informações contábeis uma vez que todas os medições apuradas a partir desta liminar eram registradas para controle e provisionadas para fim de demonstração financeira.

A Companhia efetua o provisionamento dos valores efetivamente recebidos referentes à liminar do GSF na rubrica "Fornecedores" (vide nota explicativa nº 13).

**1.3. Liminar de prioridade na liquidação da CCEE**

Em 04 de novembro de 2015, a Associação Brasileira de Agentes Comercializadores de Energia Elétrica (Abraceel) impetrou 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 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 suspensa 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.

Em função desta liminar, durante sua vigência, a Companhia teve prioridade em sua liquidação financeira. A respeito do valor recebido nesse período, o entendimento é que parte dele seria resultado de liminar e foi constituído um passivo desses valores (vide nota explicativa nº 13).

**1.4. 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 de 1º de janeiro de 2018, resultado da revisão ordinária de garantia física de energia. Desta forma, a partir desta data, houve uma redução de aproximadamente 5% da garantia física da Rio Paranapanema Energia em relação à garantia física vigente em dezembro de 2017.

Em 2 de fevereiro de 2018, a Companhia ajuizou duas ações perante a Justiça Federal do Distrito Federal 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. Em ambas as ações, as liminares não foram concedidas em primeira instância.

Em 6 de abril de 2018, a Companhia obteve a liminar para afastar a aplicabilidade da Portaria 178/2017 em relação às UHEs Chavantes, Capivara, Taquarucu e Rosana e no dia 25 de abril de 2018, a Companhia obteve a liminar suspendendo os efeitos da Portaria MME nº 178/2017 em relação às UHEs Canoas I e II na parcela que ultrapassa o percentual de 10% (dez por cento) de redução de garantia física sobre o valor base estabelecido para o ano de 2000 no Primeiro Termo Aditivo ao contrato de Concessão nº 183/1998.

Em 5 de julho de 2018, com a publicação do Despacho Aneel nº 1.434/2018, houve o incremento de 2,9 MWhm da garantia física da UHE Capivara, devido à homologação dos novos parâmetros de potência instalada e rendimento nominal da turbina da Unidade Geradora nº 1, resultado da conclusão do processo de repotenciação desta unidade. Como resultado da revisão extraordinária, a nova garantia física total da UHE Capivara passou a ser de 327,2 MWhm (anteriormente 324,3 MWhm), conforme estabelecido na Portaria nº 178/2017.

O quadro da nota explicativa 2.13.1.1 demonstra a atual posição das garantias físicas.

**1.5. Marco legal do setor elétrico**

O 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 verso sobre a base conceitual do Ministério na elaboração de medidas de aprimoramento para o arcabouço legal, institucional e regulatório do setor que nortearam essa discussão.

A segunda, CP MME nº 033, coloca em consulta as propostas de caráter técnico por 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, descotização e privatização de concessionárias de geração.

A terceira, CP MME nº 042, 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 entendendo, 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.

**1.6. Despacho Aneel nº 1.146/2018 (FID II)**

De acordo com o Despacho Aneel nº 1.146/2018 – Valores Escriturados do Fator de Disponibilidade – FID II, um dos agentes ligados a CCEE propôs acordo para a quitação de seu débito no montante de R\$ 724.808, aos agentes do MCP.

A CCEE decidiu acatar parcialmente a proposta de parcelamento dos débitos desse agente junto aos participantes do MRE, fixando, entre os condicionantes, a apresentação do protocolo de desistência da ação judicial nº 0033266-70.2015.4.01.3400 e correlatas até 03 de agosto de 2018.

Através da Associação Brasileira de Energia Limpa (Abragel) em julho de 2018 algumas das empresas credoras dos valores em questão apresentaram impugnação contra a decisão da CCEE, visando à complementação desta condicionante a fim de incluir a obrigação do agente requerer a desistência de mais uma ação judicial, que também trata do FID II. Tal impugnação foi indeferida pela CCEE e neste momento encontra-se sob análise da Aneel.

Diante da sua incapacidade financeira de liquidação em única parcela, a Controladora terá o valor liquidado em até 36 parcelas de acordo com a participação de cada credor no montante devido pelo agente. A sua Controlada recebeu todo o valor correspondente em parcela única.

De acordo com as apurações, o efeito positivo para a Companhia decorrente desse assunto em seu resultado consolidado foi de R\$ 18.807,0 saldo no contas a receber é R\$ 6.357 no ativo circulante e R\$ 9.311 no ativo não circulante, líquido da amortização das parcelas já recebidas no montante R\$ 3.139.

**1.7. Autorização para emissão das demonstrações financeiras**

A emissão dessas demonstrações financeiras foi autorizada pelo Conselho de Administração da Companhia em 27 de fevereiro de 2019.

**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 supracitada, 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 de 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 premissas e estimativas são significativas para as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, estão divulgadas na nota explicativa nº 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 explicativa nº 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 prejuízos não realizados também são eliminados a menos que a operação forneça evidências de uma perda (*impairment*) do ativo transferido.

As políticas contábeis da Controlada são alteradas quando necessário para assegurar a consistência com as adotadas pela Companhia.

A posição da controlada em 31 de dezembro de 2018 está descrita na nota explicativa nº10.

**2.4. Caixa e equivalentes de caixa**

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários, investimentos de curto prazo de alta liquidez, com vencimentos originais de até três meses e com risco insignificante de mudança de valor e liquidadas em curto espaço de tempo.

**2.5. Instrumentos financeiros**

**2.5.1. Ativos Financeiros**

**2.5.1.1. Classificação**

A Companhia e sua Controlada classificam seus ativos financeiros nas seguintes categorias:

i. mensurados ao valor justo através do resultado;

ii. mensurados ao custo amortizado.

A Administração determina a classificação de seu ativo financeiro no reconhecimento inicial, dependendo do modelo de negócio e da finalidade para a qual o ativo financeiro foi adquirido. Nestas demonstrações financeiras, a Companhia e sua Controlada possui o seguinte instrumento financeiro:

i. Mensurado ao custo amortizado

Mensurado ao custo amortizado são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis, que não são cotados em um mercado ativo. São incluídos como ativo circulante, exceto aqueles com prazo de vencimento superior a 12 meses após a data de emissão do balanço (estes são classificados como ativos não circulantes) e são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, deduzidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.

As receitas com juros provenientes desses ativos financeiros são registradas em receitas financeiras usando o método da taxa efetiva de juros. Quaisquer ganhos ou perdas devido à baixa do ativo são reconhecidos diretamente no resultado e apresentados em outros ganhos/perdas). As perdas por *impairment* são apresentadas em uma conta separada na demonstração do resultado.

Para maiores detalhes dos ativos financeiros da Companhia e Controlada e suas classificações (vide nota explicativa nº 28).

A Companhia e sua Controlada não operam com derivativos e também não aplicam a metodologia denominada contabilidade de operações de *hedge* (*hedge accounting*).

**2.5.1.2. Reconhecimento e mensuração**

As compras e as vendas regulares de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação – data na qual a Companhia e sua Controlada se comprometem a comprar ou vender o ativo. Os valores são, inicialmente, reconhecidos pelo valor justo, acrescidos dos custos da transação para todos os ativos financeiros não classificados como ao valor justo por meio do resultado.

Os ativos financeiros são baixados quando os direitos de receber fluxos de caixa dos investimentos tenham vencido ou tenham sido transferidos; neste último caso, desde que a Companhia e sua Controlada tenham transferido, significativamente, todos os riscos e os benefícios da propriedade.

Os ganhos ou as perdas decorrentes de variações no valor justo de ativos financeiros mensurados ao valor justo através do resultado são apresentados na demonstração do resultado em "outros ganhos (perdas), líquidos" no período em que ocorrem.

**2.5.1.3. Compensação de instrumentos financeiros**

Ativos e passivos financeiros são compensados e o valor líquido é apresentado no balanço patrimonial, quando há um direito legalmente aplicável de compensar os valores reconhecidos e há uma intenção de liquidá-lo, em uma base líquida, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

**2.5.1.4. Impairment de ativos financeiros**

**Ativos negociados ao custo amortizado**

A partir de 1º de janeiro de 2018, a Companhia e sua controlada passou a avaliar, em base prospectiva, as perdas esperadas de crédito associadas aos títulos de dívida registrados ao custo amortizado. A metodologia de *impairment* aplicada depende de ter havido ou não um aumento significativo no risco de crédito.

A Companhia e sua Controlada avaliam no fim de cada exercício se há evidência objetiva de que o ativo financeiro ou o grupo de ativos financeiros está deteriorado. Um ativo ou grupo de ativos financeiros está deteriorado e os prejuízos de *impairment* são contabilizados somente se há evidência objetiva de *impairment* como resultado de um ou mais eventos ocorridos após o reconhecimento inicial dos ativos ("evento de perda") e aquele evento (ou eventos) de perda tem um impacto nos fluxos de caixa futuros estimados do ativo financeiro ou grupo de ativos financeiros que pode ser estimado de maneira confiável.

Os critérios que a Companhia e sua Controlada utilizam para determinar se há evidência objetiva de uma perda por *impairment* incluem:

i. Dificuldade financeira relevante do emitente ou tomador;

ii. Quebra de contrato, como inadimplência ou mora no pagamento dos juros ou principal;

iii. A Companhia, por razões econômicas ou jurídicas relativas à dificuldade financeira do tomador de empréstimo, garante ao tomador uma concessão que o credor não consideraria;

iv. Torna-se provável que o tomador declare falência ou outra reorganização financeira;

v. O desaparecimento de um mercado ativo para aquele ativo financeiro devido às dificuldades financeiras; ou

vi. Dados observáveis indicando que há uma redução mensurável nos fluxos de caixa futuros estimados a partir de uma carteira de ativos financeiros desde o reconhecimento inicial daqueles ativos, embora a diminuição não possa ainda ser identificada com os ativos financeiros individuais na carteira, incluindo:

• Mudanças adversas na situação do pagamento dos tomadores de empréstimo na carteira;

• Condições econômicas nacionais ou locais que se correlacionam com as inadimplências sobre os ativos na carteira.

O montante da perda por *impairment* é mensurado como a diferença entre o valor contábil dos ativos e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados (excluindo os prejuízos de crédito futuro que não foram incorridos) descontados à taxa de juros em vigor original dos ativos financeiros. O valor contábil do ativo é reduzido e o valor do prejuízo é reconhecido na demonstração do resultado. Se um empréstimo ou investimento tiver uma taxa de juros variável, a taxa de desconto para medir uma perda por *impairment* é a atual taxa de juros efetiva determinada de acordo com o contrato. Como um expediente prático, a Companhia e sua Controlada podem mensurar o *impairment* com base no valor justo de um instrumento utilizando um preço de mercado observável.

Se, num exercício subsequente, o valor da perda por *impairment* diminuir e a diminuição puder ser relacionada objetivamente com um evento que ocorreu após o *impairment* ser reconhecido (como uma melhoria na classificação de crédito do devedor), a perda anteriormente reconhecida é revertida por meio de resultado, desde que o valor contábil do investimento na data dessa reversão não exceda o eventual custo amortizado se o *impairment* não tivesse sido reconhecido.

O teste de *impairment* das contas a receber de clientes está descrito na nota explicativa nº 2.8.

**2.6. Passivos financeiros**

**2.6.1. Classificação**

Os passivos financeiros são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, esse método é utilizado para calcular e alocar sua despesa de juros pelo respectivo período. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por um período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido.

Para maiores detalhes dos passivos financeiros da Companhia e Controlada e suas classificações (vide nota explicativa nº 28).

**2.7. Políticas contábeis adotadas até 31 de dezembro de 2017**

Conforme permitido pelas regras de transição do IFRS 9/CPC 48, a nova norma foi adotada pela Companhia a partir de 1º de janeiro de 2018, sem a reapresentação das cifras comparativas do exercício de 2017. Por esse motivo, as práticas contábeis adotadas na elaboração das informações comparativas são as mesmas divulgadas nas demonstrações financeiras do exercício anterior de 31 de dezembro de 2017.

I – Classificação

Até 31 de dezembro de 2017, a Companhia classificava seus ativos financeiros, no reconhecimento inicial como empréstimos e recebíveis.

II – Reconhecimento e mensuração

A mensuração inicial não foi alterada com a adoção do IFRS 9/CPC 48. Subsequentemente, os ativos financeiros eram baixados quando os direitos de receber fluxos de caixa tenham vencido ou tenham sido transferidos; neste último caso, desde que a Companhia tivesse transferido, significativamente, todos os riscos e os benefícios de propriedade. Os empréstimos e recebíveis eram contabilizados pelo custo amortizado, usando o método da taxa efetiva de juros.

**2.8. Contas a receber de clientes**

As contas a receber de clientes correspondem aos valores a receber de clientes no decurso normal das atividades da Companhia e sua Controlada. Se o prazo de recebimento é equivalente a um ano ou menos as contas a receber são classificadas no ativo circulante. Caso contrário, estão apresentadas no ativo não circulante. Incluem os valores relativos ao suprimento de energia elétrica faturada e não faturada, inclusive a comercialização de energia elétrica efetuada no âmbito da CCEE.

As contas a receber de clientes são, inicialmente, reconhecidas pelo valor justo e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado com o uso do método da taxa de juros efetiva menos a provisão para crédito de liquidação duvidosa. Na prática, dado o prazo de cobrança, são normalmente reconhecidas ao valor faturado, ajustado pela provisão para *impairment*, se necessária.

**2.9. Estimativa para créditos de liquidação duvidosa – Impairment**

Constituída com base na estimativa das possíveis perdas que possam ocorrer na cobrança destes créditos, de acordo com CPC 48 – Instrumentos Financeiros.





CTG Brasil

Rio Paranapanema Energia S.A.

CNPJ nº 02.998.301/0001-81 | Companhia Aberta

→ **continuação** NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E DE 2017 (Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

**2.10. Estoques**  
Os materiais e equipamentos em estoque, classificados na rubrica ("outros ativos") no ativo circulante (almoxarifado de manutenção e administrativo) estão registrados ao custo de aquisição e não excedem os seus custos de reposição ou valores de realização, deduzidos de provisões para perdas, quando aplicável.

**2.11. Despesas pagas antecipadamente**  
Os valores registrados no ativo representam as despesas pagas antecipadamente de seguros, para apropriação conforme o regime de competência, isto é, amortizadas linearmente pelo prazo de vigência da apólice, bem como gastos incorridos com o sistema de banco de dados de cadastramento das propriedades nas bordas dos reservatórios, amortizados linearmente pelo prazo da concessão.

**2.12. Serviços em curso**  
Os valores registrados nessa rubrica referem-se aos recursos aplicados em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), em consonância com a Resolução Normativa nº 605/2014 da Aneel. Quando concluído, os projetos são baixados em contrapartida da conta do circulante no passivo, relacionada à provisão de P&D e submetidos à aprovação da Superintendência da Aneel.

**2.13. Imobilizado**  
Os itens que compõem o ativo imobilizado são apresentados pelo custo histórico ou atribuído, deduzidos das respectivas depreciações. Com exceção dos terrenos, todos os bens, ou conjuntos de bens que apresentavam valores contábeis substancialmente diferentes dos valores justos na data da adoção das novas práticas contábeis tiveram o valor justo como custo atribuído na data de transição em 1º de janeiro de 2009. O custo histórico inclui os gastos diretamente atribuíveis à aquisição dos itens e de ativos qualificadores.

Os terrenos foram mantidos a custo histórico devido a Companhia e sua Controlada entenderem que são os valores aceitos pelo órgão regulador para fins de indenização ao final da concessão/autorização.

Os custos subsequentes aos valores históricos são incluídos no valor contábil do ativo ou reconhecidos como um ativo separado, conforme apropriado, somente quando for provável que fluam benefícios econômicos futuros associados ao item e que o custo do item possa ser mensurado com segurança. O valor contábil de itens ou peças substituídas é baixado. Todos os outros reparos e manutenções são lançados em contrapartida ao resultado do exercício, quando incorridos.

