

Companhia
Energética Sinop S.A.
(Pré-operacional)

**Demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2018**

Conteúdo

Relatório da administração	3
Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras	34
Balancos patrimoniais	39
Demonstrações de resultados	40
Demonstrações de resultados abrangentes	41
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido	42
Demonstrações dos fluxos de caixa	43
Demonstrações do valor adicionado	44
Notas explicativas às demonstrações financeiras	45

Relatório da Administração

Prezados Acionistas,

A Administração da Companhia Energética Sinop S.A. (“Sinop Energia” ou “Companhia”) submete à apreciação de V.Sas. o Relatório da Administração e as suas correspondentes Demonstrações Financeiras relativas aos exercícios de 2018 e 2017 (“Demonstrações Financeiras”), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2018 e 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, além das demonstrações do valor adicionado (“DVA”), apresentadas como informação suplementar para fins de *International Financial Reporting Standards* (“IFRS”), para os exercícios findo nessas respectivas datas, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas.

As Demonstrações Financeiras foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (“IASB”). Acompanha este documento o Relatório dos Auditores Independentes referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018. As informações do Relatório da Administração estão apresentadas em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

O presente Relatório da Administração cumpre exigência estatutária da Companhia e, ainda, as obrigações legais impostas pela Lei nº 6.404/76 (“Lei das S/A”), e segue recomendações do Parecer de Orientação CVM nº 15, de 28 de dezembro de 1987, das demais instruções, pareceres e normas pertinentes da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”), e do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (“MCSE”) regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”). É prioritariamente destinado aos acionistas da Companhia, estando, porém, à disposição para acesso público no *website* da área de Relações com Investidores da Sinop Energia, da CVM e da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (“B3”), sendo ainda publicado como parte integrante das Demonstrações Financeiras em jornais de grande circulação no estado de Mato Grosso, de acordo com a legislação brasileira.

1. Mensagem da Administração

O ano de 2018 foi um ano decisivo da fase pré-operacional da Usina Hidroelétrica Sinop (“UHE Sinop” ou “Usina” ou “Empreendimento”). A Diretoria manteve-se focada na supervisão dos projetos de engenharia para operacionalizar a UHE Sinop, nas ações de meio ambiente, principalmente no que tange ao cumprimento dos Programas Básicos Ambientais (“PBA’s”), no aperfeiçoamento da estrutura de capital da Companhia e na gestão dos assuntos regulatórios. A seguir, comentamos os principais acontecimentos e realizações vinculados aos assuntos críticos mencionados acima, ocorridos ao longo do último exercício.

1.1. Operacionalização da Usina Hidroelétrica Sinop

Ao longo do ano de 2018, foram investidos R\$ 616.878 em ativos imobilizados, comparado com R\$ 885.443 e R\$ 525.492 em 2017 e 2016, respectivamente. A partir do 1º de outubro de 2018, a Companhia se habilitou tecnicamente para iniciar a fase do enchimento do reservatório, etapa que precede a geração de energia elétrica, por meio da obtenção da Declaração de Liberação para Início de Enchimento do Reservatório (“DLIER”) junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico

(“ONS”). A Companhia iniciou os trabalhos de comissionamento a seco das duas unidades geradoras em outubro de 2018.

As principais etapas operacionais restantes para o efetivo comissionamento da UHE Sinop são:

- Obtenção da Licença de Operação (“LO”) da UHE Sinop para que possa conduzir testes operacionais das unidades geradoras com água;
- Finalização do Sistema de Transposição de Peixes (“STP”) considerando a próxima piracema;
- Conclusão do treinamento da equipe do prestador de serviços de Operação e Manutenção (“O&M”) da UHE Sinop e as instalações associadas a mesma; e,
- Comissionamento da Unidade Geradora 01 (“UG1”) e Unidade Geradora 02 (“UG2”).

1.2. Ações do Meio Ambiente

As ações do Meio Ambiente podem ser classificadas em quatro categorias: (i) Fundiário; (ii) Programas e Campanhas; (iii) Recomposição da Infraestrutura Viária; e (iv) Supressão Vegetal.

1.2.1. Fundiário

As atividades consistem, principalmente, na aquisição e indenização de terras na área em torno do reservatório e o remanejamento de famílias que preencham condições socioeconômicas e requeiram essa condição. No total, 996 propriedades foram adquiridas, sendo que desse total 90% aceitaram o valor da indenização proposta pela Companhia. Essas atividades foram concluídas em agosto de 2018.

1.2.2. Programas e Campanhas

Dentro dos diversos programas e campanhas em curso, podemos citar como exemplo a demolição de edificações. Foram demolidas e desinfetadas 726 estruturas na área de influência do reservatório.

1.2.3. Recomposição da Infraestrutura Viária

As atividades consistem na readequação da infraestrutura interferida pelo reservatório, sendo que os principais projetos são:

- Readequação da BR-163 (pista, acesso e ponte);
- Elevação da ponte da MT-220 em 0,7m;
- Demolição de ponte de madeira sobre o Rio Teles Pires;
- Balsa Atlântica: Ressarcimento do operador local para a fabricação/reforma de uma nova balsa (mais robusta) para suportar o aumento da distância entre as margens do rio (de 220m para 1.250m); e
- Estradas vicinais e particulares: reestruturação de vias.

1.2.4. Supressão Vegetal

A supressão vegetal consiste no desmatamento e limpeza da área inundada para preservar a qualidade da água e garantir a segurança de navegação no reservatório. A área que sofreu intervenção foi de 8.308 hectares e foi definida conforme Parecer Técnico 118223/SLIA/2018 da Secretaria de

Estado de Meio Ambiente do Estado de Mato Grosso. As atividades foram inteiramente concluídas em 2018.

1.3. Estrutura de Capital

1.3.1. Segunda Emissão de Debentures

Dando continuidade ao plano para equilibrar a estrutura de capital por meio da emissão de dívida estruturada no mercado de capitais, cujo passo inicial foi a obtenção de registro de Categoria B na CVM no segundo semestre de 2017, em julho de 2018 a Companhia concluiu com êxito, apesar do ambiente desafiador, a captação de recursos por meio da segunda emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, de espécie com garantia real e adicional fidejussória, em série única, para distribuição pública com esforços restritos nos termos da ICVM nº 476/09 (“Segunda Emissão” ou “Debentures”). A Segunda Emissão totalizou R\$ 236.000 e resultou na entrada de caixa de R\$ 223.739 deduzido os encargos da transação.

1.3.2. Financiamento BNDES

Durante o ano de 2018, a Companhia recebeu do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (“BNDES”) o montante bruto de R\$ 133.095. Os desembolsos do BNDES, ocorridos em abril, julho e outubro, são relacionados ao contrato de empréstimo vigente que totaliza R\$ 1.018.000 (data base agosto de 2016), sendo que o saldo ainda não desembolsado sofre atualização pelo TJLP. Maiores detalhes estão disponíveis na Nota Explicativa nº 19.

1.4. Assuntos Regulatórios

1.4.1. Definição da Garantia Física

Em janeiro de 2018, através da Portaria nº 2, o Secretário-Adjunto de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia (“MME”) definiu o novo montante de garantia física de energia da UHE Sinop em 242,8 MW médios, considerando a potência instalada mínima de 401,88 MW, concluindo uma etapa regulatória chave.

1.4.2. Requerimento da Licença de Operação

Ainda em janeiro de 2018, a Companhia protocolou junto a Secretaria de Estado de Meio Ambiente do Estado de Mato Grosso (“SEMA-MT”) o requerimento solicitando a Licença de Operação sob o nº 23414/2018, que trata do enchimento do reservatório e da subsequente operação da UHE Sinop. De acordo com os termos do 1º Aditivo ao Contrato de Concessão (“1º Aditivo”), celebrado em 19 de outubro de 2018, o início da Operação Comercial da 1ª Unidade Geradora e da 2ª Unidade Geradora era prevista para o 1º de dezembro de 2018 e 1º de fevereiro de 2019, respectivamente. Apesar do cronograma para a entrada em operação comercial estabelecido no Contrato de Concessão, conforme alterado pelo 1º Aditivo, o pleito da Companhia permanece em análise pela SEMA-MT na data de publicação dessas demonstrações financeiras.

1.4.3. Excludente de Responsabilidade

A Companhia obteve uma conquista importante em 2018 com decisão da ANEEL de reconhecer 11 meses como excludente de responsabilidade em razão do atraso para concessão das Autorizações para Supressão Vegetal (“ASV”), ASV Solo e ASV Rocha pela SEMA-MT e isentar, pelo período

de 11 meses, a Companhia de todas as obrigações relacionadas a aquisição e aporte de lastro e de outras garantias, bem como de todas as penalidades e encargos decorrentes do atraso do comissionamento da UHE Sinop. Esse assunto é tratado em maiores detalhes na Nota Explicativa nº 1.

1.4.4. Primeiro Aditivo ao Contrato de Concessão

Em 19 de outubro de 2018, foi celebrado o 1º Aditivo ao Contrato de Concessão que, dentre outros ajustes, resultou nas seguintes alterações significativas ao Contrato de Concessão:

- O início da Operação Comercial da 1ª Unidade Geradora passou a ser 1º de dezembro de 2018 e o início da Operação Comercial da 2ª Unidade Geradora passou para 1º de fevereiro de 2019; e
- O prazo da concessão foi prorrogado para 26 de janeiro de 2050.

1.5. Agradecimentos

Expressamos nossa gratidão a todas as pessoas e instituições que contribuíram para que a UHE Sinop pudesse chegar a esse estágio avançado de desenvolvimento, em particular aos acionistas, funcionários próprios e de terceiros, pela sua dedicação perseverante. Encerramos nossa mensagem sobre 2018 com um olhar para o futuro, tendo a expectativa do comissionamento da UHE Sinop em 2019.

A Diretoria da Sinop Energia

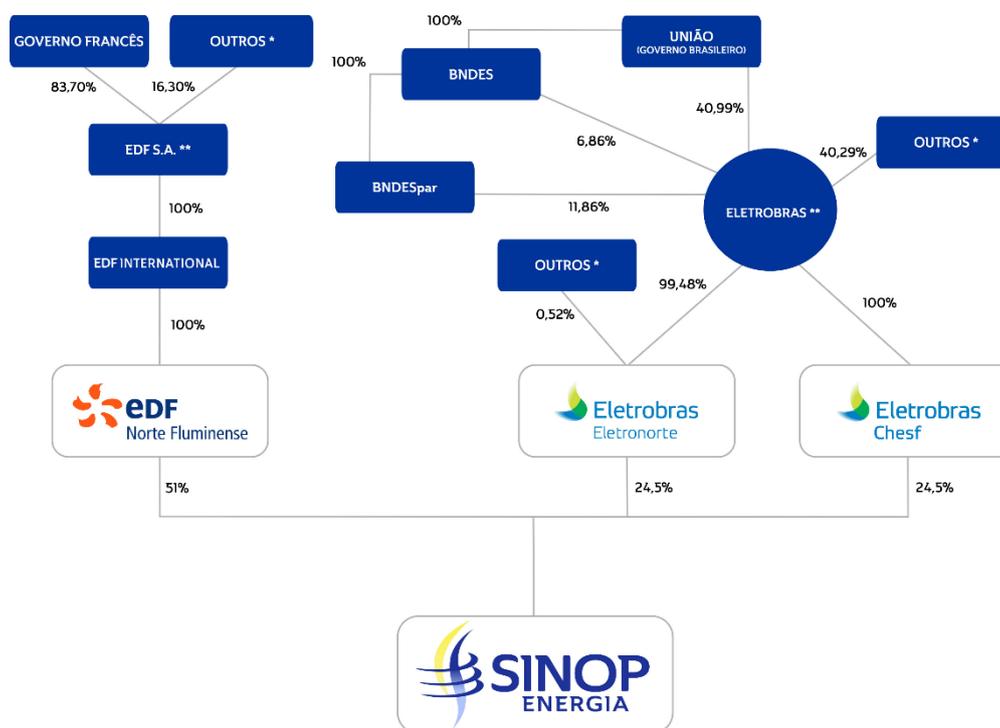
2. Sobre a Sinop Energia

2.1. Perfil Corporativo

Constituída em 2013, a Sinop Energia é uma sociedade de propósito específico e, portanto, tem como objeto social único, a construção, manutenção e operação da Usina Hidrelétrica Sinop, incluindo a comercialização da energia gerada pela Usina. O Empreendimento é localizado no rio Teles Pires, nas divisas dos municípios de Cláudia (margem direita do rio) e Itaúba (margem esquerda do rio), estado de Mato Grosso. O projeto da UHE Sinop foi desenvolvido considerando o estudo de viabilidade da Usina de maneira que seus possíveis impactos sejam minimizados por uma série de programas socioambientais, constantes no Projeto Básico Ambiental.

O empreendimento conta com a longa e consolidada experiência de seus três acionistas, referências nacionais e internacionais no segmento de geração de energia: (a) Usina Termelétrica Norte Fluminense S.A. (“EDFNF”) - membro do Grupo Electricité de France - EDF, com 51% de participação no capital social; (b) Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (“ELETRONORTE”), com 24,5%; e (c) Companhia Hidro Elétrica do São Francisco S.A. (“CHESF”), também com 24,5%, sendo que a ELETRONORTE e CHESF são empresas controladas pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A (“Eletrobras”). Abaixo, apresentamos a estrutura acionária em 31 de dezembro de 2018:

Estrutura Societária da Sinop Energia (em 31 de dezembro de 2018)



* NÃO HÁ ACIONISTAS COM 10% OU MAIS DE PARTICIPAÇÃO
** LISTADA EM BOLSA DE VALORES

No Brasil, os acionistas operam empreendimentos de geração a partir de fontes convencionais, como termelétricas e, ainda, fontes de geração renováveis, tais como usinas hidrelétricas, usinas eólicas e energia solar, dentre outras.

Em 29 de agosto de 2013, a Companhia venceu Leilão nº 006/2013 da ANEEL e, subsequentemente, em 26 de fevereiro de 2014, celebrou o Contrato de Concessão nº 01/2014 com a União, representada pelo Ministério de Minas e Energia, cujo objeto é a definição das condições para a exploração dos serviços de geração de energia elétrica, cujo prazo é de 35 anos a partir da assinatura do referido contrato. De acordo com o estipulado no 1º Aditivo ao Contrato de Concessão, celebrado em 19 de outubro de 2018, o prazo da concessão foi prorrogado para 26 de janeiro de 2050.

2.2. Informações Operacionais

A Usina Hidrelétrica Sinop terá potência instalada de 401,88 MW, com reservatório a ser formado com área de inundação de 342,82 km² em seu Nível de Água Máximo Normal e Área de Preservação Permanente de 114,52 km², abrangendo parcialmente terras de cinco municípios: Cláudia, Ipiranga do Norte, Itaúba, Sinop e Sorriso, todos situados no estado de Mato Grosso. A geração de energia elétrica pela UHE Sinop atenderá o consumo de 1,6 milhão de pessoas, equivalente a 50% da população do estado de Mato Grosso.

As obras civis para a operacionalização da UHE Sinop iniciaram ainda em 2014 e foram concluídas no quarto trimestre de 2018. Na data de publicação dessas demonstrações financeiras, a UHE Sinop encontrava-se em fase de enchimento do reservatório e testes operacionais, etapa que precede o comissionamento das duas unidades geradores da Usina.

A garantia física de energia da UHE Sinop foi fixada em 242,8 MW médios pelos termos da Portaria nº 2 emitida pela MME em 08 janeiro de 2018. A energia gerada pela UHE Sinop será comercializada de acordo com o quadro abaixo, sendo que 91,2% da Garantia Física está contratada:

Destinação da Energia Gerada pela UHE Sinop

Categoria/Mercado	Período Contratual de Suprimento	Sinal	Volume de Energia (MWmédios)
Garantia Física	Não aplicável	+	242,8
Ambiente de Contratação Regulada (A-5; 2013) <i>Contraparte: 34 Clientes Terceiros</i>	01/12/18 - 30/11/48	-	215,8
Ambiente de Contratação Livre <i>Contraparte: CHESF (acionista)</i>	01/01/19 - 31/12/47	-	2,86
Ambiente de Contratação Livre <i>Contraparte: ELETRONORTE (acionista)</i>	01/01/19 - 31/12/47	-	2,86
Energia Descontratada	Não aplicável	=	21,28

2.3. Valores Mobiliários da Companhia

A Companhia obteve o registro na Comissão de Valores Mobiliários de empresa de capital aberto - Categoria "B" - sob nº 02415-5 em 22 de junho de 2017. Em 31 de dezembro de 2018, o valor total de capital social integralizado é de R\$ 1.694.200 (R\$ 1.550.200, em 31 de dezembro de 2017), que compreende 1.694.200.000 (um bilhão, seiscentos e noventa e quatro milhões e duzentos mil) ações ordinárias nominativas ("Ações ON") sem valor nominal.

Em 16 de maio de 2018, a Sinop Energia realizou a emissão de 236.000 (duzentos e trinta e seis mil) debêntures simples, não conversíveis e não permutáveis em ações, da espécie com garantia real e adicional fidejussória, em série única, nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados, para distribuição pública com esforços restritos de distribuição, nos termos do disposto na Instrução CVM nº 476, com valor nominal de R\$ 1 (um mil reais), perfazendo o valor total de R\$ 236.000. Em 06 de julho de 2018, a agência de avaliação de risco de crédito, Fitch Ratings, atribuiu *Rating* Nacional de Longo Prazo “AA(bra)”, com Perspectiva Estável, à Segunda Emissão. Não houve revisão da avaliação de crédito pela Fitch Ratings entre 06 de julho de 2018 e a data de publicação das Demonstrações Financeiras. A revisão periódica da avaliação de risco de crédito da Segunda Emissão será realizada anualmente.

As debêntures da Segunda Emissão da Companhia são transacionadas no Balcão Organizado administrado pela B3 desde 03 de outubro de 2018 sob o Código de Ativo: “CSNP12” ou Código ISIN: “BRCSNPDBS022”. Para maiores detalhes, consultar Nota Explicativa nº 20.

3. Governança Corporativa

3.1. Introdução

Nossa organização tem por objetivo, por meio de ferramentas estruturais e operacionais de governança corporativa, estabelecer controles e padronização de procedimentos, pautados pela ética. A Sinop Energia conduz seus negócios de acordo com os cinco princípios éticos conforme a seguir:

- Respeito às pessoas;
- Integridade;
- Sustentabilidade;
- Transparência; e
- Excelência.

Em complemento aos princípios éticos, promovemos valores organizacionais que devem orientar as atitudes e comportamentos de todos os colaboradores, fazendo com que as nossas ações sejam exemplares para a sociedade em que vivemos.

O referido Código de Ética é internamente um referencial de conduta ética e moral para nortear as ações e decisões dos colaboradores da Sinop Energia em qualquer nível hierárquico e externamente disciplinar os relacionamentos com as partes interessadas (*stakeholders*) que formam o ambiente de atuação da Companhia.

Em sentido mais amplo, à luz das responsabilidades da empresa perante as comunidades em que atua, a Sinop Energia também tem o compromisso de estender o Código de Ética e o Compromisso de Conduta Empresarial para sua cadeia de relacionamentos, com o objetivo de explicitar seu posicionamento e, desta forma, contribuir para a construção de relações baseadas na confiança, na integridade e no respeito, incluindo os órgãos públicos.

É responsabilidade do Comitê de Ética monitorar todas as políticas, procedimentos e processos da Companhia relacionados à prevenção de corrupção e suborno. Nossos controles internos incluem medidas de prevenção, detecção e remediação de atos ilícitos. O canal de denúncia gerido pelo Comitê de Ética é um meio sigiloso e com opção de anonimato com a função de receber e apurar denúncias de situações que contrariem os procedimentos e as normas da Companhia. Todas as comunicações relatadas são mantidas em sigilo e tem a garantia de não retaliação.