Os terrenos não são depreciados. A depreciação de outros ativos é calculada usando o método linear para alocar seus custos aos seus valores residuais durante a vida útil-econômica remanescente, como segue:

Vida útil média em anos remanescentes:

	Controladora	Controlada
Reservatórios, barragens e adutoras	15	43
Edificações, obras civis e benfeitorias	8	40
Máquinas e equipamentos	15	27
Veículos	3	1
Móveis e utensílios	10	12

A Administração da Companhia e sua Controlada entendem, suportada por seus assessores legais, que não houve, até o momento, alteração nas condições de indenização dos ativos a serem revertidos ao final da concessão/autorização e que possui o direito à indenização do valor residual de todos os bens vinculados e reversíveis, inclusive dos terrenos, considerando os fatos e circunstâncias disponíveis atualmente. Caso haja legislação nova que venha a alterar as condições atuais, a Companhia e sua Controlada avaliarão os efeitos correspondentes, em suas demonstrações financeiras.

Os valores de depreciação e valores residuais dos ativos são revistos e ajustados, se apropriado, ao final de cada exercício.

Os ganhos e as perdas de alienações são determinados pela comparação dos resultados das alienações com o valor contábil residual e são reconhecidos na demonstração do resultado do exercício em "Outras despesas operacionais".

**2.13.1. Contratos de concessão**

Em 22 de setembro de 1999, a Companhia e a Aneel assinaram o contrato de Concessão de Geração nº 76/1999, que regula as concessões de UBP para geração de energia elétrica das usinas Jurumirim, Chavantes, Salto Grande, Capivara, Taquaruçu e Rosana, outorgadas pelo Decreto s/nº de 20 de setembro de 1999, sendo que em 5 de agosto de 2011 foi firmado o Primeiro Termo Aditivo. O contrato concede à Companhia o direito de produção e comercialização de energia elétrica na condição de produtor independente, deixando, a partir daquela data, de recolher a Reserva Global de Reversão (RGR) (exceto recursos retidos originalmente pela CESP e parcialmente transferidos à Companhia em decorrência do processo de cisão daquela empresa), para contribuir com uma taxa de UBP, por um período de 5 anos. O prazo de duração da concessão e do contrato é de 30 anos a partir da data de assinatura do mesmo, podendo ser prorrogado por até 20 anos a critério do Poder Concedente.

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 contratualmente, 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.

**2.13.1.1. Garantia Física**

No período de 2015 a 2018, houve um acréscimo total de 31,1 MWm na garantia física da Companhia, considerando-se as repotenciações, 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 2015-2018 (Portaria MME nº 861/2010)							
Regulamento	Data da publicação	Acréscimo de Garantia Física (MWm)	Observação				
Portaria MME 156/2015	14/05/2015	19,2	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	Modernização da UG-01 da UHE Chavantes				
Despacho ANEEL 848/2016	07/04/2016	1,1	Modernização da UG-03 da UHE Chavantes				
Despacho ANEEL 3.266/2016	16/12/2016	0,5	Modernização da UG-02 da UHE Chavantes				
Despacho ANEEL 1.943/2017	02/08/2017	3,3	Repotenciação da UG-04 da UHE Capivara				
Despacho ANEEL 1.434/2018	05/07/2018	2,9	Repotenciação da UG-01 da UHE Capivara				
<b>Acréscimo total de garantia física da Companhia</b>		<b>31,1</b>					

Porém, a garantia física de energia total da Companhia, passou de 1.113,8 MWm em 31/12/2017 para 1.062,6 MWm em 31/12/2018, devido a revisão ordinária da portaria 178/2017 publicada em 4 de maio de 2017 que entrou em vigor a partir de 1º de janeiro de 2018.

Controladora							
Contrato de Concessão ANEEL	Usina	Tipo	UF	Rio	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Início da Concessão

76/1999	Jurumirim	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	101,0	44,7	22/09/1999
76/1999	Chavantes	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	414,0	169,1	22/09/1999
76/1999	Salto Grande	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	73,8	52,3	22/09/1999
76/1999	Capivara	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	635,0	327,2	22/09/1999
76/1999	Taquaruçu	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	525,0	195,6	22/09/1999
76/1999	Rosana	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	354,0	173,9	22/09/1999
183/1998	Canoas I	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	82,5	54,2	30/07/1998
183/1998	Canoas II	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	72,0	45,6	30/07/1998
					<b>2.257,3</b>	<b>1.062,6</b>	

Após modernização e repotenciação, os novos parâmetros (capacidade de potência e eficiência da turbina) da Unidade Geradora nº 1 (UHE Capivara) foram aprovados pela ANEEL por meio de Despacho nº 1.434/2018 emitido em 05 de julho de 2018, a capacidade de energia foi alterada para 635 MW.

**2.13.2. Resoluções autorizativas Controlada**

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., concomitantemente à transferência integral das quotas da Controlada 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, Rio Paranapanema Participações S.A. transferiu o controle societário da Controlada para a Companhia por meio de constituição de reserva de capital.

Controlada							
Resolução de Autorização ANEEL	Usina	Tipo	UF	Rio	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Início da Autorização
549/2002	Retiro	PCH - Hidrelétrica	SP	Sapucaí	16,0	8,1	10/10/2002
706/2002	Palmeiras	PCH - Hidrelétrica	SP	Sapucaí	16,5	8,1	18/12/2002
					<b>32,5</b>	<b>16,2</b>	

**2.14. Ativos intangíveis**

**2.14.1. Softwares**

As licenças de softwares adquiridas são capitalizadas com base nos custos incorridos ligados diretamente ao funcionamento do software. Esses custos são amortizados durante sua vida útil estimável de cinco anos. Os gastos relativos à manutenção de softwares são reconhecidos como despesa, conforme incorridos. Os custos de desenvolvimento que são diretamente atribuíveis ao projeto e aos testes de produtos de software identificáveis e exclusivos, controlados pela Companhia e sua Controlada, são reconhecidos como ativos intangíveis.

**2.14.2. Utilização de bem público (UBP)**

Pela exploração da geração de energia elétrica outorgada através dos contratos de concessões, a Companhia pagou, ao longo de cinco anos, contados a partir das assinaturas dos contratos, valores anuais, em parcelas mensais referentes à UBP. Tais desembolsos, a valores históricos, foram reconhecidos no grupo de intangíveis, e são amortizados ao longo do período de concessão.

**2.15. 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 Controlada estão evidenciados na nota explicativa nº 11.8.

**2.16. 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 de 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.

**2.17. Debêntures e empréstimos**

As debêntures 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 da 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 debêntures são reconhecidas como custos da transação das debêntures, 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 debêntures 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.

**2.18. Provisões**

As provisões para recuperação ambiental, custos de reestruturação e ações judiciais (trabalhistas, cíveis e fiscais) são reconhecidas quando a Companhia e sua Controlada 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 a Companhia e sua Controlada 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 reflita 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.

**2.19. 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 Controlada 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 usados.

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

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

**2.20. Benefícios a empregados**

**2.20.1. Obrigações de aposentadoria**

A Companhia patrocina planos de pensão e aposentadoria a seus empregados. Esses planos foram constituídos de acordo com as características de benefício definido (vide nota explicativa nº 22) e contribuição definida. Os custos, contribuições e o passivo ou ativo atuarial do plano de benefício definido são determinados, anualmente, em 31 de dezembro, por atuários independentes, e apurados usando o método da unidade de crédito projetada e 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.

O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa, usando taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, as quais são denominadas na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão.

Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado.

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 atendeu 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.

**2.20.2. Participação nos lucros**

A Companhia e sua Controlada 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.

**2.21. 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 explicativa nº 21.1.

**2.22. Reconhecimento da receita**

**2.22.1. 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 Controlada. A receita de vendas é apresentada líquida dos impostos incidentes, das devoluções, dos abatimentos e dos descontos concedidos.

A Companhia e sua Controlada reconhecem a receita quando:

- o valor da receita pode ser mensurado com segurança;
- é provável que benefícios econômicos futuros fluirão para a Companhia;
- quando critérios específicos são atendidos para cada uma das atividades da Companhia e Controlada, conforme descrição a seguir.

O valor da receita não é considerado como mensurável com segurança até que todas as contingências relacionadas com a venda tenham sido resolvidas. A Companhia e sua Controlada baseiam suas estimativas em resultados históricos, levando em consideração o tipo de cliente, o tipo de transação e as especificações de cada venda.

A Companhia e sua Controlada reconhecem as receitas de vendas de energia em contratos bilaterais, de leilões, MRE e MCP no mês de suprimento da energia de acordo com os valores constantes dos contratos e estimativas da Administração da Companhia e sua Controlada, ajustados posteriormente por ocasião da disponibilidade dessas informações.

**2.22.2. Receita diferida**

A Companhia e sua Controlada possuem contratos de curto e longo prazo de venda de energia contendo, cláusula de atualização monetária por índices de preços, além de previsão de redução do preço contratado na energia a ser fornecida no futuro. Em consonância com a Orientação do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (OCPC 05 - Orientação sobre Contratos de Concessão), para fins de linearização da receita ao longo do tempo, a Companhia e sua Controlada diferem a parcela da receita obtida entre o preço de venda e o preço médio de venda no decorrer do contrato.

A atual provisão dos ativos será realizada até 2022 para a Controladora e 2019 para a controlada.

**2.22.3. Receita financeira**

As receitas financeiras são reconhecidas conforme o prazo decorrido, usando o método da taxa de juros efetiva, registradas contabilmente em regime de competência e são representadas principalmente por rendimentos sobre aplicações financeiras, juros e descontos obtidos.

**2.23. Distribuição de Dividendos e Juros sobre capital próprio (JSCP)**

A distribuição de dividendos para os acionistas da Companhia, com base no seu Estatuto Social, é reconhecida como um passivo em suas demonstrações financeiras ao final do exercício.

O Estatuto Social da Companhia prevê que o montante de JSCP, pode ser deduzido do total de dividendos a pagar. O montante calculado está em conformidade com a legislação vigente e o benefício fiscal gerado é reconhecido na demonstração do resultado.

**2.24. Demonstrações de valor adicionado**

A Companhia e sua Controlada elaboraram Demonstrações de Valor Adicionado (DVA) nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado.

A DVA é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações financeiras.

**3. ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CONTÁBEIS CRÍTICOS**

As estimativas e os julgamentos contábeis são continuamente avaliados e baseiam-se na experiência histórica e em outros fatores, incluindo expectativas de eventos futuros, consideradas razoáveis para as circunstâncias.

**3.1. Estimativas e premissas contábeis críticos**

Com base em premissas, a Companhia e sua Controlada elaboram estimativas com relação ao futuro. Por definição, as estimativas contábeis resultantes raramente serão iguais aos respectivos resultados reais. As estimativas e premissas que apresentam um risco significativo, com probabilidade de causar um ajuste relevante nos valores contábeis de ativos e passivos para o próximo exercício financeiro, estão contempladas abaixo:

**3.1.1. Imposto de renda, contribuição social e diferidos**

O método de contabilização do ativo diferido do imposto de renda e contribuição social é determinado por diferenças temporárias entre o valor contábil dos ativos e passivos e seus respectivos valores fiscais. O montante do imposto de renda diferido ativo é revisado a cada data das demonstrações financeiras e reduzido pelo montante que não seja mais realizável através de lucros tributáveis futuros. Ativos e passivos fiscais diferidos são calculados usando as alíquotas fiscais aplicáveis ao lucro tributável nos anos em que essas diferenças temporárias deverão ser realizadas.

Os créditos, que tem por base diferenças temporárias, foram reconhecidos conforme a expectativa de sua realização.

**3.1.2. Vida útil de ativos de longa duração**

A Companhia aplicou o custo atribuído na adoção inicial do IFRS de acordo com o CPC 27 (Ativo imobilizado) em 1º de janeiro de 2009 e contratou consultoria especializada para elaboração da avaliação do ativo imobilizado. A Companhia registra sua depreciação de acordo com a vida útil determinada por esses avaliadores que leva em consideração:

- os valores residuais dos ativos (de indenização ao final da concessão ou da autorização admitidos pelos reguladores);
- respeita a vida útil econômica estimada pelos reguladores que vem sendo aceita pelo mercado como adequada, a menos que exista evidência robusta de que outra vida útil é mais adequada.

A Companhia fez sua avaliação e concluiu que não existem indicativos para alteração nas Estimativas e premissas e que não há evidências de perdas de recuperabilidade dos ativos. Adicionalmente como divulgado na Nota 2.13, a administração avalia que possui direito a indenização do valor residual dos bens vinculados e reversíveis ao final do prazo de concessão.

**3.1.3. Impairment**

A Companhia e sua Controlada testam a recuperação de seus ativos segregados por unidade geradora de caixa, utilizando o critério do fluxo de caixa descontado que dependem de diversas estimativas, que são influenciadas pelas condições de mercados vigentes no momento em que essa recuperabilidade é testada.

**3.1.4. Provisões e passivos contingentes**

As provisões para as perdas decorrentes de passivos contingentes classificados como prováveis são reconhecidas contabilmente, desde que: (i) haja uma obrigação presente (legal ou não formalizada) como resultado de eventos passados; (ii) é provável que seja necessária uma saída de recursos para liquidar a obrigação; e (iii) o valor puder ser estimado com segurança.

As perdas classificadas como possíveis não são reconhecidas contabilmente, sendo divulgadas nas notas explicativas. As contingências cujas perdas são classificadas como remotas não são provisionadas nem divulgadas, exceto quando, em virtude da visibilidade do processo, a Companhia considera sua divulgação justificada.

A classificação das perdas entre prováveis, possíveis e remotas, baseia-se na avaliação da Administração, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos.

**3.2. Novos pronunciamentos CPC**

**3.2.1. CPC 47/IFRS 15**

A administração da Companhia avaliou as características indicadas pela nova norma e concluiu que os processos existentes contemplam os requisitos que devem ser percorridos para a implementação das novas normas, logo não há impactos relevantes nos registros já feitos a respeito da aplicação do CPC 47.

Requisitos	Procedimento anterior	Adequação necessária
i. Aprovação de contrato entre as partes;	Formalização da negociação através de contrato onde partes são devidamente identificadas e, esses contratos, são assinados por responsáveis/representantes das empresas.	Nenhuma
ii. Identificação de todas as obrigações de cada parte e garantindo que tenha substância comercial;	Os contratos têm uma minuta padrão que é alinhada à negociação firmada entre as partes, descrevendo detalhadamente as obrigações assumidas.	Nenhuma
iii. Identificação dos valores e termos de pagamento para o contrato firmado;	No contrato é informado o valor por MWm, e a forma de pagamento que deve ser atendida para quitação das faturas emitidas.	Nenhuma
iv. Quando for provável a entrada de recursos à medida que a obrigação cumprida.	Um dos itens detalhados em contrato é a data de pagamento, já é prevista a data de faturamento, diante do suprimento já feito ao cliente.	Nenhuma





**CTG Brasil**

**Rio Paranapanema Energia S.A.**

CNPJ nº 02.998.301/0001-81 | Companhia Aberta

★ **continuação** NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E DE 2017 (Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

**3.2.2. CPC 48/IFRS 9**

A administração da Companhia avaliou as características indicadas pela nova norma e concluiu que diante das novas classificações/mensurações, abrangendo todos os ativos e passivos financeiros, não há impactos relevantes nos registros já feitos a respeito da aplicação do CPC 48/IFRS 9.

Ativo financeiro	Rio Paranapanema S.A.	Teste SPPI	Efeito de impairment	Classificação CPC 38	Classificação CPC 48
Caixa e equivalentes de caixa	Custo amortizado	Sim	As entidades possuem operações somente com instituições de primeira linha com baixo risco de crédito, por isso, não avaliou perda esperada material.	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
			As geradoras vendem em ACR a um conjunto de distribuidoras em mercado de CP, a PLD. Normalmente têm um PMR de aproximadamente 45 dias. Foi também apurado que existem garantias prestadas pelas distribuidoras, apesar de por vezes serem insuficientes para cobrir a totalidade da exposição ao risco de incumprimento. A determinação do modelo de perdas esperadas nas empresas de geração não oi relevante, considerando os seguintes pontos: (i) funcionamento das garantias prestadas pelas distribuidoras/clientes e nível de cobertura de risco das mesmas; ii) possibilidade de justificar que as garantias dadas pelo setor/SIN cobrem a totalidade do risco de incumprimento pelas distribuidoras, o que, complementado pelo facto de não existir qualquer histórico de inadimplência, justificaria como adequada uma análise de risco zero ou próximo de zero (posição atual do setor).		
Clientes	Custo amortizado	Sim		Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Fornecedores	Custo amortizado	N/A	N/A	Outros passivos financeiros	Outros passivos financeiros
Dividendos e juros sobre o capital próprio	Custo amortizado	N/A	N/A	Outros passivos financeiros	Outros passivos financeiros
Encargos setoriais	Custo amortizado	N/A	N/A	Outros passivos financeiros	Outros passivos financeiros
Debêntures	Custo amortizado	N/A	N/A	Outros passivos financeiros	Outros passivos financeiros
Empréstimos	Custo amortizado	N/A	N/A	Outros passivos financeiros	Outros passivos financeiros

**3.2.3. Normas novas que ainda não estão em vigor**

A seguinte nova norma foi emitida pelo IASB mas não está em vigor para o exercício de 2018. A adoção antecipada de normas, embora encorajada pelo IASB, não é permitida, no Brasil, pelo Comitê de Pronunciamento Contábeis (CPC).

**3.2.4. CPC 06/IFRS 16**

Com essa nova norma, os arrendatários passam a ter que reconhecer o passivo dos pagamentos futuros e o direito de uso do ativo arrendado para praticamente todos os contratos de arrendamento mercantil, incluindo os operacionais, podendo ficar fora do escopo dessa nova norma determinados contratos de curto prazo ou de pequenos montantes. Os critérios de reconhecimento e mensuração dos arrendamentos nas demonstrações financeiras dos arrendadores ficam substancialmente mantidos. O IFRS 16 entra em vigor para exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019 e substitui o IAS 17/CPC 06 – “Operações de Arrendamento Mercantil” e correspondentes interpretações.

A administração da Companhia avaliou as características indicadas pela nova norma e concluiu que a aplicação de referida norma, não trará impactos relevantes nas demonstrações financeiras de 2019, visto que os contratos de arrendamento vigentes tem valores imateriais no contexto operacional do negócio e no conjunto das demonstrações financeiras.

**4. GESTÃO DE RISCOS DO NEGÓCIO**

**4.1. Fatores de risco financeiro**

As atividades da Companhia e sua Controlada as expõem a diversos riscos financeiros: risco de mercado (incluindo risco hidrológico, risco de taxa de juros de valor justo, risco de taxa de juros de fluxo de caixa e risco de preço), risco de crédito e risco de liquidez. A gestão de risco da Companhia e Controlada se concentram na imprevisibilidade dos mercados financeiros e busca minimizar potenciais efeitos adversos no desempenho financeiro da Companhia e da sua Controlada.

A gestão de risco é realizada pela Companhia e sua Controlada, seguindo as políticas aprovadas pelo Conselho de Administração que identifica, avalia e protege a Companhia e sua Controlada contra eventuais riscos financeiros.

**4.1.1. Risco de mercado**

**4.1.1.1. Risco hidrológico**

O risco hidrológico decorre dos impactos da hidrologia na operação das usinas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Tais impactos incluem a flutuação do PLD, que aumenta em casos de hidrologia desfavorável e é utilizado para a valorização da exposição dos agentes do setor (sobras e déficits de energia).

Outro índice importante é o GSF, fator que pode reduzir ou aumentar a energia disponível para a venda de usinas hidráulicas a depender da situação hidrológica e do despacho realizado pelo ONS, afetando diretamente a exposição destas usinas ao PLD. Estes fatores podem ser mitigados através da estratégia de contratação de energia (Hedge), a fim de obter uma maior proteção contra o risco hidrológico e, por consequência, a manutenção do equilíbrio econômico e financeiro da Companhia.

**4.1.1.2. Risco do fluxo de caixa ou valor justo associado com taxa de juros**

O risco de taxa de juros da Companhia decorre de debêntures de longo prazo e caixa e equivalentes de caixa para a Companhia e sua Controlada. As debêntures emitidas às taxas variáveis expõem a Companhia ao risco de taxa de juros de fluxo de caixa.

O impacto causado pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI) e pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) sobre as debêntures é minimizado pela remuneração das aplicações financeiras pelo CDI e pelos preços nos contratos de venda de energia elétrica que também estão indexados à variação dos índices IPCA ou Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M).

**4.1.2. Risco de crédito**

O risco de crédito decorre de caixa e equivalentes de caixa, instrumentos financeiros, depósitos em bancos e instituições financeiras, bem como de exposições de crédito a clientes, incluindo contas a receber em aberto. Para bancos e instituições financeiras, são aceitos somente títulos de entidades independentemente classificadas com elevado nível de *rating* disponível no mercado.

No caso de clientes, a área de análise de crédito avalia a qualidade do crédito do cliente, levando em consideração sua posição financeira, experiência passada e outros fatores.

O preço da energia elétrica vendida para distribuidoras e clientes livres determinados nos contratos de leilão e bilaterais está no nível dos preços fechados no mercado e eventuais sobras ou faltas de energia são liquidadas no âmbito da CCEE (vide nota explicativa nº 24.1).

**4.1.3. Risco de aceleração de dívidas**

A Companhia possui debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas a atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros. Essas cláusulas restritivas foram atendidas neste exercício e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações (vide nota explicativa nº 15.4 e 15.5).

**4.1.4. Análise da sensibilidade**

A Companhia e sua Controlada, em atendimento ao disposto no item 40 do CPC 40 (R1) – Instrumentos Financeiros: Evidenciação, divulgam quadro demonstrativo de análise de sensibilidade para cada tipo de risco de mercado considerado relevante pela Administração, originado por instrumentos financeiros, compostos por debêntures e caixa e equivalentes de caixa, ao qual a Companhia e sua Controlada estão expostas na data de encerramento do exercício.

O cálculo da sensibilidade para o cenário provável foi realizado considerando a variação entre as taxas e índices vigentes em 31 de dezembro de 2018 e as premissas disponíveis no mercado para os próximos 12 meses (fonte: Banco Central do Brasil) risco favoráveis e desfavoráveis de 25% e 50% sobre as taxas de juros e índices flutuantes em relação ao cenário provável.

Demonstramos a seguir, os impactos no resultado financeiro da Controladora e no Consolidado, para os cinco cenários estimados para os próximos 12 meses:

Instrumentos financeiros	Indexador	Controladora					
		2018	Cenário – Δ 50%	Cenário – Δ 25%	Cenário Provável	Cenário Δ 25%	Cenário Δ 50%
<b>Ativos Financeiros</b>							
Caixa e equivalentes de caixa	CDI	<b>897.818</b>	<b>31.469</b>	<b>47.203</b>	<b>62.937</b>	<b>78.671</b>	<b>94.405</b>
<b>Passivos Financeiros</b>							
Debêntures 4ª emissão série 2	IPCA + 6,07% ao ano	(351.301)	(28.367)	(31.889)	(35.411)	(38.933)	(42.455)
Debêntures 5ª emissão série 1	CDI + 0,89% ao ano	(80.146)	(3.522)	(4.927)	(6.332)	(7.737)	(9.142)
Debêntures 5ª emissão série 2	IPCA + 7,01% ao ano	(323.728)	(29.184)	(32.429)	(35.675)	(38.921)	(42.166)
Debêntures 7ª emissão série 1	CDI + 0,40% ao ano	(224.385)	(8.761)	(12.694)	(16.627)	(20.560)	(24.493)
Debêntures 7ª emissão série 2	IPCA + 5,90% ao ano	(212.845)	(16.825)	(18.959)	(21.093)	(23.227)	(25.361)
Debêntures 8ª emissão série 1	106,75% do CDI ao ano	(161.950)	(6.443)	(9.281)	(12.119)	(14.957)	(17.795)
Debêntures 8ª emissão série 2	IPCA + 5,50% ao ano	(169.679)	(12.733)	(14.434)	(16.136)	(17.838)	(19.539)
		<b>(1.524.034)</b>	<b>(105.835)</b>	<b>(124.613)</b>	<b>(143.393)</b>	<b>(162.173)</b>	<b>(180.951)</b>
		<b>(626.216)</b>	<b>(74.366)</b>	<b>(77.410)</b>	<b>(80.456)</b>	<b>(83.502)</b>	<b>(86.546)</b>

**Total da exposição líquida**

Instrumentos financeiros	Indexador	Consolidado					
		2018	Cenário – Δ 50%	Cenário – Δ 25%	Cenário Provável	Cenário Δ 25%	Cenário Δ 50%
<b>Ativos Financeiros</b>							
Caixa e equivalentes de caixa	CDI	<b>991.104</b>	<b>34.738</b>	<b>52.107</b>	<b>69.476</b>	<b>86.845</b>	<b>104.214</b>
<b>Passivos Financeiros</b>							
Debêntures 4ª emissão série 2	IPCA + 6,07% ao ano	(351.301)	(28.367)	(31.889)	(35.411)	(38.933)	(42.455)
Debêntures 5ª emissão série 1	CDI + 0,89% ao ano	(80.146)	(3.522)	(4.927)	(6.332)	(7.737)	(9.142)
Debêntures 5ª emissão série 2	IPCA + 7,01% ao ano	(323.728)	(29.184)	(32.429)	(35.675)	(38.921)	(42.166)
Debêntures 7ª emissão série 1	CDI + 0,40% ao ano	(224.385)	(8.761)	(12.694)	(16.627)	(20.560)	(24.493)
Debêntures 7ª emissão série 2	IPCA + 5,90% ao ano	(212.845)	(16.825)	(18.959)	(21.093)	(23.227)	(25.361)
Debêntures 8ª emissão série 1	106,75% do CDI ao ano	(161.950)	(6.443)	(9.281)	(12.119)	(14.957)	(17.795)
Debêntures 8ª emissão série 2	IPCA + 5,50% ao ano	(169.679)	(12.733)	(14.434)	(16.136)	(17.838)	(19.539)
		<b>(1.524.034)</b>	<b>(105.835)</b>	<b>(124.613)</b>	<b>(143.393)</b>	<b>(162.173)</b>	<b>(180.951)</b>
		<b>(532.930)</b>	<b>(71.097)</b>	<b>(72.506)</b>	<b>(73.917)</b>	<b>(75.328)</b>	<b>(76.737)</b>
		<b>Variação dos índices</b>	<b>Cenário – Δ 50%</b>	<b>Cenário – Δ 25%</b>	<b>Cenário Provável</b>	<b>Cenário Δ 25%</b>	<b>Cenário Δ 50%</b>
	IPCA		2,01%	3,01%	4,01%	5,01%	6,02%
	CDI		3,51%	5,26%	7,01%	8,76%	10,52%

**4.2. Gestão de capital**

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2018	2017	2018	2017
Debêntures	15	1.524.034	1.487.694	1.524.034	1.487.694
(-) Caixa e equivalentes de caixa	6	(897.818)	(899.463)	(991.104)	(976.841)
<b>Dívida líquida</b>		<b>626.216</b>	<b>588.231</b>	<b>532.930</b>	<b>510.853</b>
Patrimônio líquido	23	1.635.421	1.693.669	1.635.421	1.693.669
<b>Total do capital</b>		<b>2.261.637</b>	<b>2.281.900</b>	<b>2.168.351</b>	<b>2.204.522</b>
<b>Índice de alavancagem financeira (%)*</b>		<b>27,7</b>	<b>25,8</b>	<b>24,6</b>	<b>23,2</b>

\*Dívida 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**

Pressupõe-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 precificação, 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, com o objetivo de minimizar os riscos para a Companhia e sua Controlada.

Os processos ambientais estão descritos na nota explicativa nº 18.

**5. QUALIDADE DO CRÉDITO DOS ATIVOS FINANCEIROS**

**5.1. Caixa e equivalentes de caixa**

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 explicativa nº 6):

Standard & Poor's	Moody's	Controladora		Consolidado	
		2018	2017	2018	2017
B	BR-1	893.839	872.724	986.853	938.151
B	—	3.979	26.736	4.251	38.687
*	*	—	3	—	3
		<b>897.818</b>	<b>899.463</b>	<b>991.104</b>	<b>976.841</b>

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

**5.2. Clientes**

As transações relevantes para os negócios da Companhia em que há exposição de crédito são as vendas de energia realizadas no ACL, através dos contratos bilaterais.

O histórico de perdas na Companhia em decorrência de dificuldades apresentada por clientes em honrar os seus compromissos é irrelevante diante da políticas e procedimentos vigentes.

O risco de crédito dos contratos de venda de energia com os clientes no ACL é minimizado pela análise prévia da área de crédito da Companhia de todos seus potenciais clientes. Esta análise é baseada em informações qualitativas e quantitativas de cada potencial cliente e, a partir dessa análise, é feita a classificação seguindo as premissas do rating interno.

O rating interno possui classificação de 1 a 5, onde os clientes são classificados como:

- 1 – Excelente;
- 2 – Bom;
- 3 – Satisfatório;
- 4 – Regular;
- 5 – Crítico.

Baseado na Política de crédito e nas classificações de rating acima mencionado, todos os contratos bilaterais da Companhia possuem obrigação de entrega de uma modalidade de garantia (entre as quais se destacam: CDB, Fiança Bancária e Corporativa). Em conjunto com a área de crédito, a área de risco/portfólio, se baseia no rating interno e realiza a diversificação da carteira de clientes da Companhia com o objetivo de diminuir os riscos específicos setoriais e otimizar a liquidez da carteira.

Em 31 de dezembro de 2018, segundo o *rating* interno, a Companhia possui, em relação aos saldos a receber de seus clientes bilaterais, as seguintes proporções de risco de liquidação:

Rating interno	Controladora		Consolidado	
	%	R\$	%	R\$
1 – Excelente	38	37.915	37	37.915
2 – Bom	36	36.145	37	38.353
3 – Satisfatório	19	19.236	19	19.769
4 – Regular	7	6.997	7	6.997
5 – Crítico	—	—	—	—
	<b>100</b>	<b>100.293</b>	<b>100</b>	<b>103.034</b>

Especificamente para a energia comercializada nos ambientes ACR, MRE e MCP, a CCEE controla e monitora as inadimplências de modo que o não recebimento desses valores sofreriam impactos considerados temporais, além de os agentes envolvidos serem passivos de possíveis desligamento do sistema, com isso o risco de ECLD é praticamente nulo. Em função disso a administração entende que não cabe classificação interna para essa modalidade de comercialização.

**6. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA**

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Caixa e bancos	349	1.578	416	1.597

Aplicações financeiras

Certificado de depósito bancário (CDB)

Fundo renda fixa

	897.360	897.782	990.139	974.962
	109	103	549	282
	<b>897.818</b>	<b>899.463</b>	<b>991.104</b>	<b>976.841</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 de mercado, tendo como característica alta liquidez, baixo risco de crédito e remuneração pela variação do CDI. Os ganhos ou perdas decorrentes de variações no saldo das aplicações financeiras são apresentados na demonstração do resultado em “resultado financeiro” no exercício em que ocorrem (vide nota explicativa nº 25).

**7. CLIENTES**

**7.1. Composição do saldo e abertura por vencimento**

	Controladora					
	Vencidos	A vencer		(–) ECLD	Saldo líquido em 2018	Saldo líquido em 2017
	Até 90 dias	Até 90 dias	Acima de 365			
Contrato ACL	–	100.293	196	(196)	100.293	114.686
Contratos ACR	–	3.078	–	–	3.078	3.063
Energia de curto prazo (MRE/MCP)	56.834	33.452	9.311	–	99.596	29.163
	<b>56.834</b>	<b>136.823</b>	<b>9.507</b>	<b>(196)</b>	<b>202.968</b>	<b>146.912</b>

	Consolidado					
	Vencidos	A vencer		(–) ECLD	Saldo líquido em 2018	Saldo líquido em 2017
	Até 90 dias	Até 90 dias	Acima de 365			
Contrato ACL	–	103.034	324	(324)	103.034	117.648
Contratos ACR	–	3.078	–	–	3.078	3.063
Energia de curto prazo (MRE/MCP)	56.834	33.519	9.311	–	99.663	29.163
	<b>56.834</b>	<b>139.631</b>	<b>9.634</b>	<b>(324)</b>	<b>205.776</b>	<b>149.874</b>

**7.2. Movimentação da estimativa para créditos de liquidação duvidosa (ECLD)**

As faturas emitidas pela Companhia e sua Controlada referentes aos contratos bilaterais e de leilão são emitidas com vencimento único no mês seguinte ao do suprimento.