A Sinop Energia possui um processo estruturado de gestão de riscos corporativos, visando mitigar os riscos operacionais, financeiros, socioambientais e regulatórios, sendo que esse processo conta com a revisão periódica pela Diretoria Estatutária. Nessa estrutura de sistema normativo, as políticas tratam de diretrizes estratégicas, enquanto as normas e procedimentos tem foco nos aspectos operacionais de gestão. Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia possuía 10 políticas e 34 normas e procedimentos vigentes. Maiores detalhes sobre este assunto estão disponíveis no Formulário de Referência da Companhia.

3.2. Estrutura da Administração

O artigo 11º do Estatuto Social da Companhia estabelece os seguintes órgãos da estrutura administrativa: (i) Assembleia Geral; (ii) Conselho de Administração; (iii) Diretoria Estatutária; e (iv) Conselho Fiscal. Adicionalmente, o Conselho de Administração deliberou a criação de seis Comitês Técnicos de Apoio ao Conselho de Administração e à Diretoria da Companhia.

Para maior detalhamento sobre a experiência profissional dos membros da Administração, os prazos dos seus respectivos mandatos, dentre outras informações, consultar o Formulário de Referência da Companhia.

3.2.1. Assembleia Geral de Acionistas

A Assembleia Geral (“AG”) é o órgão deliberativo máximo da Companhia e se reúne ordinariamente uma vez por ano, nos quatro primeiros meses seguintes ao encerramento de cada exercício social, ou extraordinariamente para deliberar sobre as matérias constantes do artigo 132º da Lei das S/A, conforme alterada, sempre que os interesses sociais o exigirem ou quando convocada por acionista, respeitadas as disposições legais.

As deliberações da Assembleia Geral sobre os temas elencados no artigo 17º do Estatuto Social serão tomadas por maioria absoluta de votos. Caso a AG delibere acerca de negócio jurídico entre partes relacionadas, o(s) respectivo(s) acionista(s) não poderá(ão) votar quando da deliberação, em razão de conflito de interesse presumido. Por fim, os acionistas exercerão o seu direito de voto nas Assembleias Gerais em conformidade com as disposições do Acordo de Acionistas celebrado em 11 de dezembro de 2014.

3.2.2. Conselho de Administração

O Conselho de Administração (“CA”) é composto de quatro integrantes e seus respectivos suplentes que são eleitos pela Assembleia Geral para um mandato unificado de três anos, permitidas reeleições, e se estendendo os respectivos mandatos até a eleição e investidura de Conselheiros subsequentes. Caberá à Assembleia Geral designar o Presidente do CA. As deliberações do Conselho de Administração serão tomadas por voto afirmativo de todos os integrantes do CA. De acordo com as melhores práticas de governança, nenhum dos membros do Conselho de Administração exerce cargo ou função na Companhia.

Composição do Conselho de Administração em 31/12/18

Membros Efetivos	Membros Suplentes
Yann des Longchamps <i>Presidente do Conselho de Administração</i>	Ricardo Barsotti <i>Membro Suplente</i>
Adriano Soares da Costa <i>Membro Efetivo</i>	Antônio Florentino de Medeiros Filho <i>Membro Suplente</i>
Antoine Charles Cornelius Badinier <i>Membro Efetivo</i>	Pierre André Bradier <i>Membro Suplente</i>
Astrogildo Fraguglia Quental <i>Membro Efetivo</i>	Renato Kovalski Kaminski <i>Membro Suplente</i>

As competências legais do CA da Companhia, além daquelas definidas pelo artigo 142º da Lei das S/A, estão descritas no artigo 23º do Estatuto Social. Em termos práticos, o Conselho de Administração é o órgão de deliberação colegiado, responsável por, dentre outras incumbências, estabelecer as diretrizes e políticas gerais de negócios da Companhia. Este órgão é também responsável pela supervisão da gestão dos diretores e pelo monitoramento da implementação de políticas e diretrizes estabelecidas pelo Conselho de Administração.

3.2.3. Diretoria Estatutária

O Estatuto Social da Companhia estabelece que a Diretoria seja composta por, no mínimo, dois e, no máximo, cinco diretores, designados (i) Diretor Presidente; (ii) Diretor de Engenharia e Construção; (iii) Diretor de Meio Ambiente; (iv) Diretor Administrativo e Financeiro; e (v) Diretor de Relações com Investidores, todos residentes no País, eleitos pelo Conselho de Administração para um mandato unificado de três anos, podendo ser reeleitos, individual ou conjuntamente e sendo permitida a cumulação de cargos da Diretoria por uma mesma pessoa. O prazo de gestão dos Diretores da Companhia se estenderá até a investidura dos novos administradores eleitos pelo Conselho de Administração.

Entre 03 de abril de 2018 e 24 de setembro de 2018, o Sr. Ricardo Murilo Padilha de Araújo assumiu interinamente o cargo de Diretor de Engenharia e Construção até a eleição do Sr. Warfield Ramos Tomaz para o cargo de Diretor de Engenharia e Construção.

Em 31 de dezembro de 2018, a Diretoria era composta por quatro diretores, sendo o cargo de Diretor de Relações com Investidores cumulado pelo Diretor Administrativo e Financeiro.

Composição da Diretoria Estatutária em 31/12/18

Membro da Diretoria Estatutária	Cargo
Jean-Christophe Marcel Jos Delvallet	Diretor Presidente
Warfield Ramos Tomaz	Diretor de Engenharia e Construção
Ricardo Murilo Padilha de Araújo	Diretor de Meio Ambiente
Mauro de Almeida Santos	Diretor Administrativo e Financeiro e de Relações com Investidores

A Diretoria é o órgão executivo da Companhia. Os Diretores são investidos de todos os poderes necessários à representação, administração e gestão dos negócios sociais, assim como para a prática de todas as operações relacionadas com o objeto social, com as limitações estabelecidas no Estatuto Social e ressalvadas as matérias de competência privativa da Assembleia Geral e aquelas atribuídas ao Conselho de Administração. Além das responsabilidades previstas no Estatuto Social e na legislação aplicável, as atribuições gerenciais específicas de cada Diretor estão descritas no Formulário de Referência.

3.2.4. Conselho Fiscal

O Estatuto Social da Companhia estabelece um Conselho Fiscal de funcionamento permanente, composto de três membros efetivos e seus respectivos suplentes em igual número, eleitos pela Assembleia Geral para um mandato de um ano, sendo permitida a reeleição. Os membros titulares do Conselho Fiscal e seus respectivos suplentes não exercem nenhum outro cargo ou função na Companhia.

Composição do Conselho Fiscal em 31/12/18

Membros Efetivos	Membros Suplentes
Sérgio Carvalho Aguiar <i>Presidente do Conselho Fiscal</i>	Carlos Alberto Rizzo Hoeller <i>Membro Suplente</i>
Túlio Neiva Rizzo <i>Membro Efetivo</i>	Nilzete Freitas da Silva <i>Membro Suplente</i>
Cleber José de Souza Villa Verde <i>Membro Efetivo</i>	Fernando Antônio Cavalcanti Teixeira <i>Membro Suplente</i>

O Conselho Fiscal é um órgão fiscalizador independente da Diretoria Executiva, do Conselho de Administração e da auditoria externa da Companhia. A responsabilidade principal do Conselho Fiscal é rever as atividades gerenciais e as demonstrações financeiras, relatando suas observações aos acionistas. As competências do Conselho Fiscal estão previstas na Lei das S/A.

Comitês Técnicos de Apoio ao Conselho de Administração e à Diretoria (“Comitês Técnicos”)

Por determinação do Conselho de Administração, a Companhia possui os seguintes Comitês Técnicos: (i) Comitê de Coordenação; (ii) Comitê de Engenharia; (iii) Comitê de Meio Ambiente; (iv) Comitê Financeiro; (v) Comitê Jurídico; e (vi) Comitê de Auditoria (não estatutário). Os Comitês Técnicos se reúnem quando convocados pelo coordenador do respectivo comitê. Cada Comitê Técnico possui três membros, sendo um membro indicado por cada um dos três acionistas.

4. Gestão Econômico-Financeira

4.1. Análise macroeconômica

4.1.1. Visão Geral

Em 2018, a situação econômica no Brasil foi marcada novamente pelo baixo crescimento e grandes incertezas internas (eleição presidencial, insegurança jurídica associada à crise política, greve dos caminhoneiros, etc.) e externas (guerra comercial EUA x China, crise socioeconômica em Venezuela, instabilidade política na Europa, etc.). No mercado de energia, o consumo nacional de energia cresceu 1,1% em 2018, taxa igual ao crescimento do Produto Interno Bruto (“PIB”) no mesmo período.

4.1.2. Desempenho do Produto Interno Bruto (“PIB”)

De acordo com dados publicados pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (“IBGE”), em 2018, o PIB do Brasil cresceu 1,1%, após alta de 1,0% no ano anterior e retrações de 3,5% em 2015, e 3,3% em 2016. Os três segmentos empresariais que compõem o indicador apresentaram altas: Agropecuária (+0,1%); Indústria (+0,6%) e Serviços (+1,3%). Entre os componentes da demanda interna, registrou-se aumento no Consumo das Famílias (+1,9%) e da Formação Bruta de Capital Fixo (“FBCF”) (+4,1%), representando positivo após uma sequência de quatro anos negativos. O desempenho positivo do FBCF é um indicador que contribui para a percepção da recuperação da atividade econômica. Os Gastos do Governo se mantiveram neutro (0,0%). Por fim, o PIB totalizou R\$ 6,8 trilhões em 2018, enquanto o PIB per capita variou 0,3% em termos reais, fechando o período em R\$ 32.747 (trinta e dois mil, setecentos e quarenta e sete reais). Lembramos que o nível de atividade econômica e renda é correlato ao nível de consumo de energia elétrica.

4.1.3. Inflação

O Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (“IPCA”), principal indicador de inflação ao consumidor final, ficou em 3,75% no ano, abaixo da meta do Banco Central do Brasil de 4,5%, com tolerância de 1,5 ponto percentual para cima ou para baixo, ou seja, podendo variar entre 3,0% e 6,0%.

A Companhia tem exposição significativa ao desempenho do IPCA: (i) 100% das suas obrigações oriundas dos contratos de venda de energia futura que são comercializados no Ambiente de Comercialização Regulado e Livre estão atreladas ao IPCA; e (ii) a atualização monetária da Segunda Emissão de Debêntures da Companhia consiste em juros de 7,9461% a.a. acrescido do IPCA.

4.1.4. Taxa de Câmbio (US\$/Real), Taxa Básica de Juros (SELIC) e Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP)

O dólar americano encerrou o ano valendo R\$ 3,87 (três reais e oitenta e sete centavos), uma valorização de 17,1% no período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2018. Na mesma data, a Companhia não possuía ativos ou passivos denominados em moeda estrangeira.

Diante desse contexto macroeconômico, com destaque ao desempenho da taxa de inflação e da taxa de câmbio mencionados acima, a taxa básica de juros (“SELIC”) chega ao fim de 2018 em 6,5% a.a., o menor patamar histórico desde a implementação do Plano Real. Desta forma, a taxa de juros real implícito em 31 de dezembro de 2018 foi de 2,75%.

A Taxa de Juros de Longo Prazo (“TJLP”), divulgada até o último dia útil do trimestre imediatamente anterior ao de sua vigência, foi instituída pela Medida Provisória nº 684, de 31.10.94, publicada no Diário Oficial da União em 03.11.94, sendo definida como o custo básico dos financiamentos concedidos pelo BNDES; é calculada e divulgada trimestralmente pelo Conselho Monetário Nacional (“CMN”), obedecendo aos parâmetros estabelecidos pela Lei nº 10.183 de 2001. A Companhia tem exposição ao índice, visto que a atualização monetária do saldo devedor do financiamento contratado junto ao BNDES consiste em juros de 2,88% a.a. acrescido da TJLP. A evolução da TJLP ao longo do ano de 2018 está representada na tabela abaixo:

Evolução da TJLP (% a.a.)

1T18	2T18	3T18	4T18
6,75%	6,60%	6,56%	6,98%

Na data de publicação dessas demonstrações financeiras, a TJLP para o primeiro trimestre de 2019 havia sido fixada em 7,03% a.a.

4.2. Considerações sobre o Setor de Energia Elétrica

4.2.1. Segmentação do Consumo de Energia

De acordo com relatório publicado em janeiro de 2019 pela Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”), o consumo nacional de energia aumentou 1,1% em 2018, totalizando 472.242 GWh. Houve crescimento em todos os segmentos de consumidor final: Residencial (+1,2%); Comercial (+0,6%); e Industrial (+1,3%). Numa segmentação do consumo por região geográfica, a região Centro-Oeste, onde a UHE Sinop está localizada, demonstrou o maior patamar de crescimento entre todas as regiões do Brasil com aumento de 2,3% no período, contra 1,7% (Sul), 1,6% (Sudeste) e 1,5% (Nordeste) e, ainda, decréscimo de consumo de 5,8% na região Norte.

O consumo de clientes participantes do “mercado livre” manteve a tendência de aumento e apresentou taxa de crescimento de 6,3% em 2018, contra uma queda da quantidade de clientes inscritos no “mercado cativo” de 1,3% no mesmo período. No Brasil, em 2018, 33% do consumo anual de energia ocorreu no mercado livre (156,6 TWh) e o saldo remanescente no cativo (315,7 TWh). Há uma tendência clara de migração de clientes cativos ao mercado livre, visto que apenas dois anos atrás, a relação citada acima era de um quarto no mercado livre e três quartos no cativo.

4.2.2. Impacto da Hidrologia na Geração de Energia

Apesar da hidrologia apresentar uma pequena melhora em 2018 em relação à 2017, o risco hidrológico continuou elevado em 2018, em particular durante o período tradicionalmente “seco” entre os meses de maio e dezembro. Os volumes de energia que chegaram aos reservatórios continuaram abaixo da média histórica, sendo que em 2018, o valor médio foi de 86%, contra 76% no ano anterior. O Preço de Liquidação das Diferenças (“PLD”) em 2018 atingiu o limite regulatório (R\$ 505,18/MWh) por 10 semanas consecutivas, e o valor médio anual do PLD foi de R\$ 280/MWh. Em janeiro de 2019, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”) informou que o GSF (“*Generation Scaling Factor*”) médio nacional de 2018 foi de 81,6%, contra 79,4% em 2017.

Destacamos a publicação da Resolução Normativa nº 817 (“RN 817”), que estabelece critérios de tratamento do Excedente Financeiro e das Exposições Financeiras na contabilização de energia elétrica no âmbito da CCEE. Até a publicação da RN 817, em caso de haver Excedente Financeiro, o mesmo era utilizado para abatimento de: (i) Exposições Financeiras e (ii) Encargos, de forma intercalada, dos últimos 12 meses (“Encargos”). A partir da entrada em vigor da RN 817, as Exposições Financeiras passam a ser rateadas pelas usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”). Dessa forma, a RN 817 criou um saldo com o montante utilizado para alívio dos Encargos futuros.

4.3. Desempenho Econômico-financeiro

Principais indicadores econômico-financeiros	Unidade	2018	2017	Variação ('18x'17)		2016
				Absoluta	Em %	
Energia Comercializada (ACR)	MWh	94.552	-	94.552	NA	-
Energia Comercializada (ACL)	MWh	752.020	-	752.020	NA	-
Receita líquida com venda de energia elétrica ¹	R\$, mil	133.025	-	133.025	NA	-
Margem bruta	%	-5,5%	-	NA	NA	-
Lucro (prejuízo) líquido	R\$, mil	(266.896)	(434.311)	167.415	NA	(7.142)
Margem líquida	%	-200,6%	NA	NA	NA	NA
Investimentos	R\$, mil	616.878	885.443	(268.565)	-30,3%	525.492
Endividamento	R\$, mil	1.313.597	909.656	403.941	44,4%	740.149
BNDES	R\$, mil	1.076.803	909.656	167.147	18,4%	740.149
Debêntures	R\$, mil	236.794	-	236.794	NA	-
Dívida líquida ²	R\$, mil	1.297.076	693.526	603.550	87,0%	474.914
Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) ³	índice	(7,22)	NA	NA	NA	NA
Índice de capital próprio (ICP) ⁴	%	40%	52%	(12 p.p.)	NA	52%
Índice de liquidez corrente (ILC) ⁵	índice	0,5	1,8	(1,3)	-72,2%	4,7
Número de empregados próprios ⁶	Quantidade	63	92	(29)	-31,5%	88
Lucro (prejuízo) por ação	R\$	(0,16)	(0,38)	0,22	NA	(0,01)
Quantidade de ações ⁷	mil	1.678.156	1.151.101	527.055	45,8%	484.849

1. Nos exercícios de 2016 e 2017, a Companhia encontrava-se em construção e não possuía obrigações contratuais de fornecimento de energia.
2. A Dívida líquida é equivalente ao Endividamento menos o saldo de Caixa e equivalentes e Aplicações financeiras com resgate imediato.
3. Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD): Geração de caixa da atividade (LAJIDA (EBITDA) menos imposto de renda e contribuição social) / Serviço da Dívida (Amortização de principal e pagamento de juros)
4. Índice de Capital Próprio (ICP): Patrimônio Líquido / Ativo Total
5. Índice de liquidez corrente (ILC): Ativo circulante / Passivo circulante
6. Posição no final do período.
7. Média ponderada de ações ordinárias durante o exercício.

4.3.1. Volume, receita operacional bruta e custo com a comercialização de energia elétrica

4.3.1.1. Desempenho em 2018

Na tabela abaixo, apresentamos os volumes, a receita e o custo com a comercialização de energia elétrica no ano de 2018, sendo que o exercício passado foi o primeiro no qual a Companhia obteve receitas e reconheceu custos com a comercialização de energia elétrica. Adiante, a análise dos valores está segregada em três períodos, em função do ambiente regulatório e das circunstâncias contratuais distintas de cada período.

	Ano
Item	2018
Energia Vendida (MWh)	846.571
Receita Bruta com Venda de Energia (R\$, mil)	146.762
Prêmio Recebido por Descontratação (R\$)	12.722
Receita Bruta (R\$)	159.484
(-) PIS/COFINS s/RB c/Venda de Energia	(13.575)
(-) Encargos Setoriais s/RB	(162)
Receita Líquida (R\$)	145.747
Energia Adquirida (MWh)	846.992
Custos com a Aquisição de Energia (R\$)	162.249
(-) Crédito PIS/COFINS	(15.008)
(-) Reversão de Provisão dos Termos de Ajuste Financeiro	(8.860)
Prêmio Devido por Descontratação (R\$)	12.174
Encargos de uso do sistema elétrico (EUST)	3.267
(-) Crédito PIS/COFINS	(302)
(+) Estorno Crédito PIS/COFINS	254
Custos com Energia Elétrica (R\$)	153.774

Período 1: Período entre 1º de janeiro de 2018 e a obtenção da excludente de responsabilidade

De acordo com os termos da Cláusula 7ª, Inciso XIV, do Contrato de Concessão firmado entre a Companhia e o Ministério de Minas e Energia em 26 de fevereiro de 2014, a data prevista para entrada em operação comercial da primeira unidade geradora da UHE Sinop era 1º de janeiro de 2018. Em 09 de março de 2015, a Companhia celebrou 34 contratos do tipo Compra de Energia no Ambiente Regulado (“CCEAR”) para fornecer energia gerada pela UHE Sinop aos clientes-contrapartes para um período de 30 anos a partir de 1º de janeiro de 2018.