Para o exercício de 2018, não houveram novas estimativas para créditos de liquidação duvidosa para a Controladora e sua Controlada.

A estimativa de crédito de liquidação duvidosa é avaliada conforme descrito na nota explicativa nº 2.8





Rio Paranapanema Energia S.A.  
CNPJ nº 02.998.301/0001-81 | Companhia Aberta

→ **continuação** NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E DE 2017 (Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

**8.1. Imposto de renda e contribuição social diferidos**

Em 1º de janeiro de 2009, conforme previsto no CPC 27 (Ativo imobilizado) e em atendimento às orientações contidas no ICPC 10 (Interpretação sobre a aplicação inicial ao ativo imobilizado e à propriedade para investimento dos pronunciamentos técnicos CPCs 27, 28, 37 e 43), a Companhia reconheceu o valor justo do ativo imobilizado (custo atribuído) na data da adoção inicial dos CPCs e do IFRS. Em decorrência, a Companhia também reconheceu os correspondentes valores de imposto de renda e de contribuição social diferidos, nessa data de transição.

A Companhia reconhece o saldo da provisão para imposto de renda e contribuição social diferidos passivo sobre ganho de avaliação patrimonial de R\$ 268.745 (R\$ 299.151 em 31 de dezembro de 2017).

Em 31 de dezembro de 2018, as diferenças intertemporais representadas por despesas e receitas a serem realizadas no futuro, teve como base o montante de R\$ 519.002 (R\$ 337.285 em 31 de dezembro de 2017), com efeito de R\$ 176.461 de impostos diferidos ativos em 31 de dezembro de 2018 (R\$ 114.667 de impostos diferidos ativos em 31 de dezembro de 2017).

A realização do imposto de renda e contribuição social diferidos ativo ocorrerá na medida em que tais valores sejam oferecidos à tributação. As principais variações ocorridas em 2018 são decorrentes da liminar concedida à Apine, descrita na nota explicativa nº 1.4 e a estimativa para créditos de liquidação duvidosa, descrita nas notas explicativas nº 2.8. e nº 7.2. Em virtude da imprevisibilidade do resultado da liminar, a Companhia optou por oferecer seus valores à tributação e diferir seus efeitos no resultado, até que o mérito da ação seja julgado.

A Companhia apresenta o imposto de renda e contribuição social diferidos no grupo não circulante conforme CPC 26 (Apresentação das demonstrações contábeis).

A Companhia tem a expectativa de realização do imposto de renda e de contribuição social diferidos de acordo com premissas internas e conforme apresentado no quadro abaixo:

	2019	2020	2021	a partir de 2022	Total
Imposto de renda e de contribuição social diferidos	(241.431)	25.986	27.859	11.125	<b>(176.461)</b>

**8.2. Benefício fiscal – Ágio incorporado**

O montante de ágio absorvido pela Companhia, em razão da incorporação da Duke Energia do Sudeste Ltda. (“Duke Sudeste”), em fevereiro de 2002 teve como fundamento econômico a expectativa de resultados futuros e será amortizado até 2030, conforme estipulado pela Resolução Aneel nº 28/2002, baseado na projeção de resultados futuros, elaborada por consultores externos naquela data.

A Companhia constituiu provisão para manter a integridade do patrimônio, cuja reversão neutralizará o efeito da amortização do ágio no balanço patrimonial, segue sua composição:

	Controladora e Consolidado			
	2018		2017	
	Ágio	Provisão	Valor Líquido	Valor Líquido

Saldos oriundos da incorporação (vide nota nº 22.2)	305.406	(201.568)	103.838	103.838
Realização	(251.737)	166.142	(85.595)	(82.649)
<b>Saldos no final do exercício</b>	<b>53.669</b>	<b>(35.426)</b>	<b>18.243</b>	<b>21.189</b>

Para fins de apresentação das demonstrações financeiras, o valor líquido correspondente ao benefício fiscal – imposto de renda e contribuição social, acima descrito, está sendo apresentado no balanço patrimonial como aumento desses mesmos tributos no ativo não circulante, na rubrica “impostos diferidos”. Na forma prevista pela instrução CVM nº 319/1999, não há efeitos no resultado do exercício conforme demonstrado a seguir:

	Controladora e Consolidado	
	2018	2017
Amortização do ágio	(8.665)	(9.702)
Reversão da provisão	5.719	6.403
Benefício fiscal	2.946	3.299
<b>Efeito líquido no exercício</b>	<b>—</b>	<b>—</b>

Realização do benefício fiscal referente ágio incorporado da Duke Sudeste:

	2019	2020	2021	2022 - 2025	2026 em diante	Total
Realização estimada	2.630	2.348	2.097	6.367	4.801	<b>18.243</b>

**9. DEPÓSITOS JUDICIAIS**

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Ambiental	6.551	6.283	6.551	6.283
Fiscal:	11.406	10.715	11.406	10.715
IPTU e ICMS	1.911	1.570	1.911	1.570
Débitos em disputa referentes à IRRF, IRPJ e CSLL	146	138	146	138
Débitos em disputa referentes à PIS, COFINS, IRPJ, CSLL e IOF	9.349	9.007	9.349	9.007
Tusd-g	35.478	34.021	35.478	34.021
	<b>53.435</b>	<b>51.019</b>	<b>53.435</b>	<b>51.019</b>

Estão classificados nesta rubrica somente os depósitos judiciais recursais não relacionados com as contingências passivas prováveis (vide nota explicativa nº 18) e todos são atualizados monetariamente.

**i. Ambiental** – Depósitos judiciais efetuados pela Companhia nos autos de ações anulatórias movidas contra o Instituto Ambiental do Paraná (IAP) e Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), decorrente de autuações com pagamento de multa.

**ii. Fiscal:**

**a. IPTU (Município de Primeiro de Maio)** – A Companhia ajuizou ação anulatória de débitos fiscais em face do Município de Primeiro de Maio, débitos estes relativos ao Imposto Predial Territorial Urbano (IPTU) incidente sobre imóveis que correspondem à parte do reservatório da bacia de Capivara. Os depósitos judiciais ocorreram nos exercícios de 2000 e de 2010.

**b. Débitos em disputa referente à IRRF, IRPJ e CSLL** – Depósitos judiciais referentes a mandado de segurança ajuizado com o objetivo de obter concessão de segurança para fins de ser reconhecida a quitação de valores de Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF), IRPJ e CSLL sem a exigência de multa moratória, face à denúncia espontânea realizada.

**c. Débitos em disputa referente à PIS, COFINS, IRPJ, CSLL e IOF** – Depósito judicial efetuado em mandado de segurança para fins de garantia do juízo e suspensão da exigibilidade do débito fiscal relativo à multa de mora. A Companhia, apoiada em parecer de assessores legais, entende que a multa de mora não é devida a partir de denúncia espontânea, conforme previsto no artigo 138 do Código Tributário Nacional e, assim, nenhum passivo foi contabilizado em relação a essa discussão.

**d. Execução Fiscal – Município de Diamante do Norte (ICMS)** – Depósito judicial realizado a fim de possibilitar a oposição de embargos de devedor nos autos de execução fiscal por meio da qual se exige crédito tributário supostamente devido a título de “Alvará de Localização/Funcionamento e Vigilância Sanitária” relativo ao reservatório de Rosana. O entendimento da Companhia, embasado por parecer de seus assessores legais, é de que o Município de Diamante do Norte não tem competência para a cobrança do tributo objeto da execução fiscal, uma vez que o reservatório de Rosana se localiza no Município de Rosana/SP.

**iii. Tusd-g** – Depósitos judiciais em conexão com a obtenção de decisão judicial suspendendo a exigibilidade da multa imposta pela Aneel pelo suposto descumprimento das obrigações de assinar os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (Cusd) e de pagar o passivo acumulado entre julho de 2004 a junho de 2009. Para maiores detalhes, vide nota explicativa nº 13 para uma descrição do andamento das discussões referentes à Tusd-g.

**10. INVESTIMENTO**

10.1. Controlada				
Empresa controlada	Quantidade de Quotas	Participação Direta (%)	Valor Patrimonial	
			2018	2017
Rio Sapucaí–Mirim Energia Ltda.	398.617.358	99,99%	242.343	235.395

10.2. Movimentação dos investimentos da Controladora	
	Controlada
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>235.395</b>
Equivalência patrimonial	6.948
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>242.343</b>
<b>10.3. Informações financeiras da Controlada</b>	

**11. IMOBILIZADO**

	2018	2017
Ativo total	263.504	257.653
Patrimônio líquido	242.343	235.395
Receita líquida do exercício	32.835	32.797
Lucro líquido do exercício	6.948	20.178

<b>Em serviço</b>					
Terrenos	213.865	—	213.865	213.865	
Reservatórios, barragens e adutoras	3.375.586	(1.455.709)	1.919.877	2.049.142	3,9%
Edificações, obras civis e benfeitorias	456.508	(224.441)	232.067	260.248	6,5%
Máquinas e equipamentos	949.811	(381.273)	568.538	554.031	6,9%
Veículos	6.932	(4.093)	2.839	3.669	12,9%
Móveis e utensílios	1.484	(1.222)	262	299	2,6%
(–) Reserva usinas Canoas I e II	(200.675)	—	(200.675)	(200.675)	
	<b>4.803.511</b>	<b>(2.066.738)</b>	<b>2.736.773</b>	<b>2.880.579</b>	
<b>Em curso</b>					
Terrenos	1.046	—	1.046	1.046	
Reservatórios, barragens e adutoras	1.291	—	1.291	589	
Edificações, obras civis e benfeitorias	—	—	—	1.658	
Máquinas e equipamentos	74.685	—	74.685	86.190	
Veículos	643	—	643	—	
Móveis e utensílios	1	—	1	355	
Perda pela não recuperabilidade de ativos	<b>77.666</b>	<b>—</b>	<b>77.666</b>	<b>89.838</b>	
	<b>4.881.177</b>	<b>(2.066.738)</b>	<b>2.814.439</b>	<b>2.970.417</b>	
(–) Obrigações especiais (vide nota 19)	(1.509)	554	(955)	(1.039)	
	<b>4.879.668</b>	<b>(2.066.184)</b>	<b>2.813.484</b>	<b>2.969.378</b>	

	Consolidado				Taxa média anual de depreciação
			2018	2017	
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido	
<b>Em serviço</b>					
Terrenos	223.698	—	223.698	223.698	
Reservatórios, barragens e adutoras	3.610.585	(1.482.434)	2.128.151	2.262.233	3,7%
Edificações, obras civis e benfeitorias	494.795	(229.042)	265.753	294.042	6,2%
Máquinas e equipamentos	1.071.594	(401.307)	670.287	659.448	3,8%
Veículos	6.992	(4.145)	2.847	3.686	12,9%
Móveis e utensílios	1.624	(1.264)	360	400	3,0%
(–) Reserva usinas Canoas I e II	(200.675)	—	(200.675)	(200.675)	
	<b>5.208.613</b>	<b>(2.118.192)</b>	<b>3.090.421</b>	<b>3.242.832</b>	
<b>Em curso</b>					
Terrenos	11.760	—	11.760	10.702	
Reservatórios, barragens e adutoras	1.291	—	1.291	589	
Edificações, obras civis e benfeitorias	—	—	—	2.383	
Máquinas e equipamentos	74.776	—	74.776	86.190	
Veículos	869	—	869	—	
Móveis e utensílios	1	—	1	355	
	<b>88.697</b>	<b>—</b>	<b>88.697</b>	<b>100.219</b>	
Perda pela não recuperabilidade de ativos	(202.588)	—	(202.588)	(202.588)	
	<b>5.094.722</b>	<b>(2.118.192)</b>	<b>2.976.530</b>	<b>3.140.463</b>	
(–) Obrigações especiais (vide nota 19)	(1.509)	554	(955)	(1.039)	
	<b>5.093.213</b>	<b>(2.117.638)</b>	<b>2.975.575</b>	<b>3.139.424</b>	

	Controladora				
	Valor líquido em 31/12/2017	Adições	Depreciação	Baixas	Reclassificação e transferência
					Valor líquido em 31/12/2018
Terrenos	214.911	—	—	—	214.911
Reservatórios, barragens e adutoras	2.049.731	701	(130.065)	(675)	1.921.168
Edificações, obras civis e benfeitorias	261.906	—	(29.839)	—	232.067
Máquinas e equipamentos	640.221	43.685	(37.346)	(2.118)	643.223
Veículos	3.669	1.155	(897)	(445)	3.482
Móveis e utensílios	654	34	(38)	—	263
(–) Reserva usinas Canoas I e II	(200.675)	—	—	—	(200.675)
	<b>2.970.417</b>	<b>45.575</b>	<b>(198.185)</b>	<b>(3.238)</b>	<b>2.814.439</b>
(–) Obrigações especiais (vide nota 19)	(1.039)	—	84	—	(955)
	<b>2.969.378</b>	<b>45.575</b>	<b>(198.101)</b>	<b>(3.238)</b>	<b>2.813.484</b>

	Controladora				
	Valor líquido em 31/12/2016	Adições	Depreciação	Baixas	Reclassificação e transferência
					Valor líquido em 31/12/2017
Terrenos	214.911	—	—	—	214.911
Reservatórios, barragens e adutoras	2.194.040	2.658	(149.989)	(574)	3.596
Edificações, obras civis e benfeitorias	283.798	1.658	(15.679)	(7.917)	46
Máquinas e equipamentos	631.535	69.628	(43.825)	(13.637)	(3.480)
Veículos	5.264	124	(957)	(762)	—
Móveis e utensílios	473	444	(61)	(40)	(162)
(–) Reserva usinas Canoas I e II	(200.675)	—	—	—	(200.675)
	<b>3.129.346</b>	<b>74.512</b>	<b>(210.511)</b>	<b>(22.930)</b>	<b>2.970.417</b>
(–) Obrigações especiais (vide nota 19)	(1.035)	(146)	131	11	(1.039)
	<b>3.128.311</b>	<b>74.366</b>	<b>(210.380)</b>	<b>(22.919)</b>	<b>2.969.378</b>

	Consolidado				
	Valor líquido em 31/12/2017	Adições	Depreciação	Baixas	Reclassificação e transferência
					Valor líquido em 31/12/2018
Terrenos	234.400	1.088	—	—	(30)
Reservatórios, barragens e adutoras	2.262.822	701	(134.881)	(675)	1.475
Edificações, obras civis e benfeitorias	296.425	—	(30.672)	—	—
Máquinas e equipamentos	745.638	43.844	(41.075)	(2.118)	(1.226)
Veículos	3.686	1.380	(905)	(445)	—
Móveis e utensílios	755	34	(48)	—	(380)
(–) Reserva usinas Canoas I e II	(200.675)	—	—	—	(200.675)
	<b>3.343.051</b>	<b>47.047</b>	<b>(207.581)</b>	<b>(3.238)</b>	<b>(161)</b>
Perda pela não recuperabilidade de ativos	(202.588)	—	—	—	(202.588)
	<b>3.140.463</b>	<b>47.047</b>	<b>(207.581)</b>	<b>(3.238)</b>	<b>(161)</b>
(–) Obrigações especiais (vide nota 19)	(1.039)	—	84	—	(955)
	<b>3.139.424</b>	<b>47.047</b>	<b>(207.497)</b>	<b>(3.238)</b>	<b>(161)</b>

	Consolidado				
	Valor líquido em 31/12/2016	Adições	Depreciação	Baixas	Reclassificação e transferência
					Valor líquido em 31/12/2017
Terrenos	234.230	170	—	—	234.400
Reservatórios, barragens e adutoras	2.411.783	2.656	(154.805)	(574)	3.762
Edificações, obras civis e benfeitorias	318.437	2.348	(16.489)	(7.917)	46
Máquinas e equipamentos	740.641	69.880	(47.550)	(13.687)	(3.646)
Veículos	5.290	124	(966)	(762)	—
Móveis e utensílios	582	444	(69)	(40)	(162)
(–) Reserva usinas Canoas I e II	(200.675)	—	—	—	(200.675)
	<b>3.510.288</b>	<b>75.622</b>	<b>(219.879)</b>	<b>(22.980)</b>	<b>—</b>
Reversão parcial de provisão pela não recuperabilidade de ativos	(219.504)	16.878	—	38	—
	<b>3.290.784</b>	<b>92.500</b>	<b>(219.879)</b>	<b>(22.942)</b>	<b>—</b>
(–) Obrigações especiais (vide nota 19)	(1.035)	(146)	131	11	(1.039)
	<b>3.289.749</b>	<b>92.354</b>	<b>(219.748)</b>	<b>(22.931)</b>	<b>—</b>

**11.3. Custo atribuído no ativo imobilizado**  
A Companhia aplicou o custo atribuído na adoção inicial do IFRS de acordo com o CPC 27 – Ativo imobilizado. A despesa incremental de depreciação, calculada sobre os ajustes ao custo atribuído nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e de 2017 foi de R\$ 89.734 e R\$ 100.654, respectivamente.

**11.4. Taxas de depreciação**  
A Companhia e sua Controlada calculam a depreciação pelo método linear, por componente, cuja taxa de depreciação leva em consideração o tempo de vida útil-econômica estimada dos bens de acordo com estabelecido pelo órgão regulador. Os terrenos não são depreciados.

**11.5. Bens vinculados à concessão**  
Em 15 de dezembro de 2015 foi publicada a resolução normativa nº 691/2015 da Aneel, que disciplina a desvinculação dos bens servíveis à concessão/autorização, por iniciativa do agente setorial, ficando, portanto, dispensada da obrigação de solicitar anuência prévia ao órgão regulador para desvinculação dos bens vinculados aos serviços de energia elétrica. Os bens vinculados à concessão/autorização representam a totalidade do saldo do ativo imobilizado da Controladora e Controlada.

**11.6. Repotenciação e Modernização da UHE Capivara**  
Em 14 de maio de 2015, foi publicada pela Aneel a Portaria nº 156/2015, que revisou extraordinariamente a Garantia Física da UHE Capivara.





**CTG Brasil**

**Rio Paranapanema Energia S.A.**

CNPJ nº 02.998.301/0001-81 | Companhia Aberta

★ continuação

**NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E DE 2017**  
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

**12.2. Movimentação do intangível**

	Controladora				
	Valor líquido em 31/12/2017	Adições	Amortização	Reclassificação e transferência	Valor líquido em 31/12/2018
UBP	22.205	–	(1.851)	–	20.354
Software	9.407	814	(2.640)	130	7.711
Servidão de passagem	75	–	–	–	75
	<b>31.687</b>	<b>814</b>	<b>(4.491)</b>	<b>130</b>	<b>28.140</b>
(–) Obrigações especiais (vide nota nº 19)	(346)	–	346	–	–
	<b>31.341</b>	<b>814</b>	<b>(4.145)</b>	<b>130</b>	<b>28.140</b>

	Controladora				
	Valor líquido em 31/12/2016	Adições	Amortização	Reclassificação e transferência	Valor líquido em 31/12/2017
UBP	24.056	–	(1.851)	–	22.205
Renovação LO	–	–	–	–	–
Software	4.670	6.529	(1.792)	–	9.407
Servidão de passagem	75	–	–	–	75
	<b>28.801</b>	<b>6.529</b>	<b>(3.643)</b>	<b>–</b>	<b>31.687</b>
(–) Obrigações especiais (vide nota nº 19)	(723)	–	377	–	(346)
	<b>28.078</b>	<b>6.529</b>	<b>(3.266)</b>	<b>–</b>	<b>31.341</b>

	Consolidado				
	Valor líquido em 31/12/2017	Adições	Amortização	Reclassificação e transferência	Valor líquido em 31/12/2018
UBP	22.207	–	(1.851)	(2)	20.354
Renovação de licença operacional (LO)	3.059	–	(1.412)	–	1.647
Software	9.423	814	(2.654)	130	7.713
Servidão de passagem	276	–	–	33	309
	<b>34.965</b>	<b>814</b>	<b>(5.917)</b>	<b>161</b>	<b>30.023</b>
(–) Obrigações especiais (vide nota nº 19)	(346)	–	346	–	–
	<b>34.619</b>	<b>814</b>	<b>(5.571)</b>	<b>161</b>	<b>30.023</b>

	Consolidado				
	Valor líquido em 31/12/2016	Adições	Amortização	Reclassificação e transferência	Valor líquido em 31/12/2017
UBP	24.056	–	(1.851)	2	22.207
Renovação de licença operacional (LO)	–	4.235	(1.176)	–	3.059
Software	4.698	6.530	(1.806)	1	9.423
Servidão de passagem	279	–	–	(3)	276
	<b>29.033</b>	<b>10.765</b>	<b>(4.833)</b>	<b>–</b>	<b>34.965</b>
(–) Obrigações especiais (vide nota nº 19)	(723)	–	377	–	(346)
	<b>28.310</b>	<b>10.765</b>	<b>(4.456)</b>	<b>–</b>	<b>34.619</b>

**13. FORNECEDORES**

	Controladora					
	2018			2017		
	Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total
Suprimento de energia elétrica	812.168	–	812.168	638.443	–	638.443
Materiais e serviços contratados	12.225	–	12.225	8.797	–	8.797
Encargos de uso da rede elétrica	12.703	20.510	33.213	12.662	17.568	30.230
Tust	11.502	–	11.502	11.538	–	11.538
Tusd–g	1.185	20.510	21.695	1.114	17.568	18.682
Encargos de conexão	16	–	16	10	–	10
	<b>837.096</b>	<b>20.510</b>	<b>857.606</b>	<b>659.902</b>	<b>17.568</b>	<b>677.470</b>

	Consolidado					
	2018			2017		
	Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total
Suprimento de energia elétrica	830.295	–	830.295	654.603	–	654.603
Materiais e serviços contratados	13.008	–	13.008	9.609	–	9.609
Encargos de uso da rede elétrica	12.764	20.510	33.274	12.703	17.568	30.271
Tust	11.502	–	11.502	11.538	–	11.538
Tusd–g	1.246	20.510	21.756	1.155	17.568	18.723
Encargos de conexão	16	–	16	10	–	10
	<b>856.067</b>	<b>20.510</b>	<b>876.577</b>	<b>676.915</b>	<b>17.568</b>	<b>694.483</b>

Na rubrica de suprimento de energia elétrica está registrado o efeito de R\$ 654.313 na Controladora e R\$ 660.243 no Consolidado (R\$ 465.978 e R\$ 470.764 respectivamente, em 31 de dezembro de 2017), referente ao recebimento da CCEE relativo à liminar sobre o GSF concedida à Apine, conforme descrito na nota explicativa nº 1.3. Esses valores estão sendo atualizados baseados no IGPM (vide nota explicativa nº 24). O restante do valor trata-se da operação normal de compra de energia.

**Encargos de uso da rede elétrica**

A Anel regula as tarifas que regem o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão. As tarifas devidas pela Companhia são: i. Tarifas de Uso de Sistema de Transmissão (Tust); ii. Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição Aplicáveis às Unidades Geradoras Conectadas aos Sistemas de Distribuição (Tusd–g); iii. Encargos de Conexão (vide nota explicativa nº 24.3)

A Companhia atualmente discute judicialmente, via Ação Ordinária, a revisão dos valores a serem pagos por conta da Tusd–g, referente ao período de julho de 2004 e junho de 2009, 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 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 do 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 Anel 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 Anel nº 349/2009 e a Resolução nº 497/2007.

Em dezembro de 2014, foi proferida sentença em primeira instância que julgou 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 2018 é de R\$ 92.150 (R\$ 86.584 em 31 de dezembro de 2017). O passivo é apresentado líquido dos depósitos judiciais e seu saldo em 31 de dezembro de 2018 é de R\$ 20.510 (R\$ 17.568 em 31 de dezembro de 2017).

**14. PARTES RELACIONADAS**

**14.1. 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 2018 é de R\$ 500 (R\$ 700 em 31 de dezembro de 2017).

A partir de 16 de janeiro de 2018, de acordo com o Despacho Anel nº 91, 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 Anel nº 2.018, de 10 de julho de 2017 e segue as determinações da Resolução Normativa Anel nº 699, de 26 de janeiro de 2016. Os efeitos desse contrato de compartilhamento de despesas ocorrerão a partir de fevereiro de 2019.

Na medida em que clientes da Companhia e sua Controlada necessitam de garantias em operações comerciais, a Rio Paranapanema Participações fornece tais garantias, com cobrança de honorários cujo montante em 31 de dezembro de 2018 é de R\$ 55.546 e R\$ 1.807 respectivamente (R\$ 144.870 e R\$ 3.629 respectivamente em 31 de dezembro de 2017). 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, a empresa de energia estatal chinesa.

**14.2. Remuneração do pessoal-chave da Administração**

Em 27 de abril de 2018, em Assembleia Geral Ordinária (AGO), foi aprovado o valor da remuneração anual da Administração da Companhia no montante global de até R\$ 8.600 para 2018, sendo distribuído da seguinte forma: (a) R\$ 1.200 para o Conselho de Administração; (b) R\$ 6.000 para a Diretoria e (c) R\$ 1.400 para o Conselho Fiscal. Segue detalhe da remuneração relacionada às pessoas-chave da Administração:

	Controladora e Consolidado	
	2018	2017
Benefícios de curto prazo a empregados e administradores	3.649	8.382
Benefícios pós-emprego	104	208
Conselho fiscal	1.108	1.078
	<b>4.861</b>	<b>9.668</b>

**15. DEBÊNTURES**

**15.1. Composição e vencimento das debêntures**

**15.1.1. Composição**

Emissão	Série	Remuneração	Vencimento	Controladora e Consolidado					
				2018			2017		
				Circulante			Não Circulante		
				Principal	Juros, Variação Monetária e (Custos de Transação)	Total	Principal	Juros, Variação Monetária e (Custos de Transação)	Total
4ª	2	Variação IPCA + 6,07 % ao ano	16/07/2023	–	9.253	9.253	250.000	92.048	342.048
5ª	1	Variação CDI + 0,89% ao ano	20/05/2019	79.683	463	80.146	–	–	–
5ª	2	Variação IPCA + 7,01% ao ano	20/05/2021	79.992	36.622	116.614	160.008	47.106	207.114
7ª	1	Variação CDI + 0,40% ao ano	15/08/2020	–	4.801	4.801	220.000	(416)	219.584
7ª	2	Variação IPCA + 5,90% ao ano	15/08/2022	–	4.111	4.111	200.000	8.734	208.734
8ª	1	Variação 106,75% do CDI ao ano	15/03/2023	–	2.762	2.762	160.000	(812)	159.188
8ª	2	Variação IPCA + 5,50% ao ano	15/03/2025	–	6.021	6.021	160.000	3.658	163.658
				<b>159.675</b>	<b>64.033</b>	<b>223.708</b>	<b>1.150.008</b>	<b>150.318</b>	<b>1.300.326</b>

Emissão	Série	Remuneração	Vencimento	Controladora e Consolidado					
				2017			2018		
				Circulante			Não Circulante		
				Principal	Juros, Variação Monetária e (Custos de Transação)	Total	Principal	Juros, Variação Monetária e (Custos de Transação)	Total
4ª	1	Variação CDI + 0,65% ao ano	16/07/2018	83.350	3.223	86.573	–	–	–
4ª	2	Variação IPCA + 6,07 % ao ano	16/07/2023	–	8.910	8.910	250.000	79.407	329.407
5ª	1	Variação CDI + 0,89% ao ano	20/05/2019	79.659	1.028	80.687	79.683	(167)	79.516
5ª	2	Variação IPCA + 7,01% ao ano	20/05/2021	–	12.380	12.380	240.000	58.934	298.934
6ª	Única	Variação CDI + 2,00% ao ano	10/09/2018	160.000	4.032	164.032	–	–	–
7ª	1	Variação CDI + 0,40% ao ano	15/08/2020	–	4.488	4.488	220.000	(1.039)	218.961
7ª	2	Variação IPCA + 5,90% ao ano	15/08/2022	–	3.103	3.103	200.000	703	200.703
				<b>323.009</b>	<b>37.164</b>	<b>360.173</b>	<b>989.683</b>	<b>137.838</b>	<b>1.127.521</b>

**15.1.2. Vencimento**

Vencimento a longo prazo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
--------------------------	------	------	------	------	------	------	-------

Debêntures 322.166 321.428 297.901 194.459 82.119 82.253 **1.300.326**

**15.2. Movimentação**

	4ª Emissão		5ª Emissão		6ª Emissão	7ª Emissão		8ª Emissão		Total
	Série 1	Série 2	Série 1	Série 2	Série Única	Série 1	Série 2	Série 1	Série 2	

**Saldo em 31 de Dezembro de 2017 86.573 338.317 160.203 311.314 164.032 223.449 203.806 – – 1.487.694**

**Movimentação das debêntures**

Captação de debêntures	–	–	–	–	–	–	–	160.000	160.000	320.000
Custos de transação	–	–	–	–	–	–	–	(1.249)	(1.249)	(2.498)
Amortização de custos de transação	78	78	400	286	530	623	374	187	134	2.690
Apropriação de juros	3.156	20.690	7.978	21.501	9.388	14.745	11.987	7.396	6.199	103.040
Apropriação de variação monetária	–	12.564	–	11.636	–	–	7.658	–	4.595	36.453
Pagamento de debêntures	(83.350)	–	(79.659)	–	(160.000)	–	–	–	–	(323.009)
Pagamento de juros	(6.457)	(20.348)	(8.776)	(21.009)	(13.950)	(14.432)	(10.980)	(4.384)	–	(100.336)
	<b>(86.573)</b>	<b>12.984</b>	<b>(80.057)</b>	<b>12.414</b>	<b>(164.032)</b>	<b>936</b>	<b>9.039</b>	<b>161.950</b>	<b>169.679</b>	<b>36.340</b>

**Saldo em 31 de Dezembro de 2018 351.301 80.146 323.728 – 224.385 212.845 161.950 169.679 1.524.034**

As principais variações do saldo de Debêntures foram resultantes da captação relativa à 8ª emissão de debêntures (séries 1 e 2) compensado pelas quitações da 4ª emissão (série 1) e da 6ª emissão, pelo pagamento da 2ª parcela da 5ª emissão (série 1) ocorridas ao longo do ano. As demais variações decorrem da movimentação normal do exercício.

**15.3. Oitava emissão de debêntures**

Em 15 de março de 2018 a Companhia captou R\$ 320.000 (trezentos e vinte milhões de reais) no mercado na forma de dívida, por meio da 8ª emissão pública de debêntures simples, não conversíveis em ações, emitidas sob a forma nominativa, escritural, da espécie quirográfica, no mercado local as quais foram distribuídas com esforços restritos, nos termos da Instrução CVM nº 476/2009, destinadas exclusivamente a investidores profissionais. A integralização dos recursos oriundos da primeira e segunda séries ocorreram em 20 de abril de 2018 e não houve juros e variação monetária incorridos entre a data da emissão das debêntures e a integralização efetivos dos recursos.

A emissão foi realizada em duas séries, sendo que a primeira é composta de 160.000 (cento e sessenta mil) debêntures no valor nominal de R\$ 1.000 (mil reais) cada, com prazo de vencimento em 5 (cinco) anos e a segunda é composta de 160.000 (cento e sessenta mil) debêntures, no valor nominal de R\$ 1.000 (mil reais) cada, com prazo de vencimento em 07 (sete) anos, totalizando assim 320.000 (trezentos e vinte mil) debêntures.

A oferta foi emitida com base nas deliberações:

- i. da Reunião de Diretoria da Companhia realizada em 18 de janeiro de 2018 ("RD");
- ii. da Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 18 de janeiro de 2018 ("RCA");
- iii. no parecer favorável do Conselho Fiscal da Companhia em 18 de janeiro de 2018 e;
- iv. nas deliberações da assembleia geral extraordinária dos acionistas da Companhia realizada em 15 de fevereiro de 2018 ("AGE") que aprovou proposta apresentada pelo Banco Bradesco S.A.;
- v. nas deliberações da reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 16 de abril de 2018, que ratificou o resultado do procedimento de Bookbuilding.