Adicionalmente, a Companhia havia firmado um Acordo Bilateral de opção de compra e venda de energia e de lastro de energia individualmente com cada um dos seus dois acionistas minoritários, a Centrais Elétricas do Norte S.A. – ELETRONORTE (contrato original celebrado em 26 de agosto de 2016 e primeiro aditivo celebrado em 15 de fevereiro de 2018) e a Companhia Hidrelétrica do São Francisco – CHESF (contrato celebrado em 11 de agosto de 2016 e primeiro aditivo celebrado em 15 de fevereiro de 2018).

Os primeiros aditivos aos respectivos Acordos Bilaterais com os acionistas CHESF e ELETRONORTE foram celebrados, simultaneamente, em 15 de fevereiro de 2018 para adequar

as condições desse documento tendo em vista o atraso, para dezembro de 2018, do início das operações da UHE Sinop, e a conseqüente impossibilidade de geração e entrega, durante ao ano de 2018, da energia comercializada no âmbito dos Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (“CCVEE”) firmados no ACL entre a Companhia e seus acionistas CHESF e ELETRONORTE, bem como a decisão da Companhia de postergar para o 1º de janeiro de 2019 a data de início de suprimento de energia estabelecida nos referidos CCVEE.

Devido ao atraso na obtenção da Licença de Operação pelos motivos descritos na Nota Explicativa nº 1, a Companhia estava impossibilitada de entrar em operação na data prevista no Contrato de Concessão. Para honrar suas obrigações de entrega de energia a Companhia firmou um contrato para adquirir energia, com volume máximo de 96,133 MWmédio, junto ao seu acionista ELETRONORTE. Portanto, no período de janeiro de 2018 e fevereiro de 2018, a Companhia cumpriu integralmente suas obrigações de fornecimento de energia.

Em 6 de fevereiro de 2018, a Diretoria da ANEEL, através do Despacho nº 318, tendo em vista a deliberação da Diretoria e o que consta no Processo nº 48500.005654/2013-48, decidiu:

- (i) Indeferir o pedido de reconhecimento de excludente de responsabilidade referente ao período de suspensão da Licença de Implantação e ao atraso da imissão na posse das terras necessárias à construção do empreendimento hidrelétrico.
- (ii) Reconhecer 11 meses como excludente de responsabilidade, em razão da morosidade para concessão das Autorizações para Supressão Vegetal, ASV Solo e ASV Rocha.
- (iii) Determinar que o período reconhecido como excludente de responsabilidade deve ser refletido em novo cronograma contratual, bem como na alteração dos prazos inicial e final dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado.
- (iv) Afastar, pelo período definido no item (ii), a Concessionária de todas as obrigações relacionadas a aquisição e aporte de lastro e de outras garantias, bem como de todas as penalidades e encargos decorrentes do atraso da operação comercial da UHE Sinop.

Em atendimento ao item (iii), o cronograma perante o Poder Concedente para o início de suprimento de energia foi alterado para 1º de dezembro de 2018 e, ainda, os prazos inicial e final dos CCEAR foram ajustados para 1º de dezembro de 2018 e 30 de novembro de 2048, respectivamente, e dos CCVEEs junto aos acionistas CHESF e ELETRONORTE foram ajustados para 1º de janeiro de 2019 e 31 de dezembro de 2047, respectivamente, por meio de aditivos contratuais.

No primeiro trimestre de 2018, a Companhia, em função da obtenção da excludente de responsabilidade perante a ANEEL, procedeu com o estorno das provisões constituídas em dezembro de 2017 referente aos Termos de Ajuste Financeiro no montante de R\$ 8.860.

Período 2: Período beneficiado pela obtenção da Excludente de Responsabilidade perante a ANEEL

Considerando que, em função da obtenção da excludente de responsabilidade, o direito da Companhia de adquirir energia resultou em oportunidade de negócios e, desta forma, a Companhia buscou alternativas no mercado para potencialmente comercializar energia a

terceiros. Em março de 2018, a Companhia firmou parceria com uma renomada comercializadora de energia devidamente autorizada pela ANEEL e membro da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (“EUST”)

Em novembro de 2018, considerando que a data prevista para entrada em operação comercial era 1º de dezembro de 2018, o Operador Nacional do Sistema Elétrico iniciou a cobrança do Encargo de Uso da Transmissão (“EUST”) referente ao Montante de Uso do Sistema de Transmissão (“MUST”) de 197,660 MW no valor bruto de R\$ 1.633.

Período 3: Período entre 1º de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2018

Findo o período da excludente de responsabilidade, mas ainda em estágio pré-operacional, a Companhia comercializou o volume de 94.551,63 MWmédio.

Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (“EUST”)

- (a) Em dezembro de 2018, o Operador Nacional do Sistema Elétrico efetuou a cobrança do Encargo de Uso do Sistema de Transmissão referente ao Montante de Uso do Sistema de Transmissão de 197,660 MW no valor bruto de R\$ 1.634.
- (b) Conforme apresentado na Nota Explicativa nº 27, a Companhia incorreu e recolheu valores referente ao EUST no montante de R\$ 19.005 durante período entre 1º de dezembro de 2017 e 30 de junho de 2018, que, em função da obtenção da excludente de responsabilidade, foram subsequentemente considerados indevidos por meio do Ofício nº 43/2008-SRT/SCG/ANEEL. O saldo do crédito referente ao recolhimento do EUST será compensado mensalmente a partir do início da atividade de geração de energia elétrica até sua realização total. Em 31 de julho de 2018, com base no estipulado pelo Ofício nº 43/2008-SRT/SCG/ANEEL citado acima, a Companhia reclassificou R\$ 18.473 para o Ativo Circulante - Despesas antecipadas (Nota Explicativa nº 10).

A partir de 1º de dezembro de 2018 a Companhia iniciou as apropriações do saldo do Ativo Circulante - Despesas Antecipadas, conforme orientação do ONS, para compensar a cobrança de R\$ 1.634 mencionado acima.

Ainda no mês de dezembro de 2018, em função da obtenção da excludente de responsabilidade, houve o estorno de PIS e COFINS a recuperar no montante de R\$ 254. Esclarecemos que, a partir de 1º de janeiro de 2019, a ONS passará a efetuar cobrança referente ao Montante de Uso do Sistema de Transmissão (“MUST”) de 395,700 MW, no montante bruto de aproximadamente R\$ 3.270, em função da previsão no Contrato de Concessão da entrada em operação da 2ª Unidade Geradora da Companhia.

Encargo com P&D do Setor Elétrico

A partir de 1º de dezembro de 2018, também em função da data prevista para a entrada em operação comercial, a ANEEL, embasada nos termos da Lei Federal nº 9991, de 24 de julho de 2000, e regulamentação específica, efetuou cobrança do encargo setorial de, no mínimo, 1% de sua Receita Operacional Líquida em Pesquisa e Desenvolvimento do Setor Elétrico, o que totalizou R\$ 162 no período supracitado.

4.3.1.2. Desempenho em 2017

No quarto trimestre de 2017, visando mitigar o impacto financeiro de um eventual atraso em operação comercial da UHE Sinop além do prazo original no Contrato de Concessão de 1º de janeiro de 2018 para a 1ª Unidade Geradora e de 1º de fevereiro de 2018 para a 2ª Unidade Geradora, a Companhia incorreu os seguintes custos associados à desconstrução de fornecimento de energia elétrica:

- Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”): Um prêmio no montante de R\$ 30.072 decorrente dos Termos de Ajuste Financeiro (“TAF”) executados a título de compensação financeira em função da desconstrução de energia realizada pela Companhia no âmbito dos CCEARs; e
- Ambiente de Contratação Livre (“ACL”): Um prêmio no montante de R\$ 4.733 devido à ELETRONORTE incorrido no âmbito do Contrato de Compra de Energia firmado entre as partes, em função da desconstrução, pela Companhia, por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (“MCSD”).

Encargo de Uso do Sistema de Transmissão

Além dos custos mencionados acima, em dezembro de 2017, considerando que a data prevista para entrada em operação comercial era 1º de janeiro de 2018, o Operador Nacional do Sistema Elétrico iniciou a cobrança do Encargo de Uso do Sistema de Transmissão referente ao Montante de Uso do Sistema de Transmissão de 197,660 MW no valor bruto de R\$ 1.582 (R\$ 1.486 líquido do crédito de PIS e COFINS).

4.3.2. Despesas gerais e administrativas

Abaixo apresentamos as Despesas gerais e administrativas, segregadas, para fins de análise, entre despesas gerenciáveis e não-gerenciáveis. A categoria de Despesas gerais e administrativas não-gerenciáveis contempla lançamentos meramente contábeis: (i) a Provisão para redução do valor recuperável; e (ii) a despesas com Depreciação e amortização.

Despesas Gerais e Administrativas (Gerenciáveis)	2018	Variação ('18 x '17)		2017	Variação ('17 x '16)		2016
		R\$	%		R\$	%	
Pessoal, encargos e benefícios	(9.094)	(1.361)	18%	(7.733)	(1.332)	21%	(6.401)
Serviços de terceiros	(12.898)	(7.952)	161%	(4.946)	(2.660)	116%	(2.286)
Arrendamentos e alugueis	(389)	(27)	7%	(362)	39	-10%	(401)
Passagens e hospedagens	(660)	40	-6%	(700)	123	-15%	(823)
Materiais	(195)	52	-21%	(247)	35	-12%	(282)
Outras despesas gerais	(1.367)	62	-4%	(1.429)	(946)	196%	(483)
Despesas Gerais e Administrativas (Gerenciáveis)	(24.603)	(9.186)	60%	(15.417)	(4.741)	44%	(10.676)

Despesas Gerais e Administrativas (Não-Gerenciáveis)	2018	Variação ('18 x '17)		2017	Variação ('17 x '16)		2016
		R\$	%		R\$	%	
Provisões para Redução ao Valor Recuperável - <i>Impairment</i>	(376.458)	237.017	-39%	(613.475)	(613.475)	NA	-
Depreciações e amortizações	(656)	(238)	57%	(418)	(54)	15%	(364)
Despesas Gerais e Administrativas (Não-Gerenciáveis)	(377.114)	236.779	-39%	(613.893)	(613.529)	NA	(364)

Total Despesas Gerais e Administrativas	(401.717)	227.593	-36%	(629.310)	(618.270)	5600%	(11.040)
--	------------------	----------------	-------------	------------------	------------------	--------------	-----------------

4.3.2.1. Despesas gerais e administrativas gerenciáveis

Pessoal, encargos e benefícios

Pessoal, encargos e benefícios	2018	Variação ('18 x '17)		2017	Variação ('17 x '16)		2016
		R\$	%		R\$	%	
Remuneração funcionários	(9.094)	(1.361)	18%	(7.733)	(1.332)	21%	(6.401)
HC (Final do Período)	63	(29)	-32%	92	4	5%	88
Pessoal, encargos e benefícios - Funcionários	(5.387)	(847)	19%	(4.540)	(769)	20%	(3.771)
Pessoal, encargos e benefícios - Administração e Conselho Fiscal	(3.707)	(514)	16%	(3.193)	(563)	21%	(2.630)
Remuneração	(6.192)	(1.215)	24%	(4.977)	(1.147)	30%	(3.830)
Remuneração dos funcionários	(3.515)	(417)	13%	(3.098)	(598)	24%	(2.500)
Remuneração do Conselho de Administração e diretores	(2.479)	(754)	44%	(1.725)	(519)	43%	(1.206)
Remuneração do Conselho Fiscal	(198)	(44)	29%	(154)	(30)	24%	(124)
Encargos trabalhistas	(1.677)	(88)	6%	(1.589)	(162)	11%	(1.427)
Encargos trabalhistas dos funcionários	(960)	(251)	35%	(709)	(141)	25%	(568)
Encargos trabalhistas e sociais do Conselho de Administração e diretores	(717)	163	-19%	(880)	(21)	2%	(859)
Benefícios	(1.225)	(58)	5%	(1.167)	(23)	2%	(1.144)
Benefícios dos funcionários	(912)	(179)	24%	(733)	(30)	4%	(703)
Benefícios do Conselho de Administração e diretores	(313)	121	-28%	(434)	7	-2%	(441)

O aumento em 2018 *versus* 2017 na conta de Pessoal, encargos e benefícios deve se, principalmente, aos seguintes fatores, em ordem decrescente (de maior ao menor influência na contribuição ao aumento de despesa): (i) Despesas de rescisão incorridos com a desmobilização de funcionários, que acelerou-se no quarto trimestre de 2018 em função do estágio avançado do avanço das obras da UHE Sinop (veja quadro de *headcount* abaixo); (ii) Reconhecimento pelo período integral do exercício da remuneração do Diretor Presidente em 2018, enquanto o resultado de 2017 reflete apenas aproximadamente seis meses, visto que o mesmo foi eleito ao cargo pelo Conselho de Administração em 16 de maio de 2017; e (iii) Impacto do reajuste salarial referente ao ano anterior de 4,1% a partir de maio de 2017.

Em 2018, a redução observada nas contas de encargos trabalhistas e benefícios do Conselho de Administração e Diretores deve-se ao fato que o cargo de Diretor de Engenharia e Construção foi acumulado temporariamente, sem remuneração adicional, pelo Diretor de Meio Ambiente entre 03 de abril de 2018 e 24 de setembro de 2018.

A variação em 2017 *versus* 2016 na conta de Pessoal, encargos e benefícios ocorreu principalmente devido: (i) Despesas de rescisão incorridos com a substituição e desmobilização de funcionários; (ii) Reconhecimento da remuneração do Diretor Presidente durante o período entre 16 de maio de 2017

e 31 de dezembro de 2017 (o cargo de Diretor Presidente esteve vago durante a totalidade do exercício de 2016 e no exercício de 2017 até a eleição do Diretor Presidente em 16 de maio de 2017); e (iii) Impacto do reajuste salarial referente ao ano anterior de 9,3% a partir de maio de 2016.

Serviços de Terceiros

	2018	Variação ('18 x '17)		2017	Variação ('17 x '16)		2016
		R\$	%		R\$	%	
Serviços de terceiros	(12.898)	(7.952)	161%	(4.946)	(2.660)	116%	(2.286)
Assessoria e consultoria de O&M	(6.339)	(6.339)	na	-	na	0%	-
Consultorias, honorários advocatícios e contábeis	(4.837)	(1.495)	45%	(3.342)	(2.422)	263%	(920)
Manutenção e instalação de equipamentos e sistema ERP	(678)	(73)	12%	(605)	5	-1%	(610)
Telefonia, Internet, água e energia elétrica	(366)	(6)	2%	(360)	(102)	40%	(258)
Monitoramento e vigilância	(250)	33	-12%	(283)	(92)	48%	(191)
Transportes	(47)	(2)	4%	(45)	(4)	10%	(41)
Outros	(381)	(70)	23%	(311)	(45)	17%	(266)

Em 2018, considerando a iminência da entrada em operação das unidades geradoras, a Companhia, após condução de processo de concorrência, firmou contrato com a EDF Norte Fluminense Serviços e Projetos em Geração de Energia Ltda. (“EDF Projetos”), subsidiária integral do controlador da Companhia, Usina Termelétrica Norte Fluminense S.A., para a realização de serviços de Assessoria e Consultoria de O&M da UHE Sinop. A contratação seguiu todas as regras para a realização de contratação com partes relacionadas, inclusive contando com a abstenção dos membros do Conselho de Administração quando da deliberação da contratação. Da variação anual da conta de Consultorias, honorários advocatícios e contábeis, 89% foi incorrido em função de prestação de serviços referente à emissão das debêntures.

No exercício de 2017, apesar de não se concretizar em função das condições adversas, a Companhia já havia incorrido despesas significativas com consultorias, honorários advocatícios e contábeis em função da prestação de serviços durante as fases de obtenção de registro de empresa de capital aberta junto a Comissão de Valores Mobiliários e de estruturação da transação de captação de recursos por meio da emissão de debêntures.

Demais contas de Despesas gerais e administrativas gerenciáveis

As demais contas de despesas gerais administrativas, exceto o valor referente aos alugueis e arrendamentos que sofrem reajuste anual para recompor perdas com inflação, apresentam queda no exercício de 2018 em relação de 2017 em função do início da desmobilização de colaboradores próprios ao longo do exercício de 2018. Em 2017, registrou-se um aumento significativo nas demais contas de despesas gerais administrativas em função da fase intensa de atividades de suporte ao desenvolvimento e construção da UHE Sinop, tais como a locação de espaço comercial adicional para abrigar funcionários, dentre outras.

4.3.2.2. Despesas gerais e administrativas não-gerenciáveis em 2018

Para informações detalhadas sobre a Provisão para recuperação ao valor recuperável e a despesa com Depreciação e amortização, favor consultar Nota Explicativa nº 14 (Imobilizado).

4.3.3. Lucro (prejuízo) operacional

A Sinop Energia, principalmente em função do atraso da obtenção da Licença de Operação, incorreu custos e despesas superiores à obtenção de receita. Em 2018, a Companhia, ainda em

fase pré-operacional, apresentou prejuízo operacional de R\$ 409.744, contra prejuízo operacional de R\$ 665.601 e R\$ 11.040 em 2017 e 2016, respectivamente. O reconhecimento da Provisão para recuperação ao valor recuperável é o fator que mais contribuiu ao prejuízo operacional em 2018 e 2017.

4.3.4. Resultado financeiro

Resultado financeiro	2018	2017	2016
Receitas financeiras	5.882	8.420	948
Renda de aplicações financeiras	5.809	8.008	823
Provisão não realizada	-	377	-
Descontos obtidos	73	13	2
Variações monetárias	-	22	123
Despesas financeiras	(549)	(382)	(719)
IOF	(87)	(363)	(522)
Juros e multas	(376)	(17)	(193)
Outras despesas financeiras	(86)	(2)	(4)
Resultado financeiro	5.333	8.038	229

(c) 4.3.4.1. Receitas financeiras

(d) A renda com aplicações financeiras em 2018 foi inferior ao montante obtido em 2017 em função do saldo médio de caixa ser menor em 2018. Em 2017, foram realizados aportes e houve integralização de R\$ 657.200 pelos acionistas, comparados com R\$ 192.363 integralizados e Adiantamento para futuro aumento de capital (“AFAC”) de R\$ 178.000 em 2016.

(e)

(f)

(g) 4.3.4.2. Despesas financeiras

Em 31 de dezembro de 2018 e 2017, o montante de IOF pago pela Companhia originou-se de aplicações financeiras que permaneceram investidas por menos de 30 dias.

4.3.5. Lucro (Prejuízo) líquido

Em 2018, a Companhia apresentou prejuízo líquido de R\$ 266.896, contra prejuízo líquido de R\$ 434.311 e R\$ 7.142 em 2017 e 2016, respectivamente. O prejuízo por ação foi de R\$ 0,16 (dezesesseis centavos de real), R\$ 0,38 (trinta e oito centavos de real) e R\$ 0,01 (um centavo de real) em 2018, 2017 e 2016, respectivamente.

4.3.6. Investimentos

Em 2018, a Companhia realizou a aquisição de ativos imobilizados no montante de R\$ 616.878, contra R\$ 885.443 e R\$ 525.492 em 2017 e 2016, respectivamente. Abaixo contextualizamos os investimentos considerando os principais marcos da construção do empreendimento desde seu início em 2014:

Marcos da construção do empreendimento em 2014

PREPARAÇÃO EM SOLO ROCHOSO

- Em agosto de 2014, foi realizada a primeira preparação em solo rochoso no canteiro de obras da Usina Hidrelétrica Sinop. O objetivo foi preparar a área para instalação da central de britagem e, ainda, obter material para ser utilizado durante as obras.

PRIMEIRAS UNIDADES INDUSTRIAIS

- Em setembro de 2014, iniciou-se a construção das primeiras Unidades Industriais da UHE Sinop, dando suporte necessário à barragem do Empreendimento. Fazem parte das unidades as centrais de britagem, carpintaria, pré-moldados e armação (ferragem) e, ainda, construção dos alojamentos e refeitório.