Os recursos líquidos obtidos pela Companhia com a Emissão serão utilizados integralmente para pagamento:

- i. principal da segunda parcela de amortização das debêntures da primeira série da quinta emissão da Companhia;
  - ii. principal da terceira parcela de amortização das debêntures da primeira série da quarta emissão da Companhia;
  - iii. principal da parcela única de amortização das debêntures da sexta emissão 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 oitava emissão das debêntures são similares às constantes nas escrituras de quarta, quinta e emissões com exceção para redução de capital permitida que deverá ser igual ou menor a 0,90 (noveenta centésimos).

Os juros remuneratórios da oitava emissão de debêntures da primeira série correspondem a 106,75% da taxa CDI. As debêntures da segunda série serão atualizadas pela variação do IPCA acrescidos de juros remuneratórios de 5,50% a.a.

**15.4. Covenants Financeiros**





**CTG Brasil**

**Rio Paranapanema Energia S.A.**

CNPJ nº 02.998.301/0001-81 | Companhia Aberta

★ **continuação** NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E DE 2017 (Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Consolidado			
	2018		2017	
	Provisões	Depósito judicial	Provisões líquidas	Provisões líquidas
Trabalhistas	22.175	(3.463)	18.712	11.005
Fiscais	18.423	(852)	17.570	17.168
Cíveis	303	(216)	89	—
Ambientais	6.209	(215)	5.994	5.919
	<b>47.110</b>	<b>(4.746)</b>	<b>42.365</b>	<b>34.092</b>

**18.1.2. Movimentação das provisões para riscos fiscais, trabalhistas, cíveis e ambientais**

	Controladora				
	Trabalhista	Fiscal	Cível	Ambiental	Total
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>10.519</b>	<b>17.168</b>	<b>—</b>	<b>5.919</b>	<b>33.606</b>
<b>Contingências</b>					
Provisões do exercício	10.828	—	304	—	11.132
Reversões do exercício	(2.635)	—	—	(85)	(2.720)
Atualizações de contingências	1.363	447	1	260	2.071
Acordos/pagamentos do exercício	(949)	—	—	(53)	(1.002)
	<b>8.607</b>	<b>447</b>	<b>305</b>	<b>122</b>	<b>9.481</b>
<b>Depósitos judiciais</b>					
Atualizações monetárias (Adições)	(102)	(45)	(1)	—	(148)
Baixas	(1.658)	—	(215)	—	(1.873)
	1.232	—	—	(47)	1.185
	<b>(528)</b>	<b>(45)</b>	<b>(216)</b>	<b>(47)</b>	<b>(836)</b>
	<b>18.598</b>	<b>17.570</b>	<b>89</b>	<b>5.994</b>	<b>42.251</b>
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2018</b>					

	Consolidado				
	Trabalhista	Fiscal	Cível	Ambiental	Total
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>11.005</b>	<b>17.168</b>	<b>—</b>	<b>5.919</b>	<b>34.092</b>
<b>Contingências</b>					
Provisões do exercício	11.000	—	304	—	11.305
Reversões do exercício	(3.172)	—	—	(85)	(3.258)
Atualizações de contingências	1.389	447	1	260	2.097
Acordos/pagamentos do exercício	(949)	—	—	(53)	(1.002)
	<b>8.268</b>	<b>447</b>	<b>305</b>	<b>122</b>	<b>9.142</b>
<b>Depósitos judiciais</b>					
Atualizações monetárias (Adições)	(103)	(45)	(1)	—	(149)
Baixas	(1.690)	—	(215)	—	(1.905)
	1.232	—	—	(47)	1.185
	<b>(561)</b>	<b>(45)</b>	<b>(216)</b>	<b>(47)</b>	<b>(869)</b>
	<b>18.712</b>	<b>17.570</b>	<b>89</b>	<b>5.994</b>	<b>42.365</b>

**a) Trabalhistas**  
Em 31 de dezembro de 2018, as contingências trabalhistas líquidas somam R\$ 18.598 na Controladora (R\$ 10.519 em 31 de dezembro de 2017) e R\$ 18.712 no Consolidado (R\$ 11.005 em 31 de dezembro de 2017), e referem-se a ações movidas por ex-empregados e terceirizados, envolvendo horas extras, periculosidade, equiparação salarial, vínculo empregatício, pagamento de verbas rescisórias entre outras.

As constituições referem-se a novas ações e reavaliações por parte dos assessores jurídicos da Companhia decorrentes de sentença desfavoráveis no período, bem como em função de decisão do Tribunal Superior do Trabalho, que modificou o critério para atualização de débitos trabalhistas. As baixas do exercício referem-se a encerramentos de ações no curso normal dos processos e/ou mediante celebração de acordos judiciais.

**b) Fiscais**  
Em 31 de dezembro de 2018, as provisões para riscos fiscais com expectativa de perda provável são referentes:  
i. 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 19515.003540/2005-96 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 2018, no montante de R\$ 2.967 (R\$ 2.915 em 31 de dezembro de 2017);  
ii. Processo administrativo nº 10880.723970/2011-33, que trata de pedidos eletrônicos de restituição ou ressarcimento 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 2018 R\$ 13.039 (R\$ 12.730 em 31 de dezembro de 2017);  
iii. Processo administrativo nº 16349.720107/2011-38, que trata de pedidos eletrônicos de restituição ou ressarcimento 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 2018 R\$ 467 (R\$ 457 em 31 de dezembro de 2017);  
iv. Processo administrativo nº 16349.720176/2012-22, que trata de pedidos eletrônicos de restituição ou ressarcimento 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 2018, totalizam R\$ 1.097 (R\$ 1.066 em 31 de dezembro de 2017).  
v. Mandado de Segurança nº 0900033-03.2005.4.03.6100 impetrado em face da União para afastar a incidência da CIDE sobre os pagamento efetuados no exterior em razão do contrato firmado para prestação de serviços de consultoria financeira, os valores, atualizados para 31 de dezembro de 2018, totalizam R\$ 851 (R\$ 808 em 31 de dezembro de 2017).

**c) Ambientais**  
Em 31 de dezembro de 2018, as principais provisões relativas aos riscos ambientais com expectativas de perda provável são referentes:

i. 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 2018, no montante de R\$ 3.208 (R\$ 3.289 em 31 de dezembro de 2017);  
ii. Ação anulatória de auto de infração movida em face do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), atualizado para 31 de dezembro de 2018, no montante de R\$ 1.069 (R\$ 1.034 em 31 de dezembro de 2017);  
iii. Provisão para compensação de impactos ambientais referente a terreno localizado no Município de Pedernheiras, foi revertido pelo não expectativa de realização do saldo remanescente R\$ 47 em 31 de dezembro de 2017;  
iv. 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 2018 é no montante de R\$ 659 (R\$ 638 em 31 de dezembro de 2017);  
Provisão para indenização por danos materiais e morais de ações ajuizadas por supostos pescadores profissionais, o valor atualizado para 31 de dezembro de 2018 é no montante de R\$ 1.058 (R\$ 1.078 em 31 de dezembro de 2017);

**18.2. Contingências possíveis**

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Trabalhistas	6.062	17.024	6.240	17.268
Fiscais	146.245	141.557	146.245	141.557
Ambientais	29.405	26.431	29.405	26.431
Regulatórias	104.363	97.378	104.363	97.378
Cíveis	5.737	8.487	5.737	8.487
	<b>291.812</b>	<b>290.876</b>	<b>291.990</b>	<b>291.120</b>

**a) Trabalhistas**  
Em 31 de dezembro de 2018, as contingências trabalhistas com expectativa de perda possível estão avaliadas no montante de R\$ 6.062 (R\$ 17.024 em 31 de dezembro de 2017) na Controladora e R\$ 6.240 (R\$ 17.268 em 31 de dezembro de 2017) 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 2018, as principais contingências fiscais com expectativa de perda possível são:  
i. 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, IRPJ, CSLL e IOF mediante pagamentos e compensações. Débitos com exigibilidade suspensa por depósitos judiciais e perda possível avaliada em R\$ 9.348 (R\$ 9.007 em 31 de dezembro de 2017);  
ii. 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 em 31 de dezembro de 2017);  
iii. Processos Administrativos originados de pedidos de restituição e compensação de saldo negativo de tributos (IRPJ, 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\$ 74.013 (R\$ 72.090 em 31 de dezembro de 2017);  
iv. 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 2018, totalizam R\$ 41.154 (R\$ 36.232 em 31 de dezembro de 2017). O montante de R\$ 11.015 está pulverizado em vários outros processos (R\$ 13.817 em 31 de dezembro de 2017).

**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, Taquarugçu 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 2018 é de R\$ 29.405 (R\$ 26.431 em 31 de dezembro de 2017).

**d) Regulatórias**  
Em 31 de dezembro de 2018, as contingências regulatórias com expectativa de perda possível são:  
i. Por conta da recusa da Companhia em pagar os valores em disputa na Ação Ordinária mencionada na nota explicativa nº 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 Tugd-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\$ 35.477 (R\$ 34.021 em 31 de dezembro de 2017);  
ii. Em 2002, uma distribuidora de energia elétrica ingressou com ação judicial visando não se sujeitar a 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 2018 é de R\$ 41.223 (R\$ 39.375 em 31 de dezembro de 2017);  
iii. Entre 2010 e 2012, uma associação de distribuidoras e uma distribuidora ingressaram com ações judiciais visando anular os despachos da Superintendência de 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 2018 é de R\$ 16.656 (R\$ 15.962 em 31 de dezembro de 2017).  
iv. 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 2018 é de R\$ 8.406 (R\$ 8.020 em 31 de dezembro de 2017).

**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\$ 5.737 em 31 de dezembro de 2018 (R\$ 8.487 em 31 de dezembro de 2017). Em relação ao caso da LIX foi proferida sentença julgando parcialmente procedente os pedidos formulados. Referida decisão pode ser considerada como favorável para a empresa, visto que houve redução expressiva no valor da indenização.

**19. OBRIGAÇÕES ESPECIAIS**

	Controladora e Consolidado	
	2018	2017
Provenientes do ativo imobilizado (vide nota nº 11)	—	—
Doações de equipamentos (ONS)	503	527
Pesquisa e desenvolvimento (P&D)	452	512
	<b>955</b>	<b>1.039</b>
Provenientes do ativo intangível (vide nota nº 12)	—	—
Pesquisa e desenvolvimento (P&D) Software	—	346
	<b>955</b>	<b>1.385</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.

**20. ENCARGOS SETORIAIS**

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

	Controladora			
	2018		2017	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (CFURH)	8.908	—	10.897	—
Taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica (TFSEE)	462	—	470	—
Pesquisa e desenvolvimento (P&D)	12.386	12.059	13.237	7.713
	<b>21.756</b>	<b>12.059</b>	<b>24.604</b>	<b>7.713</b>

	Consolidado			
	2018		2017	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (CFURH)	8.908	—	10.897	—
Taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica (TFSEE)	469	—	477	—
Pesquisa e desenvolvimento (P&D)	12.386	12.059	13.237	7.713
	<b>21.763</b>	<b>12.059</b>	<b>24.611</b>	<b>7.713</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 beneficiadas pela compensação financeira 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 autorizado 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 com a Resolução Normativa nº 605/2014 da Aneel, a Companhia tem apresentado os gastos com P&D no grupo das deduções da receita bruta.

Para fins de reconhecimento dos investimentos realizados a empresa de energia elétrica deve encaminhar ao final dos projetos um Relatório de auditoria contábil e financeira e um Relatório Técnico específicos dos projetos de P&D para avaliação final e parecer da Aneel.

**21. PATRIMÔNIO LÍQUIDO**

**21.1. Capital Social**

Em 31 de dezembro de 2018 e 2017, o capital social autorizado da Companhia é de R\$ 2.355.580, sendo R\$ 785.193 em ações ordinárias e R\$ 1.570.387 em ações preferenciais, todas nominativas escriturais e sem valor nominal.  
O capital social subscrito e integralizado é de R\$ 839.138 (R\$ 839.138 em 31 de dezembro de 2017) dividido em 94.433.283 (noventa e quatro milhões, quatrocentos e trinta e três mil, duzentas e oitenta e três) ações, sendo 31.477.761 (trinta e um milhões, quatrocentos e setenta e sete mil, setecentas e sessenta e uma) ações ordinárias e 62.955.522 (sessenta e dois milhões, novecentas e cinquenta e cinco mil, quinhentas e vinte e duas) ações preferenciais, todas nominativas escriturais, sem valor nominal.

	Posição Acionária em 31/12/2018 (Em ações unitárias)					
	Ordinárias	%	Preferenciais	%	Total	%
<b>Acionistas</b>						
Rio Paranapanema Participações S.A.	31.180.725	99,06	59.655.272	94,76	90.835.997	96,19
Vinci Gas Dividendos Fundo de Investimento em ações	2.800	0,01	1.004.601	1,60	1.007.401	1,07
Demais pessoas físicas e jurídicas	294.236	0,93	2.295.649	3,64	2.589.885	2,74
	<b>31.477.761</b>	<b>100,00</b>	<b>62.955.522</b>	<b>100,00</b>	<b>94.433.283</b>	<b>100,00</b>

As ações preferenciais possuem as seguintes características:  
i. Prioridade de reembolso no capital, sem direito a prêmio no caso de liquidação da Companhia;  
ii. Dividendo prioritário, não cumulativo, de 10% ao ano calculado sobre o capital próprio a esta espécie de ações;  
iii. Direito de serem incluídas na oferta pública de alienação de controle, nas condições previstas no artigo 254-A da Lei nº 6.404/1976;  
iv. Direito de indicar um membro do Conselho Fiscal, e respectivo suplente, escolhidos pelos titulares das ações, em votação em separado;  
v. Direito de participar dos aumentos de capital, decorrentes da capitalização de reservas e lucros, em igualdade de condições com as ações ordinárias;  
vi. Não terão direito a voto e serão irresgatáveis, enquanto cada ação ordinária nominativa terá direito a 1 (um) voto nas deliberações das Assembleias Gerais.

**21.2. Reservas de Capital**

	Controladora e Consolidado	
	2018	2017
Ágio na subscrição de ações	468	468
Conta cisão	(6.418)	(6.418)
Ágio na incorporação de sociedade controladora (vide nota nº 8.2)	103.838	103.838
Pagamento baseado em ações	1.720	1.720
Reserva especial – Reorganização societária – Aquisição Rio Sapucaí-Mirim Energia	17.196	17.196
	<b>116.804</b>	<b>116.804</b>

**21.3. Reservas de Lucros**

	Controladora e Consolidado	
	2018	2017
Reserva legal	150.471	150.471
Plano de pensão	7326	6.551
	<b>157.797</b>	<b>157.022</b>

**21.4. Dividendos e JSCP**

**21.4.1. Destinação do lucro líquido do exercício**

	Controladora e Consolidado	
	2018	2017
Lucro líquido no exercício	255.911	243.881
Depreciação (custo atribuído)	89.734	100.654
Baixas (custo atribuído)	(305)	9.600
IRPJ/CSLL diferidos (custo atribuído)	(30.406)	(37.486)
	<b>314.934</b>	<b>316.649</b>

	Controladora e Consolidado	
	2018	2017
Dividendos intermediários	(120.000)	(120.000)
Juros sobre capital próprio a pagar (JSCP)	(74.000)	(74.000)
Dividendos propostos	(120.934)	(122.649)
	<b>(314.934)</b>	<b>(316.649)</b>

**21.4.2. Composição de dividendos e JSCP a pagar**

	Controladora e Consolidado	
	2018	2017
Dividendos propostos	120.934	122.649
Juros sobre capital próprio a pagar	62.900	64.874
Dividendos, juros sobre capital próprio e redução de capital em custódia	1.580	1.489
	<b>185.414</b>	<b>189.012</b>

**21.4.3. Valor por ação dos dividendos, JSCP**

Deliberação	Provento	Montante	Valor por ação - R\$	
			PN	ON
AGE de 31/12/2018	Juros sobre capital próprio	74.000	0,783622	0,783622
AGE de 22/11/2018	Dividendos	120.000	1,270738	1,270738
AGO de 27/04/2018	Dividendos	122.649	1,298786	1,298786
AGE de 19/12/2017	Juros sobre capital próprio	74.000	0,783622	0,783622
AGE de 31/10/2017	Dividendos	120.000	1,270738	1,270738
AGO de 28/04/2017	Dividendos	173.710	1,839499	1,839499
De acordo com o Estatuto Social da Companhia, a distribuição dos resultados apurados em 30 de junho e 31 de dezembro de cada ano far-se-á semestralmente, em Assembleia Geral, ou em períodos inferiores, caso o Conselho de Administração deliberar a distribuição de dividendos trimestrais ou intermediários. Caberá à Assembleia Geral deliberar, até 31 de outubro de cada ano, sobre a distribuição de dividendos baseados nos resultados apurados no balanço semestral de 30 de junho, conforme estipulado no Estatuto Social, respeitado o disposto no parágrafo 3º do artigo 205 da Lei nº 6.404/1976.				
O Conselho de Administração poderá deliberar a distribuição de dividendos trimestrais, com base em balanço especial levantado para esse fim, desde que o total dos dividendos pagos em cada semestre civil não exceda o montante das reservas de capital de que trata o parágrafo 1º do artigo 182 da Lei nº 6.404/1976.				
Mediante deliberação do Conselho de Administração, poderão ser declarados dividendos intermediários à conta de lucros acumulados ou de reserva de lucros existentes no último balanço anual ou semestral já aprovado pela Assembleia Geral.				
Antes da distribuição dos dividendos serão deduzidos 5% (cinco por cento) para constituição da reserva legal, até o limite de 20% (vinte por cento) do capital social.				





**Rio Paranapanema Energia S.A.**  
CNPJ nº 02.998.301/0001-81 | Companhia Aberta

★ **continuação** **NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E DE 2017**  
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

Após a dedução para a reserva legal, os lucros líquidos distribuir-se-ão na seguinte ordem:  
i. dividendo de até 10% (dez por cento) ao ano às ações preferenciais, a ser rateado igualmente entre elas, calculado sobre o capital próprio a esta espécie de ações;  
ii. dividendo de até 10% (dez por cento) ao ano às ações ordinárias, a ser rateado igualmente entre elas, calculado sobre o capital próprio a esta espécie de ações;  
iii. distribuição do saldo remanescente às ações ordinárias e preferenciais, em igualdade de condições.  
Os dividendos intermediários foram aprovados em AGE realizada em 22 de novembro de 2018, a qual referendou a proposta da Administração da Companhia quanto à declaração de dividendos intermediários no montante global de R\$ 120.000, debitado integralmente à conta de lucro líquido do exercício, e alocado às ações preferenciais ou ordinárias à razão de R\$ 1,270738 por ação, em cumprimento ao disposto no item (ii), do artigo 5º e no artigo 28, do Estatuto Social da Companhia e pago em 19 de dezembro de 2018 e, portanto, sem incidência de correção sobre o valor creditado aos acionistas entre a data de declaração, na AGE, e o efetivo crédito aos acionistas, considerado como adiantamento para fins do cômputo de aferição do dividendo prioritário fixo atribuível às ações preferenciais na AGO de 2019 da Companhia, conforme previsão estatutária e legal.

**22. PLANO DE PENSÃO E APOSENTADORIA**

**22.1. Contribuição definida**  
Com relação ao plano de contribuição definida, a Rio Paranapanema Energia S.A. faz contribuições mensais contratuais para plano de previdência privado conforme opção do colaborador por esse benefício. A Rio Paranapanema Energia não tem qualquer obrigação adicional de pagamento depois de que a contribuição é efetuada. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando devidas, cujo o montante foi de R\$ 167 (R\$ 164 em 31 de dezembro de 2017).

**22.2. Benefício definido**  
A Companhia patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados e ex-empregados. A Fundação CESP é a entidade responsável pela administração dos planos de benefícios supracitados.  
O Plano de Suplementação de Aposentadorias e Pensão – PSAP Duke Energy é estruturado na modalidade de Benefício definido, criado em 1º de setembro de 1999 e encontra-se aberto à novas adesões para os empregados da Rio Paranapanema Energia S.A. O plano garante uma suplementação do benefício do INSS mediante à aposentadoria e invalidez aos empregados inscritos no plano, conforme as regras definidas pelo Regulamento do Plano.  
O custeio do plano é determinado pelo Regulamento através das contribuições dos participantes, aposentados e patrocinadores. A Companhia designou a empresa Mercer Human Resource Consulting Ltda., atuidria independente, para conduzir a avaliação atuarial anual, visando determinar os passivos e custos que os mesmos representam, com base nas regras estabelecidas no CPC 33 (R1) (Benefícios a empregados), obrigatório para as Sociedades Anônimas de capital aberto pela Deliberação CVM nº 695/2012. Durante este processo, todas as premissas atuariais foram revisadas. A avaliação atuarial adotou o método do crédito unitário projetado e o ativo líquido do plano é avaliado pelo valor justo.  
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.

**22.2.1. Conciliação dos ativos/(passivos) a serem reconhecidos no balanço patrimonial**

	Controladora e Consolidado	
	2018	2017
Valor presente das obrigações atuariais total ou parcialmente cobertas	(290.567)	(258.654)
Valor justo dos ativos	320.762	287.490
Potencial ativo a ser reconhecido no balanço patrimonial antes do ajuste	30.195	28.836
Efeito do limite do ativo devido	(30.195)	(28.836)
<b>(Passivo)/ativo reconhecido no balanço patrimonial após o ajuste</b>	<b>—</b>	<b>—</b>

O CPC 33 (R1) (Benefícios a empregados) exige que ativos eventualmente gerados sejam analisados e, caso não seja evidenciada a possibilidade de utilização desses recursos pela Companhia, deve-se aplicar tal restrição. A restrição, de reconhecimento do ativo na Companhia, ocorreu devido ao fato de que os superávits do plano de previdência não serão utilizados pela Companhia como redução futura de contribuições ou retorno de recursos para a mesma.

**22.2.2. Movimento do (passivo)/ativo a ser reconhecido no balanço patrimonial**

	Controladora e Consolidado	
	2018	2017
Despesa do exercício	(2.061)	(2.888)
Contribuições da empresa realizadas no exercício	886	932
Perda/(ganho) reconhecido imediatamente – efeito no patrimônio líquido	(2.800)	11.218
Variação do efeito do limite do ativo – efeito no patrimônio líquido	3.975	(9.262)
<b>(Passivo)/ativo a ser reconhecido no final do exercício</b>	<b>—</b>	<b>—</b>

**22.2.3. Evolução do valor presente das obrigações no final do exercício**

	Controladora e Consolidado	
	2018	2017
Valor presente das obrigações no início do exercício	258.654	249.225
Custo do serviço corrente	3.124	4.051
Da Rio Paranapanema Energia	2.164	2.993
Contribuições dos empregados	960	1.058
Custo dos juros	25.478	25.501
Benefícios pagos no exercício	(15.056)	(13.708)
Perda/(ganho) no passivo	18.367	(6.415)
<b>Valor presente das obrigações no final do exercício</b>	<b>290.567</b>	<b>258.654</b>

**22.2.4. Evolução do valor justo dos ativos no final do exercício**

	Controladora e Consolidado	
	2018	2017
Valor justo dos ativos no início do exercício	287.490	268.363
Atualização do valor justo	2.188	(1.427)
Valor justo dos ativos ajustado	289.678	266.936
Rendimento real dos ativos	44.294	32.272
Rendimento esperado	28.727	27.469
Ganho/(Perda)	15.567	4.803
Contribuições no exercício	1.846	1.990
Benefícios pagos no exercício	(15.056)	(13.708)
<b>Valor justo dos ativos no final do exercício</b>	<b>320.762</b>	<b>287.490</b>

**22.2.5. Evolução do limite do ativo**

	Controladora e Consolidado	
	2018	2017
Limite do ativo no início do exercício	<b>31.024</b>	<b>17.711</b>
Juros sobre o limite do ativo	3.146	1.883
Redimensionamento	(3.975)	11.450
<b>Total</b>	<b>30.195</b>	<b>31.044</b>

**22.2.6. Despesa anual reconhecida no resultado do exercício**

	Controladora e Consolidado	
	2018	2017
Custo do serviço corrente	3.124	4.051
Custo dos juros	(3.249)	(1.968)
Contribuições dos empregados	(960)	(1.058)
Juros sobre o ajuste do limite	3.146	1.863
<b>Total</b>	<b>2.061</b>	<b>2.888</b>

**22.2.7. Remensurações atuariais reconhecidas em outros resultados abrangentes**

	Controladora e Consolidado	
	2018	2017

<b>Saldo no início do exercício</b>		
(Ganho)/Perda atuarial em decorrência de premissas financeiras	3.716	4.856
(Ganho)/Perda atuarial em decorrência de premissas demográficas	—	(973)
(Ganho)/Perda atuarial em decorrência da experiência do Plano	14.651	(10.298)
Rendimento sobre o valor justo do ativo – deduzido dos juros sobre o valor justo do ativo	(15.567)	(6.991)
Alteração do limite máximo de reconhecimento do ativo/passivo	(3.975)	11.450
<b>Saldo no final do exercício</b>	<b>(1.175)</b>	<b>(1.956)</b>

**22.2.8. Premissas utilizadas nas avaliações atuariais**

**22.2.8.1. Hipóteses econômicas**

	Controladora e Consolidado	
	2018	2017
Taxa de desconto (*)	9,77% ao ano	10,14% ao ano
Taxa de retorno esperado dos ativos	9,77% ao ano	10,14% ao ano
Crescimentos salariais futuros	7,11% ao ano	8,68% ao ano
Crescimento dos benefícios da previdência social e dos limites	4,50% ao ano	4,50% ao ano
Inflação	4,50% ao ano	4,50% ao ano
Fator de capacidade		
Salários	100%	100%
Benefícios	100%	100%

**(\*) Utilização de taxas nominais**

**22.2.8.2. Hipóteses demográficas**

	Controladora e Consolidado	
	2018	2017
Tábua de Mortalidade	AT–2000	AT–2000
Tábua de Mortalidade de Inválidos	AT–1949	AT–1949
Tábua de Entrada em Invalidez	Light Fraca	Light Fraca
Tábua de Rotatividade	Experiência Fundação CESP	Experiência Fundação CESP
Idade de Aposentadoria	Idade com direito a todos os benefícios integrais	Idade com direito a todos os benefícios integrais
% de participantes ativos casados na data da aposentadoria	95%	95%
Diferença de idade entre participante e cônjuge	Esposas são 4 anos mais jovens do que os maridos	Esposas são 4 anos mais jovens do que os maridos

**22.2.9. Análise de sensibilidade das premissas atuariais**  
Com a finalidade de verificar o impacto nas obrigações atuariais, que em 31 de dezembro de 2018 é de R\$ 290.567, a Companhia realizou análise de sensibilidade da principal premissa atuarial, a taxa de desconto, considerando uma variação de 1%:

	Taxa de desconto	
	(+1,00%)	(–1,00%)
Impacto na Obrigação de Benefício Definido	(31.006)	37.750
Total da Obrigação de Benefício Definido	259.561	328.317
Duration da obrigação (em anos)	12,21	11,28

**22.2.10. Estimativa da despesa de benefício definido para o exercício de 2019**

	2019	
Custo do serviço corrente		1.941
Custo dos juros		27.565
Rendimento esperado dos ativos do plano		(30.615)
Juros sobre o limite máximo de reconhecimento de (ativos)/passivo		2.950
Custo da obrigação de benefício definido		1.841

**22.2.11. Outras informações sobre as obrigações atuariais**  
O valor esperado de contribuições da Companhia para o exercício de 2017 é de R\$ 992.  
Os pagamentos esperados da obrigação de benefício definido para os próximos 10 anos são os seguintes:

1 ano			16.856
Entre 2 e 5 anos			80.715
Entre 5 e 10 anos			130.296

**22.2.12. Fundação CESP III**  
A Companhia é copatrocinadora da Fundação CESP, entidade jurídica sem fins lucrativos que tem por finalidade proporcionar benefícios de suplementação de aposentadoria e pensões, utilizando o regime financeiro de capitalização, de acordo com o qual o valor presente dos benefícios a serem pagos, menos o valor presente das contribuições e rendimentos, determina as necessidades de reservas.

De acordo com a cláusula 10ª, após a publicação anual do Demonstrativo dos Resultados da Avaliação Atuarial do Plano de Benefícios (DRAA), relativo ao exercício anterior, será comparado ao saldo da dívida. Sempre que o saldo remanescente for maior que o valor apontado no DRAA como passivo a descoberto do plano, as prestações estipuladas na cláusula 8ª do presente instrumento serão reduzidas na mesma proporção. Caso da comparação retro referida resulte, ao contrário, em um valor menor do que o apontado no DRAA, as prestações estipuladas na cláusula 8ª serão revistas de modo a manter na íntegra a obrigação prevista neste contrato, observada os termos da cláusula 9ª, parágrafo único. Em virtude da apresentação de superavit, o saldo foi reduzido a zero em janeiro de 2007, superavit este verificado até 31 de dezembro de 2018.  
O referido contrato é considerado, na sua essência, uma garantia para equacionamento do fluxo de caixa entre a Companhia e a Fundação CESP.

**23. RECEITA LÍQUIDA**

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
<b>Receita operacional bruta</b>				
Contratos ACL	1.196.114	1.334.167	1.228.935	1.367.496
Contrato ACR	34.946	34.887	34.946	34.887
Mercado de curto prazo (MCP)	138.435	171.874	139.486	172.596
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	55.754	56.243	55.954	56.257
	<b>1.425.249</b>	<b>1.597.171</b>	<b>1.459.321</b>	<b>1.631.236</b>
	337	384	337	384
<b>Outras receitas</b>	<b>1.425.586</b>	<b>1.597.555</b>	<b>1.459.658</b>	<b>1.631.620</b>
<b>Deduções à receita operacional</b>				
PIS e COFINS	(121.900)	(141.319)	(123.137)	(142.586)
ICMS	(5.800)	(22.100)	(5.800)	(22.100)
P&D	(11.859)	(13.587)	(11.859)	(13.587)
	<b>(139.559)</b>	<b>(177.006)</b>	<b>(140.796)</b>	<b>(178.273)</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>1.286.027</b>	<b>1.420.549</b>	<b>1.318.862</b>	<b>1.453.347</b>

A receita operacional bruta totalizou R\$ 1.459,6 milhões em 2018, decréscimo de 10,5% em comparação ao ano anterior, basicamente devido a dois fatores: redução da garantia física (54MWm) e redução de preços nas renovações de alguns contratos bilaterais decorrente do momento do mercado. Os contratos bilaterais representaram 84% da receita total da Companhia (mesma participação no ano anterior). A receita líquida, de R\$ 1.318,9 milhões, registrou decréscimo de 9,0%.