Marcos da construção do empreendimento em 2015

ENSECADEIRA DE 1ª FASE

- No mês de julho, foi concluída a Ensecadeira de 1ª Fase, situada a jusante das estruturas de concreto. A estrutura era uma pequena barragem provisória, construída na margem sem interromper o seu curso. Ela permite a construção, com segurança, das estruturas abaixo do nível do rio.

CASA DE FORÇA

- No final de agosto iniciaram os trabalhos de construção da Casa de Força da UHE Sinop. Primeiramente foram realizadas a limpeza e preparação da fundação da estrutura e, em seguida, a aplicação de forma e concretagem de regularização. A estrutura irá abrigar os equipamentos eletromecânicos responsáveis pela produção de energia, dentre eles, as turbinas e os geradores.

Marcos da construção do empreendimento em 2016

TESTES NAS ESTRUTURAS

- Em julho de 2016 foram realizados os primeiros testes em equipamentos eletromecânicos da UHE Sinop. O primeiro teste realizado foi a movimentação das comportas das adufas de desvio. Na sequência foi testada a comporta reserva, liberando, assim, as adufas para o desvio do rio.

INICIADA CONCRETAGEM

- No início de agosto de 2016, deu-se início ao lançamento de concreto no pilar central da tomada d'água da UHE Sinop. Este pilar complementa as estruturas principais, onde realizará a montagem das comportas para controle de entrada da água que passará pelas turbinas.

MONTAGEM DO PRIMEIRO PRÉ-DISTRIBUIDOR

- Ainda em agosto, iniciou-se a montagem do primeiro pré-distribuidor de uma das turbinas da casa de força da UHE Sinop. Essa estrutura é responsável por receber e canalizar o fluxo de água captado direcionando-o de forma eficiente em todo perímetro das partes girantes da turbina.

PRIMEIRO TRANSFORMADOR

- Na primeira semana de outubro, o Empreendimento recebeu o primeiro transformador elevador que será utilizado na transmissão da energia elétrica produzida.

Marcos da construção do empreendimento em 2017

MONTAGEM DA PRIMEIRA COMPORTA

- A equipe de montagem eletromecânica da UHE Sinop iniciou o ano de 2017 posicionando o primeiro painel da comporta segmento do vão três do vertedouro, esquerda hidráulica desta estrutura. Esta comporta permite regular a vazão do rio Teles Pires durante os períodos de cheia.

BARRAGEM COMEÇA A SER CONSTRUÍDA

- No mês de agosto foi dado início a construção da barragem da UHE Sinop. Foram usados mais de 1,3 milhão de metros cúbicos de solo argiloso, areia e arenito.

DESVIO DO RIO TELES PIRES

- No mês de abril, foi concluído o desvio do rio Teles Pires. Desde então, as águas do rio passam pelas adufas de desvio, liberando a área da calha do rio para construção da barragem.

Marcos da construção do empreendimento em 2018

ATIVIDADES DIVERSAS

- Finalização das obras civis;
- Conclusão da barragem;
- Avanço Global do Empreendimento em 99,8%;

4.3.7. Endividamento Líquido e Indicadores de Alavancagem e Liquidez

Em 31 de dezembro de 2018, a dívida bruta, composta pela Segunda Emissão e pelo financiamento contratado junto ao BNDES, totalizava R\$ 1.313,6 milhões.

Durante o terceiro trimestre de 2018, a Companhia concluiu com êxito a segunda emissão de debêntures simples, o que resultou na captação líquida de R\$ 223,7 milhões (já deduzidos os encargos da transação).

Em julho de 2018, iniciou-se a amortização da dívida contratada perante o BNDES, sendo o montante total pago no exercício a título de juros e de principal foi de R\$ 45,6 milhões e R\$ 11,0 milhões, respectivamente. Adicionalmente, em 31 de dezembro de 2018, a Companhia havia constituído o saldo total de R\$ 56,6 milhões a título de contas reserva e conta reserva adicional, conforme descrito detalhadamente na Nota Explicativa nº 12 (Fundos Vinculados).

Abaixo apresentamos a evolução dos principais indicadores de alavancagem e liquidez ao longo do exercício de 2018:

Valores em R\$ milhões	Período encerrado em				
	31/12/18	30/09/18	30/06/18	31/03/18	31/12/17
Debêntures¹	236,8	229,7	-	-	-
Circulante	5,9	5,7	-	-	-
Não circulante	230,9	224,0	-	-	-
Empréstimo BNDES	1.076,8	991,2	971,3	931,5	909,7
Circulante	99,0	75,4	73,8	70,6	22,3
Não circulante	977,8	915,8	897,5	861,0	887,4
Endividamento bruto	1.313,6	1.220,9	971,3	931,5	909,7
(-) Caixa e equivalentes de caixa	0,5	3,8	2,8	3,4	1,1
(-) Aplicações financeiras ²	16,0	75,5	30,5	190,4	215,0
Endividamento líquido	1.297,1	1.147,6	938,0	737,7	693,5
Patrimônio líquido	978,1	1.233,4	1.223,2	1.229,4	1.101,0
Grau de alavancagem³	57,0%	48,1%	43,4%	37,5%	38,6%
Patrimônio líquido	978,1	1.233,4	1.223,2	1.229,4	1.101,0
Ativo total	2.433,1	2.557,6	2.311,3	2.258,4	2.135,7
Índice de capital próprio⁴	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5
Ativo circulante	84,8	146,4	75,4	209,2	226,8
Passivo circulante	175,1	161,8	168,3	146,0	123,7
Índice de liquidez corrente⁵	0,5	0,9	0,4	1,4	1,8

- 1) O valor apresentado acima e no balanço patrimonial foi contabilizado de acordo com CPC 20.
- 2) As aplicações financeiras são resgatáveis em qualquer momento sem redução do valor pactuado.
- 3) Endividamento líquido / (Endividamento líquido + Patrimônio líquido)
- 4) Patrimônio líquido / Ativo total
- 5) Ativo circulante / Passivo circulante

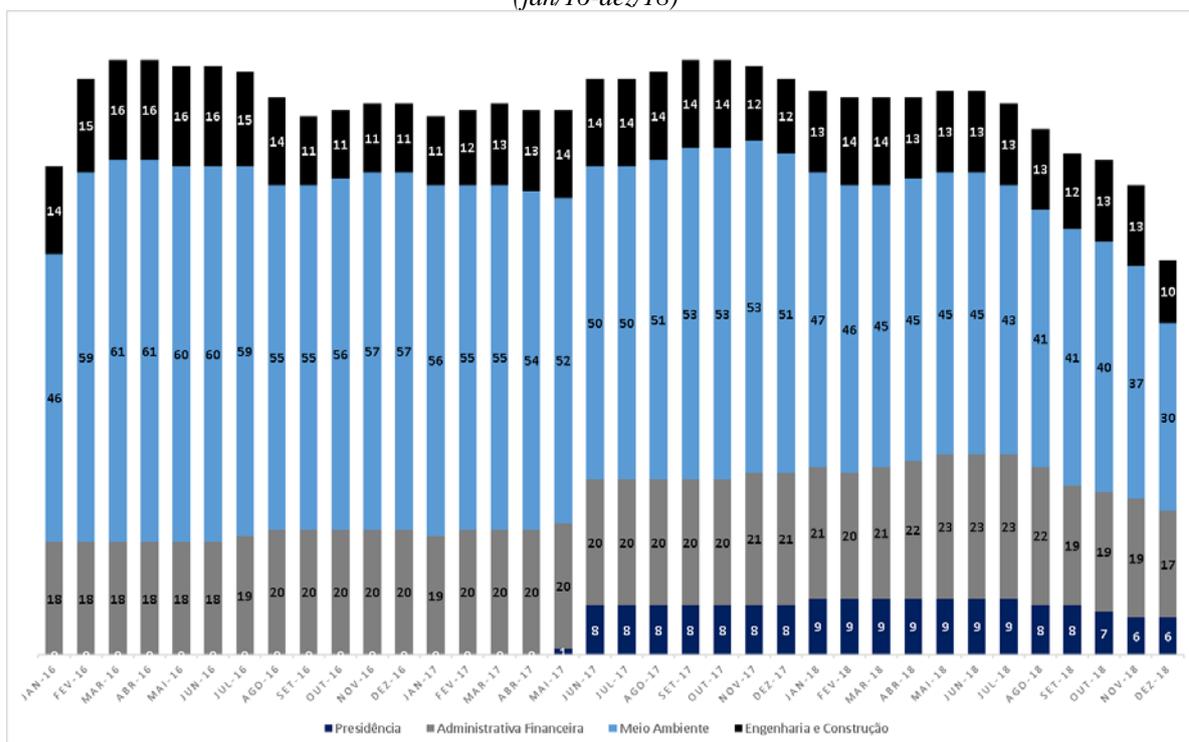
Para maiores detalhes sobre o custo, o prazo de amortização, os covenants, dentre outras informações, consultar a Nota Explicativa nº 19 (BNDES) e Nota Explicativa nº 20 (Debêntures).

5. Recursos Humanos

5.1. Quadro de colaboradores

O quadro de colaboradores de um empreendimento hidroelétrico em fase de implantação sofre oscilações em função da etapa em curso. Abaixo apresentamos a evolução do quadro de funcionários próprios (inclusive membros da diretoria executiva), entre o período de 1º de janeiro de 2016 e 31 de dezembro de 2018.

Evolução do Quadro de Funcionários Próprios
(jan/16-dez/18)



5.2. Diversidade por Gênero e Faixa Etária

Desde o início de sua implantação, a Sinop Energia, na sua política de contratação, objetivou a igualdade de gênero no recrutamento para todas as funções na empresa, inclusive as funções técnicas, tradicionalmente preenchidas por funcionários do sexo masculino. A diversidade de gênero ao final de cada exercício está representada na tabela abaixo:

Distribuição por Gênero	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Feminino			
- Qtde	20	29	28
- % do quadro de colaboradores	32%	32%	32%
Masculino			
- Qtde	43	63	60
- % do quadro de colaboradores	68%	68%	68%

Distribuição por Faixa Etária	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Menor que 25 anos	15%	12%	9%
Entre 25 e 35 anos	45%	42%	47%
Entre 36 e 45 anos	17%	16%	15%
Entre 46 e 55 anos	17%	18%	16%
Maior que 55 anos	6%	12%	13%

5.3. Segurança e Saúde do Trabalho

Nos orgulhamos do fato de não ter ocorrido um acidente de trabalho envolvendo colaboradores próprios ou dos nossos parceiros subcontratados que resultou em fatalidade desde o início da implantação da UHE Sinop. O esforço da equipe de Segurança de Trabalho é constante e independe da fase de implantação do empreendimento. Abaixo compartilhamos alguns indicadores resultantes do empenho do time de Segurança e Saúde de trabalho da Sinop Energia.

Indicadores - Segurança e Saúde do Trabalho	2018	2017	2016
Absentismo			
- Taxa Média (no exercício)	3,5%	2,4%	1,6%
- Prejuízo (dias de trabalho)	2.468	2.281	480
Acidentes de Trabalho			
- Funcionários próprios	1	0	0
- Funcionários de terceiros	8	31	6
Treinamento			
- Horas de treinamento	800	1.012	1.092
Estagiários/Jovem Aprendiz			
- Quantidade ao final do período	2	4	2

Por fim, esclarecemos que a Companhia oferece sessões de treinamento para os colaboradores em fase de desmobilização visando prepara-los e acelerar sua recolocação no mercado de trabalho.

6. Ações Sociais e Ambientais

6.1. Breve histórico do processo de licenciamento

A UHE Sinop teve sua Licença Prévia (“LP”) nº 301901/2012 concedida em 10 de maio de 2012 pela Secretaria de Estado do Meio Ambiente de Mato Grosso, com base no Parecer Técnico PT nº 61987/CAIA/SUIMIS/2012. Em 05 de dezembro de 2013 foi obtida, também junto à SEMA-MT, a Licença de Instalação (“LI”) para o canteiro de obras (LI nº 63167/2013) e, em 17 de março de 2014, a LI nº 63544/2014, fundamentada pelo Parecer Técnico PT nº 81703/CAIA/SUIMIS/2014. No âmbito do licenciamento ambiental de instalação da UHE Sinop, a Sinop Energia apresentou o documento denominado Projeto Básico Ambiental, o qual foi aprovado pelo órgão ambiental, com a proposição de Planos, Programas e Subprogramas com o detalhamento das medidas a serem adotadas pelo empreendedor para prevenir, mitigar, recuperar ou compensar os impactos ambientais identificados no Estudo de Impacto Ambiental (“EIA”).

Fundamentada pelo Parecer Técnico PT nº 102548/CLEIA/SUIMIS/2016, em 18 de agosto de 2016, foi emitida a Licença de Operação Provisória (“LOP”), indicando que o canteiro de obras se encontra apto para sua operação.

Em 06 de junho de 2017, após inspeção em campo e avaliação das informações associadas à implantação dos programas ambientais e medidas mitigadoras previstas no PBA da UHE Sinop, a SEMA-MT emitiu a LI nº 67342/2017, fundamentada pelo Parecer Técnico PT 109058/CLEIA/SUIMIS/2017, referente à renovação da LI, com validade até 05 de junho de 2022, para as atividades licenciadas de: (i) construção de barragens e represas para geração de energia elétrica; e (ii) transmissão de energia elétrica.

O detalhamento das ações desenvolvidas nos programas ambientais integrantes do PBA e o atendimento às condicionantes estabelecidas nas licenças ambientais antes mencionadas vêm sendo apresentados tempestivamente à SEMA-MT através dos Relatórios Consolidados de Andamento do PBA e Atendimento de Condicionantes da UHE Sinop, os quais possibilitam ao órgão ambiental avaliar o desempenho ambiental da Usina e o estágio de cumprimento dos diferentes compromissos estabelecidos junto a referida instituição e à sociedade como um todo. Dentre os programas integrantes do PBA, cabe destacar aqueles que integram o caminho crítico de liberação do reservatório para enchimento, a saber: aquisição fundiária e supressão vegetal.

Conforme mencionado anteriormente, em 18 de janeiro de 2018, a Companhia protocolou junto a SEMA-MT o requerimento solicitando a Licença de Operação sob o nº 23414/2018.

6.2. Projeto Básico Ambiental

Abaixo informamos o estágio de alguns dos principais programas do PBA.

6.2.1. Programa de Educação Ambiental

Esse projeto compreende ações de sensibilização e conscientização quanto ao meio ambiente, em prol da valorização do patrimônio ambiental e cultural da região. No período de 2016, 2017 e 2018, 4.221, 3.796 e 13.253 pessoas, respectivamente, foram atendidas nas cinco cidades em torno do Empreendimento. Agradecemos os principais parceiros do Programa de Educação Ambiental: Prefeituras de Cláudia, Ipiranga do Norte, Itaúba, Sinop e Sorriso, Polícia Militar do Estado de Mato Grosso, Corpo de Bombeiros do Estado de Mato Grosso, Embrapa, Universidade Federal de Mato

Grosso – Campus Sinop, Instituto Ação Verde, Universidade do Estado de Mato Grosso – UNEMAT, Faculdade FASIPE, Associação Sorriso de Catadores de Materiais Recicláveis, FIAGRIL, SANORTE e APAE, e, também, as centenas de voluntários individuais.

Nas tabelas abaixo, destacamos as atividades realizadas e a quantidade de participantes por município:

Indicadores do Programa de Educação Ambiental

Atividade	2016	2017	2018
Capacitações Técnicas	20	15	15
Campanhas Temáticas	15	20	20
Projetos	4	6	5
Seminário Intermunicipal	1	1	1
Total de Atividades	39	41	41

Participantes no Programa de Educação Ambiental por Município em 2018

Município	2018
Sinop	2.443
Cláudia	1.747
Sorriso	1.331
Ipiranga do Norte	807
Itaúba	527
Total Participantes	6.855

Participantes no Programa de Educação Ambiental por Eixo Temático em 2018

Município	2018
Desenvolvimento Sustentável	4.060
Multidisciplinar	2.307
Conservação	300
Resíduos	143
Seminário	45
Total Participantes	6.855

6.2.2. Programa de Apoio aos Municípios

Os investimentos no âmbito do Programa de Apoio aos Municípios têm o objetivo de fomentar o desenvolvimento socioeconômico dos municípios na área de influência da UHE Sinop, com foco em projetos de saúde, segurança e educação.

Em 31 de dezembro de 2018, a totalidade dos recursos desse programa havia sido destinada. Algumas obras que foram beneficiadas incluem o Hospital da Visão de Sinop, o novo portal de entrada do Parque Florestal de Sinop e o Ambulatório Médico Especializado em Sorriso, inaugurados em 2018, 2017 e 2016, respectivamente.

Recursos Destinados do Programa de Apoio aos Municípios por Localidade

Município	Investimento
Sinop	R\$ 6,0 milhões
Cláudia	R\$ 3,5 milhões
Itaúba	R\$ 3,5 milhões
Ipiranga do Norte	R\$ 3,5 milhões
Sorriso	R\$ 3,5 milhões
Total Investimento	R\$ 20,0 milhões

6.2.3. Programa de Saúde Pública

Desde a inauguração do Programa de Saúde Pública, 20.092 pessoas foram capacitadas em ações de prevenção e promoção à saúde da população, sendo orientadas quanto a leishmaniose, HIV/DSTs, dengue, hanseníase, tuberculose e campanhas sobre a Outubro Rosa, Novembro Azul, Qualidade de Vida e Primeiros Socorros.

Adicionalmente, quase R\$ 1 milhão foi investido no Plano de Ação de Controle de Malária, na aquisição de veículos e equipamentos de laboratório, conforme distribuição a seguir:

Destinação de Recursos no Plano de Ação de Controle de Malária por Município

Município	Investimento
Secretaria Estadual de Saúde (MT)	R\$ 52 mil
Escritório Regional de Saúde de Sinop	R\$ 35 mil
Escritório Regional de Saúde de Colíder	R\$ 9 mil
Secretaria Municipal de Saúde de Sinop	R\$ 171 mil
Secretaria Municipal de Saúde de Sorriso	R\$ 140 mil
Secretaria Municipal de Saúde de Cláudia	R\$ 150 mil
Secretaria Municipal de Saúde de Ipiranga do Norte	R\$ 133 mil
Secretaria Municipal de Saúde de Itaúba	R\$ 137 mil
Total Investimento no Plano de Ação de Controle de Malária	R\$ 827 mil

6.2.4. Programa de Remanejamento da População

Além da assistência técnica, social e ambiental, as famílias beneficiadas pelo Programa de Remanejamento da População também recebem um salário mínimo pelo período de um ano, uma verba de quinze mil reais para subsidiar a base inicial de projetos de geração de renda individual elaborado pela Sinop Energia em conjunto com as famílias. Para a modalidade Reassentamento

Rural Coletivo (“RRC”), as famílias também recebem uma verba de duzentos e cinquenta mil reais para a implantação de um projeto de geração de renda coletivo.

6.3. Geração de emprego e renda na região da UHE Sinop

Os empregos locais gerados em função da implantação da UHE Sinop consistem em três mil e quinhentos empregos diretos e quinze mil empregos indiretos até a data de publicação deste relatório. Adicionalmente, até 31 de dezembro de 2018, a Sinop Energia havia realizado a aquisição de terreno e a contratação de mais de R\$ 750 milhões em materiais e serviços com empresas sediadas no estado de Mato Grosso.

6.4. Geração de impostos e royalties ao Poder Público

Até 31 de dezembro de 2018, a Companhia havia já recolhido aos cofres públicos em todas as esferas (federal, estadual e municipal) o montante de R\$ 78 milhões e, ao longo do período de concessão, estima-se que serão recolhidos mais de R\$ 735 milhões (em reais correntes).

6.5. Fundiário: aquisição de terras e remanejamento

Para a aquisição das propriedades interferidas pela implantação do empreendimento, até o final do mês de fevereiro de 2019, foram concluídas as apresentações de valores e as aquisições das áreas interferidas pelo empreendimento, totalizando 996 propriedades, que representam 45.980 hectares em área, sendo a totalidade com escritura lavrada em cartório ou emissão na posse.

No que se refere ao remanejamento da população atingida, foi concluído todo processo de remanejamento da população interferida com enquadramento para reassentamento, totalizando 47 famílias elegíveis. Deste grupo, vinte e oito famílias originárias do PDS 12 de Outubro foram contempladas no Reassentamento Rural Coletivo, cuja conclusão das mudanças ocorreu no mês de março de 2018. Já dez famílias ocupantes de áreas marginais interferidas ao longo do reservatório foram beneficiadas com o Reassentamento em Área Remanescente (“RAR”), cuja conclusão das mudanças se deu em agosto de 2018 e nove famílias optantes pela Carta de Crédito, que tiveram as mudanças finalizadas em janeiro de 2019.

6.6. Supressão Vegetal

A Autorização de Desmate (“AD”) nº 638/2017 foi emitida pelo órgão ambiental licenciador em 11/07/2017, sendo definida a área total de 8.645 hectares de supressão vegetal na área do futuro reservatório da UHE Sinop. Entretanto, com a evolução da operação de supressão vegetal, foram realizadas adequações em função de áreas alagadas com restrição operacional e alto risco na segurança do trabalho, sendo apresentado à SEMA-MT, novo estudo de cartografia, sendo definitivamente aprovado através do Parecer Técnico 118223/SLIA/2018, a área efetiva total de 8.358 hectares, concluídos em outubro de 2018.

A Sinop Energia é o primeiro empreendimento hidroelétrico na história do País a destinar toda a madeira suprimida, no montante de 480 mil m³ em toras e lenha, na formação do reservatório ao uso industrial ou residencial, assim evitando o desperdício desnecessário de recursos naturais.

7. Relacionamento com Auditores Independentes

7.1. Declaração sobre o relacionamento com auditores independentes

Em atendimento à determinação do artigo 2º da Instrução CVM nº 381/2003, informamos que, no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018, os auditores independentes da Companhia, KPMG Auditores Independentes, devidamente credenciados perante a CVM sob o código nº 00418-9, não foram contratados para trabalhos diversos daqueles correlatos ao de auditoria externa.

7.2. Declaração sobre consultoria prestada pelos auditores independentes

Em conformidade com a Instrução CVM nº 381 de 14 de janeiro de 2003, a Companhia declara que mantém contrato com a KPMG Auditores Independentes (“KPMG”), firmado em 16 de abril de 2018, para a emissão do relatório de auditoria sobre as Demonstrações Financeiras para o exercício a findar-se em 31 de dezembro de 2018 e os relatórios de revisão das Informações Trimestrais contemplando os balanços patrimoniais em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2018. No exercício de 2018, a KPMG prestou serviços de auditoria no montante de R\$ 240, sendo que esse valor se refere integralmente à auditoria das demonstrações financeiras (incluindo as revisões trimestrais). Esclarecemos que a Companhia adere aos seguintes princípios quanto à contratação do auditor independente: (i) o auditor não realiza auditoria do seu próprio trabalho/relatório; (ii) o auditor não exerce funções gerenciais na Companhia; e (iii) o auditor não promove ou representa os interesses da Sinop Energia.

Os testes de Provisão para Redução ao Valor Recuperável - *Impairment* foram realizados pela consultoria Upside Finanças Corporativas e Gestão de Recursos Ltda. (“Upside”) e revisados pelos auditores independentes da Companhia. Os cálculos resultaram no reconhecimento de provisão para perda no valor de R\$ 376.458. O estudo de *Impairment* foi realizado conforme as orientações do CPC 01 (R1) – Redução ao Valor Recuperável dos Ativos e conduzidos com base em informações e premissas fornecidas pela Companhia e complementadas por informações de domínio público e por pesquisas realizadas pela Upside em conjunto com a Administração. A Companhia continuará a realizar estudos e testes de Provisão para Redução ao Valor Recuperável ao longo do próximo exercício sob o acompanhamento dos auditores independentes da Companhia.

As informações contábeis aqui apresentadas no Relatório de Administração e nas Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras estão de acordo com os critérios da legislação societária brasileira, a partir de informações financeiras auditadas. As informações não financeiras, assim como outras informações operacionais, não foram objeto de auditoria por parte dos auditores independentes.

8. Declarações da Diretoria

Em observância às disposições constantes no artigo 25, parágrafo 1º, incisos V e VI, da Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009 (“ICVM 480”), os Diretores declaram que discutiram, reviram e concordaram com as demonstrações financeiras referente aos períodos findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017, respectivamente, e com as opiniões expressas no Relatório de Auditoria da KPMG Auditores Independentes, emitido nesta data, referente às mesmas.

A Administração da Sinop Energia



KPMG Auditores Independentes

SAI/SO, Área 6580 - Bloco 02, 3º andar, sala 302 - Torre Norte

- ParkShopping - Zona Industrial (Guará)

Caixa Postal 8587 - CEP: 71219-900 - Brasília/DF - Brasil

Telefone +55 (61) 3362 3700

kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

Ao

**Conselho de Administração e aos Diretores da
Companhia Energética Sinop S.A. (pré-operacional)**

Sinop - MT

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Companhia Energética Sinop S.A. (pré-operacional) ("Sinop Energia" ou "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, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Energética Sinop S.A. (pré-operacional) em 31 de dezembro de 2018, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras". Somos independentes em relação à Companhia, 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 de acordo com 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 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 como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

Valor recuperável (*impairment*) dos ativos não financeiros

Notas Explicativas nºs 5.d, 5.g e 14 das demonstrações financeiras

Principais assuntos de auditoria	Como auditoria endereçou esse assunto
<p>A Companhia apresenta o saldo de R\$ 1.893.160 mil nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2018 relativo ao ativo imobilizado, líquido da provisão para perda por redução ao valor recuperável no montante de R\$ 989.933 mil, cuja realização está suportada por estimativas de rentabilidade futura baseadas no plano de negócios. Devido aos atrasos nas obras de construção do empreendimento, motivados entre outras razões pela falta de licenças ambientais, a Companhia identificou a existência de indicadores de redução ao valor recuperável em relação à sua Unidade Geradora de Caixa (UGC). Para a realização do teste de redução ao valor recuperável dos ativos, foi utilizado o método de fluxo de caixa descontado, com base em projeções econômico-financeiras do empreendimento. Devido às incertezas inerentes ao processo de determinação das estimativas de fluxos de caixa futuros, à subjetividade das premissas, como a taxa de desconto, inflação de custos, entre outras que foram utilizadas na determinação do valor recuperável dos ativos, e à complexidade do processo, o qual requer um grau significativo de julgamento por parte da Companhia para determinação da estimativa contábil, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.</p>	<p>Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros:</p> <ul style="list-style-type: none">– Entendimento sobre os principais controles relacionados ao processo de elaboração, revisão e aprovação das premissas-base para a elaboração dos estudos de valor recuperável disponibilizados pela Companhia.– Análise das projeções de fluxo de caixa da Companhia com base nos contratos de energia firmados.– Avaliação, com o auxílio de nossos especialistas em finanças corporativas, da razoabilidade e consistência das premissas mais importantes e da metodologia utilizada, como preço de venda de energia, inflação e as taxas de desconto, comparando-as com dados obtidos de fontes externas.– Avaliação das divulgações efetuadas pela Companhia nas notas explicativas às demonstrações financeiras. <p>No decorrer da nossa auditoria identificamos ajustes que afetaram a mensuração e a divulgação do ativo imobilizado, os quais foram registrados pela Administração.</p> <p>Como resultado das evidências obtidas por meio dos procedimentos acima sumarizados, consideramos aceitável o saldo do ativo imobilizado, bem como as divulgações efetuadas, no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018.</p>

Outros assuntos

Demonstrações do Valor Adicionado

A Demonstração do Valor Adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, elaborada sob a responsabilidade da Administração da Companhia e apresentada como informação suplementar para fins de IFRS, foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está conciliada 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, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e é consistente em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras e o relatório dos auditores

A Administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras não abrange o Relatório da Administração e não expressamos nenhuma forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras, 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 esse respeito.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (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, a Administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando e 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 são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras, 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 da 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, 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.
- 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 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, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

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, determinarmos 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.

Brasília, 28 de março de 2019

KPMG Auditores Independentes
CRC SP-014428/O-6 F-DF



Marcelo José de Aquino
Contador CRC 1SP183836/O-6

Companhia Energética Sinop S.A. (pré-operacional)

Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2018 e 2017

(Em milhares de Reais)

	Nota	2018	2017		Nota	2018	2017
Ativo				Passivo			
Circulante				Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	7	522	1.083	Fornecedores	16	42.993	91.987
Aplicações financeiras	8	15.999	215.047	Tributos e contribuições a recolher	17	3.735	5.483
Adiantamentos		221	223	Obrigações trabalhistas	18	1.491	2.010
Contas a receber	9	17.599	-	Obrigações setoriais		97	-
Despesas antecipadas	10	15.833	28	Financiamento BNDES	19	99.018	22.292
Tributos e contribuições a recuperar	11	34.657	10.459	Debêntures	20	5.879	-
Total do ativo circulante		84.831	226.840	Uso do bem público	15	3.792	1.882
				Provisões socioambientais	21	17.952	-
				Provisão para contingências	22	108	-
Não circulante				Total do passivo circulante		175.065	123.654
Tributos e contribuições a recuperar	11	189	-	Não circulante			
Fundos vinculados	12	56.616	-	Financiamento BNDES	19	977.785	887.364
Ativo fiscal diferido	13	367.492	229.977	Debêntures	20	230.915	-
Total do realizável a longo prazo		424.297	229.977	Obrigações setoriais		65	-
				Uso do bem público	15	26.965	23.674
Imobilizado	14	1.893.160	1.652.959	Provisões socioambientais	21	44.136	-
Intangível	15	30.762	25.931	Total do passivo não circulante		1.279.866	911.038
Total do ativo não circulante		2.348.219	1.908.867	Patrimônio líquido			
				Capital social	23	1.694.200	1.550.200
				Prejuízos acumulados	23	(716.081)	(449.185)
				Total do patrimônio líquido		978.119	1.101.015
Total do ativo		2.433.050	2.135.707	Total do passivo		1.454.931	1.034.692
				Total do passivo e do patrimônio líquido		2.433.050	2.135.707

Companhia Energética Sinop S.A. (pré-operacional)

Demonstrações de resultados

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017

(Em milhares de Reais)

	Nota	2018	2017
Receita de vendas			
Receita líquida com venda de energia elétrica	24	133.025	-
Outras receitas	25	12.722	-
Custos com energia elétrica			
Energia elétrica comprada para revenda	26	(138.381)	-
Encargos de uso da rede elétrica	27	(3.219)	(1.486)
Energia descontratada	28	<u>(12.174)</u>	<u>(34.805)</u>
Resultado bruto		<u>(8.027)</u>	<u>(36.291)</u>
Despesas gerais e administrativas	29	(401.717)	(629.310)
Resultado antes do resultado financeiro		<u>(409.744)</u>	<u>(665.601)</u>
Resultado financeiro			
Receitas financeiras		5.882	8.420
Despesas financeiras		<u>(549)</u>	<u>(382)</u>
Resultado financeiro	30	<u>5.333</u>	<u>8.038</u>
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		<u>(404.411)</u>	<u>(657.563)</u>
Contribuição social diferida	13	36.395	59.082
Imposto de renda diferido	13	<u>101.120</u>	<u>164.170</u>
Resultado do exercício		<u>(266.896)</u>	<u>(434.311)</u>
Resultado por ação - básico (em R\$)	23.a	(0,15904)	(0,37730)
Resultado por ação - diluído (em R\$)	23.a	(0,15904)	(0,37730)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Companhia Energética Sinop S.A. (pré-operacional)

Demonstrações de resultados abrangentes

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017

(Em milhares de Reais)

	2018	2017
Resultado do exercício	(266.896)	(434.311)
Outros componentes do resultado abrangente	<u>-</u>	<u>-</u>
Total do resultado abrangente do exercício	<u>(266.896)</u>	<u>(434.311)</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Companhia Energética Sinop S.A. (pré-operacional)

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017

(Em milhares de Reais)

	Nota	Capital social	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC)	Prejuízos acumulados	Total do patrimônio líquido
Saldo em 1º de janeiro de 2017		565.000	328.000	(14.874)	878.126
Integralização de capital social em moeda corrente		657.200	-	-	657.200
Integralização de capital social por AFAC		328.000	(328.000)	-	-
Resultado do exercício		-	-	(434.311)	(434.311)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	23	1.550.200	-	(449.185)	1.101.015
Integralização de capital social em moeda corrente		144.000	-	-	144.000
Resultado do exercício		-	-	(266.896)	(266.896)
Saldo em 31 de outubro de 2018	23	1.694.200	-	(716.081)	978.119

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Companhia Energética Sinop S.A. (pré-operacional)

Demonstrações dos fluxos de caixa

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017

(Em milhares de Reais)

	2018	2017
Fluxos de caixa das atividades operacionais		
Resultado do período antes dos impostos	(404.411)	(657.563)
Encargos da dívida	104.851	-
Receita financeira	-	(13)
Provisões (<i>impairment</i> e rendimentos de aplicações financeiras e contingências)	376.653	613.526
Depreciação e amortização	656	418
	<u>77.749</u>	<u>(43.632)</u>
Variações no ativo		
Adiantamentos	2	9
Tributos e contribuições a recuperar	(24.387)	(5.853)
Títulos e créditos a receber	(17.599)	-
Despesas antecipadas	(15.805)	(2)
Depósitos vinculados	(56.616)	-
	<u>(114.405)</u>	<u>(5.846)</u>
Variações no passivo		
Fornecedores	(64.283)	6.101
Tributos e contribuições a recolher	(1.748)	(1.797)
Obrigações trabalhistas	(519)	138
Encargos setoriais	162	-
	<u>(66.388)</u>	<u>4.442</u>
Juros pagos na liquidação da dívida com o BNDES	(45.652)	-
Fluxo de caixa líquido proveniente das atividades operacionais	<u>(148.696)</u>	<u>(45.036)</u>
Fluxos de caixa das atividades de investimentos		
Aplicações financeiras	199.048	24.576
Adição de imobilizado	(538.188)	(770.772)
Adição de intangível	(69)	(91)
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	<u>(339.209)</u>	<u>(746.287)</u>
Fluxos de caixa das atividades de financiamento		
Captação financiamento - BNDES	130.597	109.594
Captação financiamento - Debêntures	223.739	-
Integralização de capital social	144.000	657.200
Liquidação da dívida com o BNDES (principal)	(10.992)	-
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	<u>487.344</u>	<u>766.794</u>
Redução de caixa e equivalentes de caixa	<u>(561)</u>	<u>(24.529)</u>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	1.083	25.612
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	<u>522</u>	<u>1.083</u>
Redução de caixa e equivalentes de caixa	<u>(561)</u>	<u>(24.529)</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Companhia Energética Sinop S.A. (pré-operacional)

Demonstrações do valor adicionado

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017

(Em milhares de Reais)

	2018	2017
1 - Receitas		
Vendas de mercadorias, produtos e serviços	146.762	-
Outras receitas	12.722	-
	<u>159.484</u>	<u>-</u>
2 - Insumos adquiridos de terceiros		
Custos dos produtos, das mercadorias e dos serviços vendidos	(153.840)	(36.291)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(14.681)	(7.083)
Perda/recuperação de valores ativos - <i>Impairment</i>	(376.458)	(613.475)
Outras (especificar)	-	-
	<u>(544.979)</u>	<u>(656.849)</u>
3 - Valor adicionado bruto	<u>(385.495)</u>	<u>(656.849)</u>
4 - Retenções		
Depreciação, amortização e exaustão	(656)	(418)
	<u>(386.151)</u>	<u>(657.267)</u>
5 - Valor adicionado líquido produzido pela entidade		
6 - Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	5.882	8.420
	<u>5.882</u>	<u>8.420</u>
7 - Valor adicionado total a distribuir	<u>(380.269)</u>	<u>(648.847)</u>
8 - Distribuição do valor adicionado		
Pessoal		
Remuneração direta	7.416	6.217
Benefícios	1.225	1.167
FGTS	453	349
	<u>9.094</u>	<u>7.733</u>
Impostos, taxas e contribuições		
Federais	(123.842)	(223.252)
Estaduais	430	233
Municipais	7	6
	<u>(123.405)</u>	<u>(223.013)</u>
Remuneração de capitais de terceiros		
Despesas financeiras	549	382
Aluguéis	389	362
	<u>938</u>	<u>744</u>
Remuneração de capitais próprios		
Resultado do exercício	(266.896)	(434.311)
	<u>(266.896)</u>	<u>(434.311)</u>
Valor adicionado total	<u>(380.269)</u>	<u>(648.847)</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de Reais, exceto quando de outra forma indicado)

1 Contexto operacional

A Companhia Energética Sinop S.A. (“Companhia” ou “Sinop Energia”) é uma Sociedade de Propósito Específico, de capital aberto, constituída em 28 de outubro de 2013. Em 11 de dezembro de 2014, a Companhia teve seu controle acionário alterado, com o ingresso da Usina Termelétrica Norte Fluminense S.A. na composição acionária da Companhia. O controle é exercido de forma compartilhada nos termos do Acordo de Acionista (“Acordo”), do qual todos os acionistas fazem parte (Nota Explicativa nº 23), respeitando os termos do art. 118 da Lei nº 6.404/76.

A Sinop Energia tem como objeto social único e exclusivo a construção, implantação, operação, manutenção e comercialização da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Sinop (“UHE”, ou “UHE Sinop”, ou “Usina” ou “Empreendimento”), sendo-lhe vedado participar do capital de qualquer outra sociedade. A sede da Companhia localiza-se na cidade de Sinop, no Estado de Mato Grosso, no Setor Comercial, Av. das Sibipirunas, nº 3.662, e a Usina situa-se entre os municípios de Cláudia e Itaúba, no Estado de Mato Grosso.

A Sinop Energia, bem como os respectivos acionistas, observa as normas específicas para geradores de energia estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL ou Agência Reguladora) e pelo Ministério de Minas e Energia (MME ou Poder Concedente). Cabe ao Governo Federal, através da atuação da Agência Reguladora e do Poder Concedente, regular e fiscalizar as atividades da Companhia. A concessão para a operação e a implantação do Empreendimento foi estabelecida a partir do Leilão nº 006/2013 da ANEEL, realizado em 29 de agosto de 2013. Subsequentemente, em 26 de fevereiro de 2014, a Companhia celebrou Contrato de Concessão nº 01/2014 com a União através do Ministério de Minas e Energia para exploração dos serviços de geração de energia elétrica, cujo prazo é de 35 anos, a partir da assinatura do referido contrato, tendo em vista a sua condição de produtor independente de energia elétrica. A Secretaria de Estado de Meio Ambiente do Estado de Mato Grosso (SEMA/MT) concedeu a Licença de Instalação definitiva, cuja validade é até 5 de junho de 2022. Em 19 de outubro de 2018, foi celebrado o Primeiro Aditivo ao Contrato de Concessão que, entre outros ajustes, resultou nas seguintes alterações significativas ao Contrato de Concessão: (i) o início da Operação Comercial da 1ª Unidade Geradora passou a ser 1º de dezembro de 2018 e o início da Operação Comercial da 2ª Unidade Geradora passou para 1º de fevereiro de 2019; e (ii) o prazo da concessão foi prorrogado para 26 de janeiro de 2050.