**24. ENERGIA ELÉTRICA VENDIDA E COMPRADA E ENCARGOS DE USO DA REDE**

**24.1. Energia elétrica vendida**

	Controladora			
	2018		2017	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos bilaterais	7.179.296	1.196.114	7.593.272	1.334.167
Contratos de leilões	215.079	34.946	221.042	34.887
Mercado de curto prazo (MCP)	233.079	138.435	792.211	171.874
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	4.647.342	55.754	5.443.901	56.243
	<b>12.274.796</b>	<b>1.425.249</b>	<b>14.050.426</b>	<b>1.597.171</b>

	Consolidado			
	2018		2017	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos bilaterais	7.310.695	1.228.935	7.729.052	1.367.496
Contratos de leilões	215.079	34.946	221.042	34.887
Mercado de curto prazo (MCP)	234.181	139.486	796.152	172.596
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	4.664.358	55.954	5.445.249	56.257
	<b>12.424.313</b>	<b>1.459.321</b>	<b>14.191.495</b>	<b>1.631.236</b>

(\*) Não auditados pelos auditores independentes.  
A tabela a seguir resume os volumes em MWm de energia assegurada contratadas pela Companhia no ACL e Ambiente de Contratação Regulada (ACR) em 31 de dezembro de 2018:

	Controladora		Controlada	
	MWm (*)		MWm (*)	
	2018	2017	2018	2017
<b>Energia disponível para venda</b>	<b>981</b>	<b>1.031</b>	<b>16</b>	<b>16</b>
<b>ACR</b>	<b>25</b>	<b>25</b>	<b>0</b>	<b>—</b>
2016 (3 anos)	25	25	0	—
<b>ACL</b>	<b>720</b>	<b>725</b>	<b>14</b>	<b>15</b>
Contratos bilaterais de venda de energia	819	873	15	15
Contratos bilaterais de compra de energia	99	148	1	—
<b>Energia livre para contratação</b>	<b>236</b>	<b>281</b>	<b>2</b>	<b>—</b>
<b>Percentual de energia contratada</b>	<b>75,9%</b>	<b>72,8%</b>	<b>87,5%</b>	<b>97,2%</b>

(\*) Não auditados pelos auditores independentes.  
**24.2. Energia elétrica comprada para revenda**

	Controladora			
	2018		2017	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos bilaterais	868.094	251.831	1.217.249	442.306
Mercado de curto prazo (MCP)	11.541	7.249	168.386	22.157
	<b>879.635</b>	<b>259.080</b>	<b>1.385.635</b>	<b>464.463</b>

	Consolidado			
	2018		2017	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos bilaterais	877.646	256.214	1.217.249	442.306
Mercado de curto prazo (MCP)	19.292	10.551	185.085	33.259
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	38.319	699	44.385	853
	<b>935.257</b>	<b>267.464</b>	<b>1.446.719</b>	<b>476.418</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. A variação positiva na rubrica de energia comprada para revenda se deve principalmente pela redução dos impactos gerados pela melhora do fator GSF (vide nota explicativa nº 1).

**24.3. Encargos de uso da rede elétrica**

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Tust	112.143	107.302	112.143	107.302
Tusd-g	11.603	11.374	12.278	11.858
Encargos de conexão	139	168	139	168
	<b>123.885</b>	<b>118.844</b>	<b>124.560</b>	<b>119.328</b>

As tarifas devidas pela Companhia e sua Controlada e estabelecidas pela Anel são: Tust, Tusd-g e Encargos de Conexão (vide nota explicativa nº 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 (locacional), 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 Elektro 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).

**25. RESULTADO FINANCEIRO**

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
<b>Receitas</b>				
Aplicações financeiras	60.738	63.395	65.967	69.225
Variações monetárias	17.871	20.750	18.306	21.046
Depósitos judiciais	4.967	8.182	5.118	8.355
Cibacap	175	350	175	350
Atualização monetária referente à liminar GSF	12.729	12.218	13.013	12.341
Juros e descontos obtidos	511	826	571	924
	<b>79.120</b>	<b>84.971</b>	<b>84.844</b>	<b>91.195</b>





**CTG Brasil**

**Rio Paranapanema Energia S.A.**  
CNPJ nº 02.998.301/0001-81 | Companhia Aberta

★ continuação

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E DE 2017  
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

26. APURAÇÃO DO IMPOSTO 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					
	2018			2017		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
<b>Lucro contábil antes do IRPJ e CSLL</b>	<b>341.005</b>			<b>315.550</b>		
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL	25%	9%	34%	25%	9%	34%
<b>IRPJ e CSLL a alíquotas da legislação</b>	<b>85.251</b>	<b>30.690</b>	<b>115.941</b>	<b>78.888</b>	<b>28.400</b>	<b>107.288</b>
<b>Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva</b>						
Amortização encargo credor inflacionário	(2.260)	73	(2.187)	(2.260)	73	(2.187)
Despesas indedutíveis	2.048	675	2.723	2.605	754	3.359
Juros sobre capital próprio	(18.500)	(6.660)	(25.160)	(18.500)	(6.660)	(25.160)
Incentivos fiscais	(3.803)	–	(3.803)	(4.972)	–	(4.972)
Diferenças temporárias no resultado anos anteriores	(8)	(3)	(11)	184	66	250
Equivalência de controladas	(1.737)	(625)	(2.362)	(5.045)	(1.816)	(6.861)
Outros	(47)	1	(47)	(49)	1	(48)
<b>IRPJ e CSLL com efeito no resultado</b>	<b>60.944</b>	<b>24.151</b>	<b>85.094</b>	<b>50.851</b>	<b>20.818</b>	<b>71.669</b>
IRPJ e CSLL correntes	106.668	40.611	147.278	274.097	101.187	375.284
IRPJ e CSLL diferidos	(45.724)	(16.460)	(62.184)	(223.246)	(80.369)	(303.615)
<b>Total IRPJ e CSLL com efeito no resultado</b>	<b>60.944</b>	<b>24.151</b>	<b>85.094</b>	<b>50.851</b>	<b>20.818</b>	<b>71.669</b>
<b>Alíquota efetiva</b>	<b>17,9%</b>	<b>7,1%</b>	<b>25,0%</b>	<b>16,1%</b>	<b>6,6%</b>	<b>22,7%</b>

	Consolidado					
	2018			2017		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
<b>Lucro contábil antes do IRPJ e CSLL</b>	<b>343.992</b>			<b>318.689</b>		
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL	25%	9%	34%	25%	9%	34%
<b>IRPJ e CSLL a alíquotas da legislação</b>	<b>85.998</b>	<b>30.959</b>	<b>116.957</b>	<b>79.672</b>	<b>28.682</b>	<b>108.354</b>
<b>Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva</b>						
Amortização encargo credor inflacionário	(2.260)	73	(2.187)	(2.260)	73	(2.187)
Despesas indedutíveis	2.048	675	2.723	2.605	754	3.359
Juros sobre capital próprio	(18.500)	(6.660)	(25.160)	(18.500)	(6.660)	(25.160)
Incentivos fiscais	(3.803)	–	(3.803)	(4.972)	–	(4.972)
Diferenças temporárias no resultado anos anteriores	(8)	(3)	(11)	184	66	250
Equivalência de controladas	(1.737)	(625)	(2.362)	–	–	–
Diferença por tributação de lucro presumido em controladas	1.343	628	1.971	(3.620)	(1.170)	(4.790)
Outros	(47)	1	(47)	(48)	2	(46)
<b>IRPJ e CSLL com efeito no resultado</b>	<b>63.034</b>	<b>25.048</b>	<b>88.081</b>	<b>53.061</b>	<b>21.747</b>	<b>74.808</b>
IRPJ e CSLL correntes	108.757	41.508	150.265	276.307	102.116	378.423
IRPJ e CSLL diferidos	(45.724)	(16.460)	(62.184)	(223.246)	(80.369)	(303.615)
<b>Total IRPJ e CSLL com efeito no resultado</b>	<b>63.034</b>	<b>25.048</b>	<b>88.081</b>	<b>53.061</b>	<b>21.747</b>	<b>74.808</b>
<b>Alíquota efetiva</b>	<b>18,3%</b>	<b>7,3%</b>	<b>25,6%</b>	<b>16,6%</b>	<b>6,8%</b>	<b>23,4%</b>

A Controlada é optante pelo regime de tributação pelo lucro presumido e não constitui provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos.

27. LUCRO POR AÇÃO

O cálculo básico e diluído de lucro líquido por ação é feito através da divisão do lucro líquido do exercício, atribuído aos detentores de ações ordinárias e preferenciais da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferenciais disponíveis durante o exercício.

O quadro a seguir apresenta os dados de resultado e ações utilizados no cálculo dos lucros básico e diluído por ação:

	2018	2017
<b>Numerador</b>		
<b>Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas da Companhia</b>		
Preferenciais	170.607	162.587
Ordinários	<u>85.304</u>	<u>81.294</u>
	<b>255.911</b>	<b>243.881</b>
<b>Denominador (Média ponderada de números de ações)</b>		
Preferenciais	62.955	62.955
Ordinários	<u>31.478</u>	<u>31.478</u>
	<b>94.433</b>	<b>94.433</b>
<b>Resultado básico e diluído por ação</b>		
Preferenciais	<b>2,70997</b>	<b>2,58257</b>
Ordinários	<b>2,70997</b>	<b>2,58257</b>

28. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

As operações da Companhia e sua Controlada compreendem a geração e a venda de energia elétrica para companhias distribuidoras e clientes livres. As vendas são efetuadas através dos denominados “contratos bilaterais”, assinados em período posterior ao da privatização da Companhia, que determinam a quantidade e o preço de venda da energia elétrica. O preço é reajustado anualmente pela variação do IGP-M e/ou IPCA. Eventuais diferenças entre a quantidade de energia gerada, energia alocada e o somatório das quantidades vendidas através de contratos são ajustadas através das regras de mercado e liquidadas no âmbito da CCEE. Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Companhia e de sua Controlada estão descritos na nota explicativa nº 4.

Nos contratos fechados no mercado livre com os consumidores livres e comercializadores, a Companhia e sua Controlada, através da área de crédito, efetua a análise de crédito e define os limites e garantias que serão requeridos.

Todos os contratos têm cláusulas que permitem a Companhia e sua Controlada cancelar o contrato e a entrega de energia no caso de não cumprimento dos termos do contrato.

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 Olimpia, 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 27.02.2019, 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 31.12.2018. 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, com relação à Proposta para Distribuição do Resultado, os Conselheiros opinaram a unanimidade de votos, face à abstenção deste documento do Conselheiro François Moreau, determinando o encaminhamento do presente parecer à assembleia geral ordinária, para os devidos fins de direito.

São Paulo, 27 de fevereiro de 2019					
<b>Jarbas Tadeu Barsanti Ribeiro</b>	<b>François Moreau</b>	<b>Marcelo Curti</b>	<b>Ary Waddington</b>	<b>Edgard Massao Raffaelli</b>	<b>Murici dos Santos</b>
Presidente		Conselheiros Efetivos		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 Olimpia, na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ sob nº 02.998.301/0001-81, declaram que: (i) examinaram e discutiram o Relatório da Administração e os demais Demonstrações Financeiras da Companhia, relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018; 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 26 de abril de 2019.

São Paulo, 26 de fevereiro de 2019				
<b>Yinsheng Li</b>	<b>Yujun Liu</b>	<b>Evandro Leite Vasconcelos</b>	<b>Monica Luling</b>	<b>Autair Carrer</b>
Presidente		Membros Efetivos		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 Olimpia, CEP 04551-060, na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ sob nº 02.998.301/0001-81, declaram 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 2018; 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 2018.

São Paulo, 26 de fevereiro de 2019			
<b>Yinsheng Li</b>	<b>Carlos Alberto Rodrigues de Carvalho</b>	<b>João Luís Campos da Rocha Calisto</b>	<b>Vitor Hugo Lazzareschi</b>
Presidente	Diretor Executivo Financeiro, Administrativo e de Informática e Diretor Executivo de Relações com Investidores	Diretor Executivo de Assuntos Regulatórios e Planejamento Energético	Diretor Executivo Comercial

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	CONSELHO FISCAL	DIRETORIA ESTATUTÁRIA
<b>Yinsheng Li</b>	<b>Jarbas Tadeu Barsanti Ribeiro</b>	<b>Yinsheng Li</b>
Presidente	Presidente	Diretor Executivo Presidente
<b>Yujun Liu</b> Membro Efetivo	<b>François Moreau</b> Conselheiro Efetivo	<b>Carlos Alberto Rodrigues de Carvalho</b> Diretor Executivo Financeiro, Administrativo e de Informática e Diretor Executivo de Relações com Investidores
<b>Evandro Leite Vasconcelos</b> Membro Efetivo	<b>Marcelo Curti</b> Conselheiro Efetivo	<b>João Luís Campos da Rocha Calisto</b> Diretor Executivo de Assuntos Regulatórios e Planejamento Energético
<b>Monica Luling</b> Membro Efetivo	<b>Edgard Massao Raffaelli</b> Conselheiro Suplente	<b>Vitor Hugo Lazzareschi</b> Diretor Executivo Comercial
<b>Autair Carrer</b> Membro Suplente	<b>Ary Waddington</b> Conselheiro Suplente	
	<b>Murici dos Santos</b> Conselheiro Suplente	

<b>Rodrigo Teixeira Egreja</b> Diretor de Controladoria	<b>Narciso Meschiatti Filho</b> Contador – 1SP-101290/O-0
--	--





**CTG Brasil**

**Rio Paranapanema Energia S.A.**  
CNPJ nº 02.998.301/0001-81 | Companhia Aberta

continuação

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 2018 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 2018 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 2018, 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 (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 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 1.3, 1.4 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 (GSF) e do PLD concedida à Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE). No final de 2015, o governo federal promulgou lei com opção para que os geradores repactuassem 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. Contudo, em 22 de outubro de 2018, o presidente do Superior Tribunal de Justiça (STJ) acatou o pedido da ANEEL suspendeu a liminar, logo a Apine protocolou Embargos de Declaração contra a decisão. Contudo a CCEE realizou a liquidação dos valores, levando-se em consideração a liquidação dos valores a partir de fevereiro de 2018.

Em função do exposto, a Companhia reconhece os valores do efeito de GSF discutidos na referida ação judicial na conta de fornecedores. Por outro lado, a realização dos valores a receber não foi impactada 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 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 administração estão suportados por posições de assessores jurídicos e que as divulgações nas demonstrações financeiras são consistentes com informações e documentos por nós obtidos.

**Provisões para riscos fiscais, trabalhistas e ambientais e contingências ativas e passivas (Notas 2.18, 3.1.4, 9 e 18)**

Entre as estimativas que representam risco significativo com probabilidade de causar ajustes materiais ao conjunto das demonstrações financeiras nos próximos exercícios estão as provisões fiscais, cíveis e trabalhistas.

Esses processos normalmente são encerrados após um longo período e envolvem não só discussões acerca do mérito, mas também aspectos processuais complexos, de acordo com a legislação vigente.

A decisão de reconhecimento de um passivo e as bases de mensuração consideram exercício de julgamento da administração, a partir de posições de seus consultores jurídicos.

Com isso, o desfecho, quando ocorrer, e os valores envolvidos definitivos, podem ser diferentes daqueles considerados para provisão ou divulgação. Por essa razão, esse foi um dos principais assuntos de nossa auditoria.

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

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, o entendimento dos procedimentos para a contabilização e divulgação dos temas em notas explicativas às demonstrações financeiras.

Solicitamos e obtivemos a confirmação diretamente com os advogados que patrocinam as causas, a fim de confirmar a avaliação do prognóstico, a totalidade das informações e o valor envolvido. Para selecionadas causas, discutimos a razoabilidade do prognóstico de perda.

No caso das ações tributárias relevantes, nossas análises foram efetuadas em conjunto com os nossos especialistas da área tributária.

Observamos que as conclusões da administração e a documentação suporte estão consistentes com o nosso entendimento sobre os temas envolvidos e com as divulgações incluídas nas demonstrações financeiras.



**Outros assuntos**

**Demonstrações do Valor Adicionado**

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 – "Demonstração do Valor Adicionado". Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

**Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e o relatório do auditor**

A administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração. Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

**Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas**

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia e sua controlada são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

**Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas**

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte de uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e sua controlada.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, inclusive as divulgações e se essas demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os Principais Assuntos de Auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinamos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.



**PriceWaterhouseCoopers**  
**Audidores Independentes**  
CRC 25P00016/O-5

São Paulo, 27 de fevereiro de 2019

**Valdir Renato Coscodai**  
Contador – CRC 1SP165875/O-6

[www.paranapanemaenergia.com.br](http://www.paranapanemaenergia.com.br)

# NOSSA MISSÃO É PROVER ENERGIA LIMPA PARA AS PESSOAS POR MEIO DE PROJETOS EM HARMONIA COM O PLANETA

Somos a **China Three Gorges Corporation**,  
uma das líderes mundiais em energia limpa.  
Nosso foco está no desenvolvimento e operação  
de hidrelétricas e outras fontes de energia renovável,  
como eólica e solar.

No Brasil, nosso time soma o conhecimento de  
diferentes culturas e experiências para **gerar soluções**  
que contribuam para um futuro sustentável.

**Respeito ao ser humano e à natureza:**  
o segredo da nossa energia.

Usina Hidrelétrica Garibaldi – Rio Canoas

ENERGIA  
QUE  
GERA  
ENERGIA



**CTG Brasil**