Com o objetivo de potencializar as ações positivas, evitar, mitigar ou compensar aquelas de natureza negativa que possam ser provocadas pelas intervenções necessárias para implantar o Empreendimento e, posteriormente, para operá-lo, a Companhia assumiu os compromissos relacionados no Projeto Básico Ambiental (PBA). Este documento é composto por 56 programas socioambientais com metodologias, escopos, produtos, responsabilidades e cronogramas específicos, a ser gerenciados ao longo da etapa de implantação da Usina Hidrelétrica Sinop, bem como durante sua operação.

A Companhia teve reconhecido seu enquadramento no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), conforme Portaria nº 334, de 20 de novembro de 2014, e Ato Declaratório Executivo nº 5, de 28 de janeiro de 2015, da Receita Federal do Brasil (RFB). As pessoas jurídicas beneficiárias do REIDI estão autorizadas a efetuar aquisições de bens e serviços para a aplicação em obras de infraestrutura sem a incidência da contribuição ao Programa de Integração Social (PIS) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS).

Em 6 de março de 2017, a Companhia protocolou Chancela nº 000124 com a Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (SUDAM) com o requerimento de solicitação de concessão de benefício da redução de 75% do IRPJ. Em 29 de dezembro de 2017, através da Resolução nº 353, a SUDAM aprovou o pleito de redução, ficando a Companhia obrigada a informar a efetiva entrada em operação do Empreendimento.

Em 8 de janeiro de 2018, através da Portaria nº 2, o secretário-adjunto de planejamento e desenvolvimento energético do MME definiu ao novo montante de garantia física de energia da UHE Sinop 242,8 MW médios (informações não examinadas/revisadas pelos auditores independentes), considerando a potência instalada mínima de 401,88 MW (informações não examinadas/revisadas pelos auditores independentes).

Conforme mencionado acima, em 18 de janeiro de 2018, a Companhia protocolizou com a SEMA/MT o requerimento solicitando a Licença de Operação (LO) sob o nº 23414/2018, que trata do enchimento do reservatório e da subsequente operação da Usina. De acordo com os termos do 1º Aditivo ao Contrato de Concessão, celebrado em 19 de outubro de 2018, o início da Operação Comercial da 1ª Unidade Geradora estava previsto para 1º de dezembro de 2018 e o início da Operação Comercial da 2ª Unidade Geradora estava previsto para 1º de fevereiro de 2019. Em 24 de janeiro de 2019, a SEMA/MT autorizou o enchimento do reservatório e testes para comissionamento em unidades da geração (Nota Explicativa nº 35c).

Em 6 de fevereiro de 2018, a Diretoria da ANEEL, através do Despacho nº 318, tendo em vista a deliberação da Diretoria e o que consta no Processo nº 48500.005654/2013-48, decidiu:

- (v) Indeferir o pedido de reconhecimento de excludente de responsabilidade referente ao período de suspensão da Licença de Implantação e ao atraso da imissão na posse das terras necessárias à construção do Empreendimento hidrelétrico.
- (vi) Reconhecer 11 meses como excludente de responsabilidade, em razão da mora para concessão das Autorizações para Supressão Vegetal (ASV), ASV Solo e ASV Rocha.
- (vii) Determinar que o período reconhecido como excludente de responsabilidade deve ser refletido em novo cronograma contratual, bem como na alteração dos prazos inicial e final dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR).
- (viii) Afastar, pelo período definido no item (ii), a concessionária de todas as obrigações relacionadas a aquisição e aporte de lastro e de outras garantias, bem como de todas as penalidades e encargos decorrentes do atraso da operação comercial da UHE Sinop.

Em atendimento ao item (iii), o cronograma perante o Poder Concedente para o início de suprimento de energia foi alterado para 1º de dezembro de 2018 e, ainda, os prazos inicial e final dos CCEAR foram ajustados para 1º de dezembro de 2018 e 30 de novembro de 2048, respectivamente, por meio de aditivos contratuais. A energia para atender aos CCEAR firmados pela Companhia tem sido adquirida de terceiros com recursos provenientes dos acionistas da Sinop Energia.

Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 91.944 mil e ainda terá o dispêndio de gastos significativos até o comissionamento das unidades geradoras do Empreendimento. De acordo com estimativas e projeções, tanto o capital circulante líquido negativo quanto as demandas para futuros investimentos para a conclusão da UHE Sinop e início de suas operações serão suportadas pelas receitas de operações futuras, por aportes de acionistas e/ou captação de financiamentos bancários caso seja necessário.

Conforme os termos do Acordo de Acionistas, o contrato de financiamento celebrado com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e a Escritura da 2ª Emissão de Debêntures, os acionistas aportarão os recursos adicionais necessários para viabilizar a entrada em operação da UHE Sinop. Neste sentido, em 19 de dezembro de 2018, o Conselho de Administração aprovou o aumento do capital social da Companhia, dentro do limite do capital social autorizado, a subscrição e a integralização de capital pelos acionistas, no valor de R\$ 181.000. Conforme informado na Nota Explicativa nº 35a, o montante de R\$ 146.000 já havia sido integralizado, restando o saldo de R\$ 33.000 a ser aportado no segundo trimestre de 2019. Adicionalmente, em 20 de março de 2019, o Conselho de Administração deliberou para aumentar o Capital social da Companhia em R\$ 4.936, sendo que a integralização em dinheiro do aporte será realizada até 05 de abril de 2019. A estrutura de capital é monitorada constantemente e, caso necessário, novas chamadas de aumento de capital serão realizadas pelo Conselho de Administração e pela Assembleia de Acionistas. Por fim, a previsão para a entrada em operação da Companhia é no mês de abril de 2019.

2 Base de preparação

2.1 Declaração de conformidade (com relação às normas IFRS e às normas do CPC)

As demonstrações financeiras foram preparadas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo IASB e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BR GAAP).

A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela ANEEL, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais.

A emissão destas demonstrações financeiras foi autorizada pela Diretoria em 28 de março de 2019. Após a sua emissão, somente os acionistas têm o poder de alterar as demonstrações financeiras.

Todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem àquelas utilizadas pela Administração na sua gestão.

2.2 Moeda funcional e moeda de apresentação

Estas demonstrações financeiras estão apresentadas em Real, moeda funcional da Companhia. Todos os saldos foram arredondados para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

2.3 Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das demonstrações financeiras exige que a Administração da Companhia faça julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas.

As estimativas e premissas são revistas de forma contínua, periodicamente. Revisões das estimativas são reconhecidas prospectivamente.

a. Julgamentos

As informações sobre julgamentos realizados na aplicação das políticas contábeis que têm efeitos significativos sobre os valores reconhecidos nas demonstrações financeiras estão incluídas na Nota Explicativa nº 32 - Gestão de riscos dos instrumentos financeiros.

b. Incertezas sobre premissas e estimativas

As informações sobre as incertezas relacionadas a premissas e estimativas em 31 de dezembro de 2018 que possuem um risco significativo de resultar em um ajuste material nos saldos contábeis de ativos e passivos no próximo ano fiscal estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- Depreciações sobre o ativo imobilizado e das amortizações sobre o ativo intangível (Notas Explicativas nºs 14 e 15, respectivamente).
- Teste do valor recuperável do ativo imobilizado (Notas Explicativas nºs 5g e 14).
- Valor presente com o Uso do Bem Público (UBP) registrado no ativo e no passivo da Companhia (Nota Explicativa nº 15).
- Provisões para riscos trabalhistas, fiscais, cíveis e tributários (Notas Explicativas nºs 5i e 22).

c. Mensuração do valor justo

Ao mensurar o valor justo de um ativo ou um passivo, a Companhia usa dados observáveis de mercado, tanto quanto possível. Os valores justos são classificados em diferentes níveis em uma hierarquia baseada nas informações (*inputs*) utilizadas nas técnicas de avaliação da seguinte forma:

- **Nível 1:** preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos idênticos.
- **Nível 2:** *inputs*, exceto os preços cotados incluídos no Nível 1, que são observáveis para o ativo ou o passivo, direta (preços) ou indiretamente (derivado de preços).
- **Nível 3:** *inputs*, para o ativo ou o passivo, que não são baseados em dados observáveis de mercado (*inputs* não observáveis).

A Companhia reconhece as transferências entre níveis da hierarquia do valor justo no final do exercício das demonstrações financeiras em que ocorreram as mudanças.

Informações adicionais sobre as premissas utilizadas na mensuração dos valores justos estão incluídas na Nota Explicativa nº 32 - Gestão de risco dos instrumentos financeiros.

3 Mudanças nas principais políticas contábeis

A Companhia adotou as normas do CPC 48/IFRS 9 e CPC 47/IFRS 15 que entraram em vigor em 1º de janeiro de 2018. No entanto, tais adoções não afetaram materialmente as suas demonstrações financeiras.

3.1 Pronunciamento Técnico CPC 48 - Instrumentos Financeiros (IFRS 9 - Financial Instruments)

A Companhia adotou o CPC 48/IFRS 9 com aplicação inicial a partir de 1º de janeiro de 2018, aproveitando a isenção que lhe permite não rerepresentar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros, incluindo perdas de crédito esperadas. Eventuais diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiros resultantes da adoção inicial do CPC 48/IFRS 9 seriam reconhecidas nos lucros acumulados, quando aplicável.

Classificação e mensuração - Ativos e passivos financeiros

O CPC 48 contém três principais categorias de classificação para ativos financeiros: mensurados ao Custo Amortizado (CA), ao Valor Justo por meio de Outros Resultados Abrangentes (VJORA) e ao Valor Justo por meio do Resultado (VJR). A norma elimina as categorias existentes no CPC 38/IAS 39 de mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis e disponíveis para venda. Os novos requerimentos de classificação não produziram impactos na contabilização dos ativos e passivos financeiros da Companhia, conforme demonstrado a seguir:

R\$ mil	Classificação CPC 38/IAS 39	Classificação CPC 48/IFRS 9	Saldo 01/01/2018
Ativos financeiros (circulante/não circulante)			
Caixa e equivalentes de caixa:			
Caixa e depósitos bancários à vista	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado	1.083
Aplicações financeiras	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado	<u>215.047</u>
Total de ativos financeiros			<u>216.130</u>
Passivos financeiros (circulante/não circulante)			
Fornecedores e encargos setoriais	Custo amortizado	Custo amortizado	91.987
Empréstimos e financiamentos	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado	<u>909.656</u>
Total de passivos financeiros			<u>1.001.643</u>

Redução ao valor recuperável (impairment) - Ativos financeiros e ativos contratuais

O CPC 48 substituiu o modelo de “perdas incorridas” do CPC 38 por um modelo prospectivo de “perdas de crédito esperadas”. O novo modelo de perdas esperadas aplica-se aos ativos financeiros mensurados ao custo amortizado ou ao VJORA, com exceção de investimentos em instrumentos patrimoniais e ativos contratuais. As provisões para perdas esperadas foram mensuradas com base nas perdas de crédito esperadas para a vida inteira, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro.

De acordo com a IFRS 9/CPC 48, as provisões para perdas esperadas serão mensuradas em uma das seguintes bases:

- Perdas de crédito esperadas para 12 meses, ou seja, perdas de crédito que resultam de possíveis eventos de inadimplência dentro de 12 meses após a data-base.
- Perdas de crédito esperadas para a vida inteira, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro. Este é um dos modelos a ser seguidos no caso de instrumentos financeiros que não contenham um componente significativo de financiamento, como é o caso dos ativos financeiros da Companhia.

A Companhia estimou a aplicação do modelo referente a perdas de crédito esperadas contido nessa nova norma, a qual não resultou em impactos materiais nas demonstrações financeiras, conforme demonstrado na Nota Explicativa nº 9.

Passivos financeiros

A Companhia designou o passivo financeiro referente às debêntures como custo amortizado (Nota Explicativa nº 20), permanecendo os empréstimos captados com o BNDES classificados como custo amortizado (Nota Explicativa nº 19).

(i) Divulgações

A IFRS 9/CPC 48 requer novas divulgações, notadamente acerca do risco de crédito e perdas de crédito esperadas, contabilidade de *hedge* e mensuração de ativos e passivos financeiros. A Companhia faz as divulgações necessárias na Nota Explicativa nº 32 - Gestão de riscos dos instrumentos financeiros.

(ii) Transição

A Companhia adotou a isenção que permitiu não rerepresentar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros, incluindo perdas de créditos esperadas.

Não houve diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiros resultantes da adoção da IFRS 9/CPC 48 e, portanto, nenhum ajuste foi reconhecido no patrimônio líquido da Companhia em 1º de janeiro de 2018.

3.2 Pronunciamento Técnico CPC 47 - Receita de Contratos com Clientes (IFRS 15 - Revenue from Contracts with Customers)

A Companhia adotou o CPC 47/IFRS 15, com aplicação inicial a partir de 1º de janeiro de 2018, que introduz uma estrutura abrangente para determinar se e quando uma receita é reconhecida, e como a receita é mensurada. O CPC 47 substitui as atuais normas para o reconhecimento de receitas, incluindo o CPC 30 (R1)/IAS 18 - Receitas e o CPC 17 (R1)/IAS 11 - Contratos de Construção.

A receita é reconhecida pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que a energia é fornecida, mediante a multiplicação do consumo faturado medido pelo preço contratado, além de reconhecer a receita não faturada através de estimativa.

A norma determina ainda que a Companhia só pode contabilizar os efeitos de um contrato com um cliente quando for provável que receberá a contraprestação à qual terá direito em troca dos bens ou serviços que serão transferidos. Contratos celebrados com clientes que apresentam longo histórico de inadimplência e que por diversos motivos não estão com o fornecimento de energia suspenso deixaram de ter as respectivas receitas reconhecidas.

A aplicação do CPC 47/IFRS 15 não gerou impacto nas informações financeiras.

4 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram preparadas com base no custo histórico, com exceção de determinados instrumentos financeiros avaliados aos seus valores justos.

5 Principais políticas contábeis

A Companhia aplicou as políticas contábeis descritas abaixo de maneira consistente a todos os exercícios apresentados nestas demonstrações financeiras, observado o mencionado na Nota Explicativa nº 3.

a. Caixa e equivalentes de caixa

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

b. Aplicações financeiras

A Companhia possui aplicações financeiras em operações compromissadas e fundos de investimentos. As aplicações financeiras são registradas ao custo acrescido dos rendimentos auferidos, até a data do balanço, coincidente com o seu valor de realização (vide Notas Explicativas nºs 8 e 12).

c. Contas a receber

As contas a receber de clientes correspondem aos valores provenientes da venda de energia elétrica e valores liquidados quando da entrega dessa energia. Como o prazo de recebimento é equivalente a um ano ou menos, as contas a receber são classificadas no ativo circulante (Nota Explicativa nº 9). São mensuradas ao custo amortizado.

d. Imobilizado

O imobilizado é mensurado pelo seu custo de aquisição ou construção, que inclui os custos de financiamento relacionados com a aquisição de ativos qualificados, e está em fase pré-operacional. Os custos de empréstimos, deduzidos das receitas financeiras inerentes a esses recursos e vinculados ao Empreendimento, são capitalizados durante o exercício em que as atividades relacionadas ao desenvolvimento estiverem sendo executadas, conforme disciplinam os CPCs 20 (R1) e 27 (Nota Explicativa nº 14).

Os custos subsequentes serão 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.

Custos de empréstimos que são diretamente atribuíveis à aquisição, construção ou produção de um ativo imobilizado formam parte do custo de tal ativo. Outros custos de empréstimos são reconhecidos como despesa financeira.

Tendo em vista a fase pré-operacional em que se encontra a Companhia, tanto a vida útil quanto eventual valor residual dos ativos relacionados à UHE Sinop ainda não foram estabelecidos para fins de reconhecimento da depreciação dos bens.

Depreciação de ativos tangíveis relacionados aos bens administrativos

A depreciação é calculada para amortizar o custo de itens do ativo imobilizado, líquido de seus valores residuais estimados, utilizando o método linear baseado na vida útil estimada dos itens. A depreciação é reconhecida no resultado. Terrenos não são depreciados.

As vidas úteis estimadas do ativo imobilizado são as seguintes:

Benfeitorias	30 anos
Máquinas e equipamentos	6 anos
Móveis e utensílios	16 anos
Veículos	7 anos

Os métodos de depreciação, as vidas úteis e os valores residuais são determinados pelas Resoluções Normativas nºs 367/2009 e 674/2015 da ANEEL. A Companhia considera que a vida útil estimada de cada ativo é semelhante às taxas de depreciação determinadas pela ANEEL, e expressa adequadamente, na opinião da Administração, o tempo de vida útil dos bens.

e. Intangível

Ativos intangíveis com vidas úteis definidas, adquiridos separadamente, são registrados ao custo, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. A amortização é reconhecida linearmente com base na vida útil estimada dos ativos.

Os montantes relacionados ao UBP foram determinados com base no valor presente do fluxo de pagamentos desse direito de exploração do potencial hidráulico.

Os *softwares* corporativos são capitalizados com base nos custos incorridos para aquisição e para torná-los prontos para serem utilizados, amortizados durante sua vida útil estimável.

Os gastos associados à manutenção de *softwares* são reconhecidos como despesa, conforme incorridos.

Amortização de ativos intangíveis

Ativos intangíveis com vidas úteis definidas são registrados ao custo, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. A amortização é reconhecida linearmente com base na vida útil estimada dos ativos.

Os montantes relacionados ao UBP foram determinados com base no valor presente do fluxo de pagamentos desse direito de exploração do potencial hidráulico, e a amortização será iniciada quando da entrada em operação comercial, fiscalizada pela ANEEL, ou a partir do início da entrega da energia objeto do CCEAR, o que ocorrer primeiro.

f. Classificação entre circulante e não circulante

Os direitos realizáveis e as obrigações vencíveis após os 12 (doze) meses subsequentes à data das demonstrações financeiras são considerados como não circulantes.

g. Perda por redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*)

Ativos não financeiros

Os valores contábeis dos ativos não financeiros da Companhia são revistos a cada data de balanço para apurar se há indicação de perda no valor recuperável. Caso ocorra tal indicação, então o valor recuperável do ativo é estimado.

Uma perda por redução ao valor recuperável é reconhecida se o valor contábil do ativo exceder o seu valor recuperável. Em 31 de dezembro de 2018, a Administração identificou indícios para a avaliação de eventual redução ao valor recuperável de ativos não financeiros e os cálculos revelaram perdas a ser reconhecidas nas demonstrações financeiras da Companhia (Nota Explicativa nº 14).

Ativos financeiros

Um ativo financeiro não mensurado pelo valor justo por meio do resultado é avaliado a cada data de apresentação para apurar se há evidência objetiva de que tenha ocorrido perda no seu valor recuperável. Um ativo tem perda no seu valor recuperável se uma evidência objetiva indica que um evento de perda ocorreu após o reconhecimento inicial do ativo e que aquele evento de perda teve um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados que podem ser estimados de uma maneira confiável. Não foram identificados indícios de redução ao valor recuperável de ativos financeiros a ser reconhecidos nas demonstrações financeiras da Companhia.

h. Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos

O imposto de renda e a contribuição social do exercício corrente e diferido são calculados com base na alíquota de 15% acrescida do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$ 240 para imposto de renda e na alíquota de 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real do exercício.

A despesa com imposto de renda e contribuição social compreende os impostos de renda e contribuição social correntes e diferidos. O imposto corrente e o imposto diferido são reconhecidos no resultado, a menos que estejam relacionados à combinação de negócios ou a itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido ou em outros resultados abrangentes.

A Companhia determinou que os juros e multas relacionados ao imposto de renda e à contribuição social, incluindo tratamentos fiscais incertos, não atendem à definição de imposto de renda e, portanto, foram contabilizados de acordo com o CPC 25/IAS 37 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes.

(i) Despesas de imposto de renda e contribuição social corrente

A despesa de imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber estimado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício e qualquer ajuste aos impostos a pagar com relação aos exercícios anteriores. O montante dos impostos correntes a pagar ou a receber é reconhecido no balanço patrimonial como ativo ou passivo fiscal pela melhor estimativa do valor esperado dos impostos a ser pagos ou recebidos que reflete as incertezas relacionadas à sua apuração, se houver. Ele é mensurado com base nas taxas de impostos decretadas na data do balanço.

Os ativos e passivos fiscais correntes são compensados somente se certos critérios forem atendidos.

(ii) Despesas de imposto de renda e contribuição social

Ativos e passivos fiscais diferidos são reconhecidos com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins de demonstrações financeiras e os usados para fins de tributação. As mudanças dos ativos e passivos fiscais diferidos no exercício são reconhecidas como despesa de imposto de renda e contribuição social diferida. O imposto diferido não é reconhecido para:

- Diferenças temporárias sobre o reconhecimento inicial de ativos e passivos em uma transação que não seja uma combinação de negócios e que não afete nem o lucro ou prejuízo tributável nem o resultado contábil.
- Diferenças temporárias relacionadas a investimentos em controladas, coligadas e empreendimentos sob controle conjunto, na extensão que a Companhia seja capaz de controlar o momento da reversão da diferença temporária e seja provável que a diferença temporária não será revertida em futuro previsível.
- Diferenças temporárias tributáveis decorrentes do reconhecimento inicial de ágio.

Um ativo fiscal diferido é reconhecido em relação aos prejuízos fiscais e diferenças temporárias dedutíveis não utilizados, na extensão em que seja provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis, contra os quais serão utilizados. Os lucros tributáveis futuros são determinados com base na reversão de diferenças temporárias tributáveis relevantes. Se o montante das diferenças temporárias tributáveis for insuficiente para reconhecer integralmente um ativo fiscal diferido, serão considerados os lucros tributáveis futuros, ajustados para as reversões das diferenças temporárias existentes, com base nos planos de negócios da controladora e de suas subsidiárias individualmente.

Ativos fiscais diferidos são revisados a cada data de balanço e são reduzidos na extensão em que sua realização não seja mais provável.

Ativos e passivos fiscais diferidos são mensurados com base nas alíquotas que se espera aplicar às diferenças temporárias quando elas forem revertidas, baseando-se nas alíquotas que foram decretadas até a data do balanço.

A mensuração dos ativos e passivos fiscais diferidos reflete as consequências tributárias decorrentes da maneira sob a qual a Companhia espera recuperar ou liquidar seus ativos e passivos.

Ativos e passivos fiscais diferidos são compensados somente se certos critérios forem atendidos.

i. Provisões

As provisões são reconhecidas apenas quando existe uma obrigação presente (legal ou implícita) resultante de evento passado, seja provável que para a solução dessa obrigação ocorra uma saída de recursos e o montante da obrigação passa a ser razoavelmente estimado. As provisões são constituídas, revistas e ajustadas de modo a refletir a melhor estimativa nas datas das demonstrações. As provisões são mensuradas pelo valor presente dos gastos necessários para liquidar uma obrigação, a qual reflita as avaliações atuais de mercado do valor temporal do dinheiro e dos riscos específicos da obrigação. O aumento da obrigação em decorrência da passagem do tempo é reconhecido como despesa financeira.

O reconhecimento, a mensuração e a divulgação das provisões, contingências ativas e contingências passivas são efetuados de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 25 e consideram as premissas definidas pela Administração da Companhia e seus assessores jurídicos (Nota Explicativa nº 22).

j. Fornecedores

As contas a pagar a fornecedores são obrigações a pagar por bens e serviços que foram adquiridos no curso normal de suas atividades e são classificadas como passivo circulante se o pagamento for devido no curso normal, por até 12 (doze) meses. Após esse período, são apresentadas no passivo não circulante. Os montantes são reconhecidos inicialmente pelo valor justo e subsequentemente, se necessário, mensurados pelo custo amortizado com o método de taxa efetiva de juros (Nota Explicativa nº 16).

k. Empréstimos e financiamentos

Os empréstimos e financiamentos 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 exercício em que os empréstimos estejam em aberto, ou capitalizados (conforme o caso), utilizando o método da taxa efetiva de juros.

Os empréstimos e financiamentos são classificados como passivo circulante e não circulante, caso a Companhia tenha o direito incondicional de diferir a liquidação do passivo por, pelo menos, 12 (doze) meses após a data do balanço (Nota Explicativa nº 19).

Os custos de empréstimos e financiamentos, diretamente relacionados com a aquisição ou construção de um ativo que requeira um tempo significativo para ser concluído para fins de uso, são capitalizados de forma líquida como parte do custo do correspondente ativo.

Todos os demais custos de empréstimos e financiamentos são registrados em despesa no exercício em que ocorrerem. Custos de empréstimos e financiamentos compreendem juros e outros custos incorridos por uma companhia em conexão com o empréstimo.

l. Instrumento patrimonial - Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital

Os adiantamentos para futuro aumento de capital foram classificados como instrumentos patrimoniais, registrados no patrimônio líquido, em decorrência do acordo contratual firmado. (Nota Explicativa nº 23).

m. Instrumentos financeiros

(i) Ativos financeiros não derivativos

A Companhia reconhece os ativos financeiros (incluindo os ativos designados pelo valor justo por meio do resultado) inicialmente na data da negociação, que é a data na qual a Companhia se torna uma das partes das disposições contratuais do instrumento.

A Companhia classifica os ativos financeiros não derivativos na categoria de custo amortizado, conforme divulgado na Nota Explicativa nº 3.1.

(ii) Passivos financeiros não derivativos

Todos os passivos financeiros são reconhecidos inicialmente na data de negociação na qual a Companhia se torna uma parte das disposições contratuais do instrumento. A Companhia baixa um passivo financeiro quando tem suas obrigações contratuais retiradas, canceladas ou vencidas.

A Companhia classifica os passivos financeiros não derivativos na categoria de outros passivos financeiros. Tais passivos financeiros são reconhecidos inicialmente pelo valor justo, acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, esses passivos financeiros são mensurados pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos.

A Companhia tem os seguintes passivos financeiros não derivativos: fornecedores e empréstimos e financiamentos.

n. Receita operacional

Corresponde, majoritariamente, às receitas relacionadas à venda de energia de curto prazo e às vendas de energia no mercado de longo prazo (CCEAR), no âmbito da CCEE.

o. Receitas e despesas financeiras

As receitas e despesas financeiras da Companhia compreendem:

- Despesa de juros.
- Ganhos/perdas líquidos de ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado.

A receita e a despesa de juros são reconhecidas no resultado pelo método de juros efetivos. No cálculo da receita ou da despesa de juros, a taxa de juros efetiva incide sobre o valor contábil bruto do ativo (quando o ativo não estiver com problemas de recuperação) ou ao custo amortizado do passivo.

6 Nova norma e interpretação ainda não efetiva

(i) IFRS 16 - Leases/CPC 06 - Operações de Arrendamento Mercantil

A IFRS 16 substitui as normas de arrendamento existentes, incluindo o CPC 06 (IAS 17) - Operações de Arrendamento Mercantil e o ICPC 03 (IFRIC 4, SIC 15 e SIC 27) - Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil.

A norma é efetiva para períodos anuais com início em ou após 1º de janeiro de 2019. A adoção antecipada é permitida somente para demonstrações financeiras de acordo com as IFRS e apenas para entidades que aplicam a IFRS 15 - Receita de Contratos com Clientes em ou antes da data de aplicação inicial da IFRS 16.

A IFRS 16 introduz um modelo único de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial para arrendatários. Um arrendatário reconhece um ativo de direito de uso que representa o seu direito de utilizar o ativo arrendado e um passivo de arrendamento que representa a sua obrigação de efetuar pagamentos do arrendamento. Isenções estão disponíveis para arrendamentos de curto prazo e itens de baixo valor. A contabilidade do arrendador permanece semelhante à norma atual, isto é, os arrendadores continuam a classificar os arrendamentos em financeiros ou operacionais.

A Companhia concluiu que não existe nenhum impacto relevante.

(ii) ICPC 22/IFRIC 23 - Incertezas sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro

Esta interpretação esclarece como aplicar os requisitos de reconhecimento e mensuração do CPC 32 quando há incerteza sobre os tratamentos de tributo sobre o lucro. Nessa circunstância, a entidade deverá reconhecer e mensurar seu tributo corrente ou diferido ativo ou passivo, aplicando os requisitos do CPC 32 com base em lucro tributável (prejuízo fiscal), bases fiscais, prejuízos fiscais não utilizados, créditos fiscais não utilizados e alíquotas fiscais determinados, aplicando esta interpretação.

A Companhia avalia que não terá impacto decorrente dessa interpretação.

(i) Outras alterações

As seguintes normas alteradas e interpretações não deverão ter um impacto significativo nas demonstrações financeiras da Companhia:

Pronunciamento técnico/Interpretação	Propósito das alterações	Vigência a partir de
	<ul style="list-style-type: none"> ● Alterações em função da edição do CPC 06 (R2). ● Modificações no CPC 33 (R1) em decorrência de alteração, redução ou liquidação do plano. 	
Ciclo de melhorias anuais para as IFRS 2015-2017 - Alterações em diversos pronunciamentos contábeis.	<ul style="list-style-type: none"> ● Transição para recursos de pagamento antecipado com compensação negativa. ● Alterações anuais procedidas pelo IASB do Ciclo de Melhorias 2015 - 2017. ● Alterações anuais feitas pelo CPC para compatibilizar plenamente pronunciamentos anteriormente emitidos às IFRS. 	1º de janeiro de 2019
IFRS 9 - Financial Instruments	Alterações ao pronunciamento técnico para inclusão de dispositivos sobre recursos de pré-pagamento com compensação negativa.	1º de janeiro de 2019
Conceptual Framework in IFRS Standards	Aditivos para correção de referências do Conceptual Framework in IFRS Standards.	1º de janeiro de 2020

7 Caixa e equivalentes de caixa

	2018	2017
Fundo fixo de caixa	2	3
Conta-corrente:		
- Banco ABC S.A.	172	-
- Banco do Brasil S.A.	74	14
- BNP Paribas	-	2
- Banco Itaú Unibanco S.A.	186	1.021
- Banco Bradesco S.A.	88	43
	<u>522</u>	<u>1.083</u>

Em 31 de dezembro de 2018, caixa e equivalentes de caixa é composto por caixa e depósitos bancários à vista. São utilizados para pagamento das obrigações de curto prazo da Companhia e não possuem restrição de uso.

8 Aplicações financeiras

	2018	2017
Fundos de investimento (i)	12.862	20.950
Certificado de Depósito Bancário (CDB) (ii)	3.137	63.828
Operações compromissadas (iii)	-	130.269
	<u>15.999</u>	<u>215.047</u>

Principais características das aplicações financeiras:

- (i) Fundos de investimento do tipo multimercado gerido pelo Bradesco, com taxa de remuneração realizada em 2018 de 98,85% do CDI (102,71% do CDI em 31 de dezembro de 2017).
- (ii) CDB do Banco do Brasil com taxa de remuneração realizada em 2018 de 98% do CDI (96% a 99% do CDI em 31 de dezembro de 2017).

Ambos os produtos de investimento qualificados acima são resgatáveis em qualquer momento sem redução do valor pactuado.

- (iii) Operações compromissadas com taxa de remuneração realizada de 99% do CDI em 31 de dezembro de 2017.

As informações sobre a exposição da Companhia a riscos de crédito e de mercado e sobre a mensuração ao valor justo estão incluídas na Nota Explicativa nº 32.

9 Contas a receber

	2018	2017
Contas a receber de clientes	<u>17.599</u>	<u>-</u>
	<u>17.599</u>	<u>-</u>

Referem-se à venda de energia elétrica (R\$ 13.649) comercializada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e prêmio por descontração de venda (R\$ 3.950) no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

A Companhia recebeu todos os valores acima entre os meses de janeiro e fevereiro de 2019.

10 Despesas antecipadas

	2018	2017
Encargos pelo Uso do Sistema de Transmissão (EUST) (a)	15.738	-
Seguros	95	28
	15.833	28

- (h) Pagamento dos EUST referentes ao período de dezembro de 2017 a junho de 2018 reclassificados contabilmente como despesa antecipada, conforme o constante do Despacho nº 318 da ANEEL e do Ofício nº 43/2018 SRT/SCG ANEEL emitido em 19 de julho de 2018 (Nota Explicativa nº 27). A partir de 1º de dezembro de 2018, a Companhia está obrigada a cumprir os contratos CCEARs. Consequentemente, os Encargos pelo Uso do Sistema de Transmissão foram apropriados no valor de R\$ 3.266, representados da seguinte forma: R\$ 1.633 referentes a 11/2018 (testes da primeira turbina) e R\$ 1.633 referentes a 12/2018 (testes da segunda turbina).

11 Tributos e contribuições a recuperar

Circulante

	2018	2017
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) a recuperar (a)	23.154	4.758
Imposto sobre a Renda Retido na Fonte (IRRF) sobre aplicações financeiras (b)	6.341	4.408
Programa de Integração Social (PIS) a recuperar (a)	5.162	1.082
Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços (ICMS) antecipado	-	127
Imposto Sobre Serviços (ISS) a recuperar	-	66
Imposto de renda a recuperar	-	18
	34.657	10.459

Não circulante

	2018	2017
Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre prestações de Serviços (ICMS) antecipado	105	-
Imposto Sobre Serviços (ISS) a recuperar	66	-
Imposto de renda a recuperar	18	-
	189	-

- (a) A Companhia, nos termos do art. 3º da Lei nº 10.833/03, credita-se do PIS e da COFINS não cumulativos referentes aos serviços prestados na área de meio ambiente (nas atividades da área de engenharia não há créditos de PIS e COFINS em função do benefício do REIDI que determina a isenção de tais tributos sobre os valores dos materiais e serviços contratados), faturas de energia elétrica, locações e depreciação acumulada.

Durante o exercício de 2019, a Companhia estima uma receita bruta de R\$ 313.736, composta pela projeção de geração de 2.005.485 MWh a ser faturada pelo preço unitário estimado de R\$ 156,44 por MWh, corrigido em 31 de dezembro de 2018. Os tributos federais (PIS 1,65% e COFINS 7,6%) sobre a receita projetada para o exercício de 2019 estão estimados em R\$ 29.020.

- (b) Imposto de Renda sobre os valores resgatados das aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2018 referentes aos: (i) aportes dos acionistas R\$ 144.000 (R\$ 577.200 em 2017); (ii) aportes do BNDES R\$ 133.095 (R\$ 109.594 em 2017); e (iii) R\$ 223.738 créditos pela emissão das debêntures.

12 Fundos vinculados

	2018	2017
Conta reserva	28.454	-
Conta reserva adicional	28.162	-
	56.616	-

Os direitos creditórios da Companhia, provenientes das receitas de venda de energia elétrica, são depositados nas contas centralizadora, conta reserva e conta reserva adicional de movimentação exclusiva pelo banco administrador (Bradesco). Na conta centralizadora são depositados todos os recursos provenientes dos direitos cedidos previstos no contrato de financiamento com o BNDES. A conta reserva do financiamento deve ser composta por 3 (três) vezes o valor das prestações mensais de amortização vincenda do serviço da dívida a partir de 15 de julho de 2018 e será mantida até o final da liquidação de todas as obrigações assumidas, conforme estabelecido no Contrato de Financiamento com o BNDES, Cláusula Décima, “Garantias da Operação, item II - Cessão Fiduciária dos Direitos Emergentes da Concessão e dos Direitos Creditórios”. A conta reserva adicional deve ser composta por nove vezes o valor das prestações mensais de amortização vincenda do serviço da dívida até 15 de julho de 2019. O financiamento celebrado com o BNDES é objeto da Nota Explicativa nº 19.

Os montantes depositados na conta reserva e na conta reserva adicional estão aplicados em fundos de investimento de baixo risco, conforme recomendado pelo BNDES no Contrato de Cessão Fiduciária de Direitos Creditórios, Anexo V, “Investimentos Permitidos”, com a seguinte composição: 81,37% em títulos públicos, 18,63% em operações financeiras compromissadas e 0,02% em outros. A taxa de remuneração realizada do fundo foi de 6,22% a.a. em 2018.

13 Imposto de renda e contribuição social diferidos

a. Créditos tributários

Em 31 de dezembro de 2018 e 2017, a Companhia possuía créditos tributários a compensar sobre os seguintes valores-base:

Descrição	2018	2017
Prejuízos fiscais do imposto de renda e base negativa de contribuição social	(1.083.107)	(678.722)

	Alíquota	2018	2017
Imposto de renda diferido	25%	270.215	169.094
Contribuição social diferida	9%	<u>97.277</u>	<u>60.883</u>
Total		<u>367.492</u>	<u>229.977</u>

Os saldos de ativo fiscal diferidos referem-se ao prejuízo fiscal e base negativa da contribuição social. Com base na expectativa de lucros tributáveis futuros, a Companhia reconheceu imposto de renda e contribuição diferidos sobre o prejuízo fiscal e a base de cálculo negativa, conforme demonstrados a seguir:

b. Movimentação do ativo fiscal diferido

Saldo em 31 de dezembro de 2016	6.436
Reconhecimento no exercício	<u>223.541</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2017	<u>229.977</u>
Reconhecimento no exercício	<u>137.515</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2018	<u>367.492</u>

c. Demonstrativo da base de cálculo

	Alíquota	2018	2017
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		<u>(404.411)</u>	<u>(657.653)</u>
Adições		36.367	59.160
Imposto de renda	25%	101.120	164.170
Contribuição social	9%	<u>36.395</u>	<u>59.082</u>
Total		<u>137.515</u>	<u>223.252</u>

Expectativa de realização do crédito tributário

O ativo registrado limita-se aos valores cuja realização é amparada por projeções de bases tributáveis futuras e suportadas pelas premissas do Plano de Negócios aprovadas pela Administração. Apresentamos, a seguir, a expectativa de realização do imposto de renda e contribuição social diferidos em 31 de dezembro de 2018:

Exercícios	Total
2020	676
2021	2.222
2022	4.183
2023	5.894
2024	8.112
2025	8.907
2026	10.748
2027	12.547
2028	14.928
2029	17.164
2030	19.418
Após 2030	262.693
Total	367.492

A compensação dos prejuízos fiscais de imposto de renda e da base negativa da contribuição social está limitada à base de 30% dos lucros tributáveis anuais, sem prazo de prescrição. Os prejuízos fiscais acumulados não prescrevem de acordo com a legislação tributária vigente.

14 Imobilizado

Movimentação do imobilizado em 2018

		Saldos em 2017	Adições	Depreciação	Transferências	Saldos em 2018
Geração em curso						
Terrenos		311.060	52.174	-	24.194	387.428
Edificações, obras e benfeitorias a ratear		1.230.556	35.816	-	131.630	1.398.002
Reservatórios, barragens e adutoras a ratear		210.603	187.830	-	82.517	480.950
Máquinas e equipamentos a ratear		280.145	302	-	48.257	328.704
Veículos		-	447	-	-	447
Estudos de projetos a ratear	(a)	23.574	-	-	-	23.574
Adiantamentos a fornecedores	(b)	25.980	30.327	-	(52.708)	3.599
		2.081.918	306.896	-	233.890	2.622.704
Terrenos a pagar	(c)	11.324	13.100	-	(24.169)	255
Medições	(c)	25.471	194.076	-	(209.721)	9.826
Juros capitalizados	(d)	147.141	102.689	-	-	249.830
Subtotal - Geração em curso		2.265.854	616.761	-	-	2.882.615
Em serviço						
Máquinas e equipamentos		-	65	-	-	65
Depreciação acumulada		-	-	(3)	-	(3)
Subtotal - Geração em serviço		-	65	(3)	-	62
Total geração		2.265.854	616.826	(3)	-	2.882.677
Administração						
Em serviço		1.120	52	(4)	-	1.168
Depreciação acumulada		(540)	-	(212)	-	(752)
Total Administração		580	52	(216)	-	416
Total		2.266.434	616.878	(219)	-	2.883.093
(-) Provisão para redução do valor recuperável		(613.475)	(376.458)	-	-	(989.933)
Imobilizado líquido		1.652.959	240.420	(219)	-	1.893.160

Movimento do imobilizado em 2017

		Saldos em 2016	Adições	Ajustes	Depreciação	Transferências	Saldos em 2017
Geração em curso							
Terrenos		39.216	271.844	-	-	-	311.060
Edificações, obras e benfeitorias a ratear		902.841	240.363	-	-	87.352	1.230.556
Reservatórios, barragens e adutoras a ratear		46.341	133.045	-	-	31.217	210.603
Máquinas e equipamentos a ratear		144.967	51.120	-	-	84.058	280.145
Estudos de projetos a ratear	(a)	23.574	-	-	-	-	23.574
Adiantamentos fatura pro forma	(b)	112.563	72.243	-	-	(158.826)	25.980
		1.269.502	768.615	-	-	43.801	2.081.918
Terrenos a pagar	(c)	-	11.324	-	-	-	11.324
Medições	(c)	33.659	35.521	-	-	(43.709)	25.471
Adiantamentos a fornecedores		92	-	-	-	(92)	-
Juros capitalizados	(d)	95.188	69.726	(17.773)	-	-	147.141
Total geração		1.398.441	885.186	(17.773)	-	-	2.265.854
Administração							
Em serviço		863	257	-	-	-	1.120
Depreciação acumulada		(346)	-	-	(194)	-	(540)
Total Administração		517	257	-	(194)	-	580
Total		1.398.958	885.443	(17.773)	(194)	-	2.266.434
(-) Provisão para redução do valor recuperável		-	(613.475)	-	-	-	(613.475)
Imobilizado líquido		1.398.958	271.968	(17.773)	(194)	-	1.652.959

A vida útil estimada e o método de depreciação seguem os critérios previstos nas Resoluções ANEEL nº 474, de 7 de fevereiro de 2012, e nº 674, de 11 de agosto de 2015. A Administração da Companhia entende que as estimativas de vidas úteis e os métodos de depreciação determinados pela ANEEL são adequados.

Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia não possuía bens penhorados ou bloqueados judicialmente.

- (a) Referem-se, substancialmente, aos investimentos iniciais realizados nas fases de estudo, inventário e viabilidade realizados na UHE Sinop, considerados como custo da obra, estabelecidos no contrato de concessão, em consonância com as regras contábeis, societárias e regulatórias.
- (b) Referem-se, substancialmente, aos adiantamentos de recursos aos principais fornecedores envolvidos na construção da UHE Sinop.
- (c) As rubricas destinam-se aos reconhecimentos dos custos incorridos na construção e aquisições de terrenos da UHE Sinop, cujos pagamentos aos fornecedores/proprietários ainda não ocorreram. O reconhecimento do ativo é mensurado com base em laudos de engenharia e escrituras públicas.
- (d) Referem-se, substancialmente, aos encargos sobre os financiamentos líquidos das receitas financeiras (CPC 20 - R1) incorridos na fase de construção da UHE Sinop.

	2018	2017
Encargos BNDES (i)	92.233	76.663
Encargos debêntures (ii)	12.618	-
Apropriação de custo BNDES	960	1.024
Apropriação de custo debêntures	438	-
Receita financeira das aplicações financeiras (iii)	(3.560)	(7.961)
Reversão do custo de transação (iv)	-	(17.773)
	102.689	51.953

- (i) Encargos incidentes sobre os valores aportados, relativos ao subcrédito "A", conforme o Contrato de Financiamento, cláusula terceira, capitalizados mensalmente.
- (ii) Encargos incidentes sobre os valores aportados no mês de julho de 2018, conforme a Escritura de Debêntures, cláusula 4.2, capitalizados mensalmente.

- (iii) Referem-se aos rendimentos dos saldos recebidos dos aportes das debêntures e do financiamento com o BNDES, aplicados em renda fixa de liquidez diária e baixo risco (Nota Explicativa nº 8).
- (iv) Referem-se aos custos do aporte inicial do BNDES capitalizados integralmente no Ativo Imobilizado em Curso e revertidos para o Passivo não Circulante (Nota Explicativa nº 19), Custo Incremental.

O montante total de adições de imobilizado no período de 12 meses findo em 31 de dezembro de 2018 que não envolveram caixa foi de R\$ 19.208 (R\$ 96.898, em 31 de dezembro de 2017).

Teste de recuperabilidade

Conforme orientações do CPC 01 - R1 (IAS 36), a Companhia, em decorrência dos atrasos nas obras, identificou a necessidade de testar o valor recuperável do ativo imobilizado em 31 de dezembro de 2018.

Para fins de teste, foi considerada a entidade como uma única UGC, sendo adotadas as seguintes premissas:

- (a) Tendo em vista a ausência de valor justo de venda do ativo, foi considerado o Valor em Uso.
- (b) Fluxo de caixa projetado de 30 anos que considera o prazo de concessão.
- (c) As receitas levaram em consideração o valor contratado atualizado pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).
- (d) A taxa efetiva utilizada em 31 de dezembro de 2018 foi de 10,09% (9,29% em 31 de dezembro de 2017), no referido fluxo de caixa projetado.

O valor da provisão reconhecida no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 376.458 (R\$ 613.475 em 31 de dezembro de 2017).

15 Intangível

Movimentação do intangível em 2018

	Saldos em 2017	Adições (+)	Amortização (-)	Saldos em 2018
Geração				
Em curso -UBP (a)	25.555	5.201	-	30.756
Amortização acumulada (b)	-	-	(175)	(175)
Total - Geração	25.555	5.201	(175)	30.581
Administração Central				
Em serviço (c)	853	69	-	922
Amortização acumulada	(477)	-	(264)	(741)
Total - Administração	376	69	(264)	181
Total	25.931	5.270	(439)	30.762

Movimentação do intangível em 2017

	Saldos em 2016	Adições (+)	Amortização (-)	Ajustes	Saldos em 2017
Geração					
Em curso - UBP (a)	21.191	4.364	-	-	25.555
Total - Geração	21.191	4.364	-	-	25.555
Administração Central					
Em serviço (c)	990	91	-	(228)	853
Amortização acumulada	(481)	-	(224)	228	(477)
Total - Administração	509	91	(224)	-	376
Total	21.700	4.455	(224)	-	25.931

- (a) Geração - Em curso - Utilização do Bem Público
Como pagamento pela UBP, a Companhia recolherá à União parcelas mensais equivalentes a 1/12 (um doze avos) do pagamento anual de R\$ 1.531. O início da amortização e o recolhimento da primeira parcela ocorreram a partir da operação comercial da primeira Unidade Geradora da UHE, atestada pela fiscalização da ANEEL, ou a partir do início da entrega da energia objeto de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado, o que ocorrer primeiro, até o 35º ano da Concessão.

O montante a ser pago será atualizado anualmente ou com a periodicidade que a lei permitir, utilizando o IPCA do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

A obrigação foi registrada no passivo circulante (R\$ 3.792 em 31 de dezembro de 2018 e R\$ 1.882 em 31 de dezembro de 2017) e não circulante (R\$ 26.965 em 31 de dezembro de 2018 e R\$ 23.674 em 31 de dezembro de 2017) em contrapartida ao intangível a valor presente descontado pela taxa de 9,74% a.a., decorrente da obtenção da Licença de Instalação do Empreendimento. Os encargos sobre o correspondente passivo são capitalizados ao ativo intangível.

- (b) Amortização/pagamento da UBP, referente à competência de dezembro de 2018 (início da entrega da energia objeto de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado).
- (c) Administração - Em serviço
Saldo referente ao registro no intangível de *software*.

16 Fornecedores

	2018	2017
Energia comprada para revenda (a)	19.944	-
Materiais e serviços (b)	15.289	48.971
Partes relacionadas (c)	4.685	5.169
Retenções contratuais (d)	2.051	-
Fundiário (e)	255	12.601
Outros (f)	769	1.435
Compensação de acordo bilateral (g)	-	18.532
Encargos de uso do sistema de transmissão (h)	-	5.279
	42.993	91.987

- (a) Referem-se às obrigações oriundas da aquisição de energia elétrica no ACR.
- (b) Referem-se aos materiais/serviços para o canteiro de obras e serviços prestados pelas empresas contratadas para as atividades da supressão vegetal.

- (c) Referem-se às reservas de energia elétrica não contratada, serviços prestados, encargos de uso do sistema de transmissão e compensação de acordo bilateral.
- (d) Retenção de 5% do valor da medição dos fornecedores de serviços da área ambiental.
- (e) Refere-se às propriedades negociadas com os títulos já registrados em cartório.
- (f) Referem-se substancialmente aos gastos operacionais do Empreendimento.
- (g) Referem-se as penalidades contratuais por ter prorrogado o fornecimento de energia elétrica.
- (h) Referem-se a encargos sobre o uso do sistema de transmissão a partir de 1º de dezembro de 2017.

17 Tributos e contribuições a recolher

	2018	2017
PIS/COFINS e CSLL a recolher (a)	1.526	678
Imposto Sobre Serviço de Qualquer Natureza (ISSQN) a recolher (b)	724	1.875
INSS a recolher (c)	565	1.859
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) a recolher	424	148
Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF) sobre salários	286	347
Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF) sobre serviços - PJ	94	443
Fundo de Garantia por Tempo de Serviço (FGTS) a recolher	91	117
Imposto de Renda (IR) a recolher	25	16
	3.735	5.483

- (a) Refere-se, substancialmente, aos tributos decorrentes da venda de energia elétrica.
- (b) Refere-se, substancialmente, ao ISSQN decorrente de serviços prestados pela Construtora Triunfo S.A., principal construtora da UHE Sinop, relacionados à medição mensal e, ainda, aos serviços prestados pelas empresas especializadas, contratadas para as atividades da supressão vegetal e serviços prestados nas regiões de interferência do reservatório.
- (c) Referem-se, substancialmente, ao INSS decorrente de serviços prestados pelas empresas especializadas, contratadas para as atividades da supressão vegetal e serviços prestados nas regiões de interferência do reservatório.

18 Obrigações trabalhistas

	2018	2017
Provisão de férias	1.100	1.466
Encargos sobre provisão de férias	391	544
	1.491	2.010

19 Financiamento BNDES

A Companhia, em 11 de agosto de 2016, contratou com o BNDES um crédito de R\$ 1.046.000 destinado à implantação da UHE Sinop e aos programas de investimentos sociais, objeto do Contrato de Concessão nº 01/2014-MME.

Esse financiamento é atualizado pelos juros e pelos encargos financeiros determinados no contrato incorridos até a data das informações contábeis intermediárias. Os referidos encargos são apropriados, líquidos das receitas geradas pelas aplicações financeiras, no ativo imobilizado, pois são decorrentes de financiamentos utilizados exclusivamente para aquisição de imobilizado em formação (Nota Explicativa nº 14).

As principais informações a respeito do financiamento com o BNDES são as seguintes:

Composição do financiamento em 31 de dezembro de 2018

	Encargos	Principal	Encargos da dívida	Custo incremental	Total
Circulante					
Subcrédito A	2,88% a.a.	19.997	-	(1.047)	18.950
Atualização	TJLP	-	80.068	-	80.068
		19.997	80.068	(1.047)	99.018
Não circulante					
Subcrédito A	2,88% a.a.	937.966	-	(19.335)	918.631
Atualização	TJLP	-	59.154	-	59.154
		937.966	59.154	(19.335)	977.785
Total do financiamento		957.963	139.222	(20.382)	1.076.803

Movimentação do financiamento em 31 de dezembro de 2018

	Saldo em 2017	Adições	Baixas	Transf.	Encargos da dívida	Custo incremental	Saldo em 2018
Circulante							
Subcrédito A (a)	19.976	-	(10.992)	16.895	(6.803)	(126)	18.950
Atualização (a)	2.316	-	(45.652)	124.865	(1.461)	-	80.068
	22.292	-	(56.644)	141.760	(8.264)	(126)	99.018
Não circulante							
Subcrédito A	797.039	133.095	-	(10.182)	89	(1.411)	918.630
Atualização	90.325	-	-	(131.578)	100.408	-	59.155
	887.364	133.095	-	(141.760)	100.497	(1.411)	977.785
Total do financiamento	909.656	133.095	(56.644)	-	92.233	(1.537)	1.076.803

- (a) No dia 13 de novembro de 2019, o BNDES reembolsou para a Companhia a quantia de R\$ 8.264 referente à repactuação da amortização do principal e acessórios da dívida, cláusula 8ª do Contrato de Financiamento (alteração do sistema de amortização da dívida de SAC para Price), com relação a três pagamentos efetuados entre 15 de agosto e 15 de outubro de 2018.

Movimentação do custo incremental em 2018

Saldo em 2017	Adição	Amortização	Saldo em 2018
18.845	2.497	(960)	20.382

Movimentação do custo incremental em 2017

Saldo em 2016	Adição	Amortização	Saldo em 2017
17.580	2.096	(831)	18.845

Encargos financeiros adicionados ao imobilizado	2018	2017
Amortização do custo incremental	960	831
Encargos totais da dívida	92.233	76.663
Rendimento da aplicação financeira	<u>(2.440)</u>	<u>(7.961)</u>
	<u>90.753</u>	<u>69.533</u>

Composição do financiamento em 31 de dezembro de 2017

	Encargos	Principal	Encargos da dívida	Custo incremental	Total
Circulante					
Subcrédito A	2,88% a.a.	20.897	-	(921)	19.976
Atualização	TJLP	<u>-</u>	<u>2.316</u>	<u>-</u>	<u>2.316</u>
		<u>20.897</u>	<u>2.316</u>	<u>(921)</u>	<u>22.292</u>
Não circulante					
Subcrédito A	2,88% a.a.	814.963	-	(17.924)	797.039
Atualização	TJLP	<u>-</u>	<u>90.325</u>	<u>-</u>	<u>90.325</u>
		<u>814.963</u>	<u>90.325</u>	<u>(17.924)</u>	<u>887.364</u>
Total do financiamento		<u>835.860</u>	<u>92.641</u>	<u>(18.845)</u>	<u>909.656</u>

O saldo do contrato de financiamento com o BNDES está dividido em três subcréditos (“A”, “B” e “D”). As parcelas, compostas de principal e juros serão amortizadas em 240 prestações mensais: a primeira com vencimento em 15 de julho de 2018 e a última em 15 de junho de 2038.

Em função da definição da garantia física em 242,8 MW médios pelo Ministério de Minas e Energia, através da Portaria nº 2, de 8 de janeiro de 2018, a Companhia deixou de ter o direito de captar os recursos do subcrédito “C”, no valor de R\$ 28.000, conforme a Cláusula 17ª - Condições de Liberação da Colaboração Financeira, o que havia estabelecido um patamar mínimo de garantia física de 243,9 MW médios.

Subcréditos	Valor	Juros	Destino
A	970.000	2,88% a.a. + TJLP	Investimentos na UHE Sinop
B	43.000	2,88% a.a. + TJLP	Investimentos na UHE Sinop
D	<u>5.000</u>	TJLP	Implantação de projetos e programas de investimentos sociais da Companhia
Total	<u>1.018.000</u>		

O restante da liberação dos subcréditos, considerando o valor de face no contrato original, está previsto para ocorrer nas datas a seguir em função do cronograma de operacionalização do projeto e da realização dos programas de investimentos sociais:

Período	Subcréditos			Total
	A	B	D	Total
Mai/19	1.045	43.000	2.779	46.824
Jun/19	-	-	1.300	1.300
Set/19	-	-	733	733
Dez/19	-	-	47	47
Mar/20	-	-	47	47
Jun/20	-	-	47	47
Set/20	-	-	47	47
Total	1.045	43.000	5.000	49.045

Demonstrativo do saldo do financiamento por ano (principal + juros)

Exercícios	Total
2019	100.065
2020	80.928
2021	23.706
2022	25.811
2023	28.103
2024	30.599
2025	33.316
Após 2025	774.657
	1.097.185

Garantias e cláusulas restritivas

As principais garantias da operação constituem:

- (i) Cessão da totalidade dos direitos creditórios de que a Companhia é titular decorrentes do Contrato de Concessão em favor do BNDES, em caráter irrevogável e irretratável, até o final da liquidação de todas as obrigações assumidas no contrato de financiamento.
- (ii) Penhor, em caráter irrevogável e irretratável, até a final liquidação de todas as obrigações assumidas no contrato de financiamento, da totalidade das ações da Sinop Energia detidas pelos atuais Controladores da Companhia em favor do BNDES.
- (iii) Cessão pela Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) e Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE dos direitos creditórios de que é titular, relativos à comercialização no Ambiente Regulado e/ou no Ambiente Livre da energia produzida por usinas hidroelétricas cujas concessões são detidas por estas, relacionados nos respectivos contratos de cessão fiduciária de direitos creditórios celebrados individualmente entre cada acionista mencionado acima e o BNDES.

- (iv) Fiança corporativa do acionista da Usina Termelétrica Norte Fluminense S.A. (EDFNF) e do controlador final Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS de todas as obrigações assumidas, sendo a responsabilidade de cada fiador em relação a qualquer demanda de pagamento feita pelo BNDES, relativamente ao saldo da dívida, sempre limitada às seguintes proporções: EDFNF 51% e ELETROBRAS 49%, em que as fianças serão dispensadas pelo BNDES, após 31 de dezembro de 2019, caso sejam cumpridas, cumulativamente, as condições previstas na Cláusula 19^a (Conclusão Física e Financeira) do contrato de financiamento. Adicionalmente, conforme apresentado na Nota Explicativa nº 12, o contrato de financiamento com o BNDES também determina a criação de Contas Reservas.

O contrato de financiamento com o BNDES possui duas cláusulas restritivas compostas por índices financeiros (*covenants*): (i) Índice de Capital Próprio (ICP) - Patrimônio Líquido/Ativo Total; e (ii) Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) - LAJIDA menos imposto de renda e contribuição social/Amortização de principal e pagamento de juros. Adicionalmente, o contrato de financiamento com o BNDES determina que o ICP e o ICSD deverão ser calculados e apresentados, anualmente, até o primeiro dia útil de maio de cada ano civil, nas notas explicativas das demonstrações financeiras anuais relativas ao exercício anterior, auditadas por auditor independente cadastrado na Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

Índice de Capital Próprio (ICP)

O contrato de financiamento com o BNDES determina a manutenção, durante todo o período de amortização do financiamento, de Índice de Capital Próprio igual ou superior a 20% (vinte por cento). Em 31 de dezembro de 2018 e 2017, a Companhia apresentava ICP de 40% e 52%, respectivamente.

Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD)

O contrato de financiamento com o BNDES requer que a Companhia apure e informe o ICSD anualmente, conforme o prazo e os termos mencionados acima. Caso o ICSD seja inferior a 1,2 (um inteiro e dois décimos): (i) a Companhia não poderá realizar, sem prévia e expressa autorização do BNDES, a distribuição de dividendos e/ou pagamento de juros sobre capital próprio, cujo valor, isoladamente ou em conjunto, supere 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido do exercício anterior; e (ii) não atingirá todas as condições prévias necessárias para a liberação da fiança corporativa. Em 31 de dezembro de 2017, visto que a Companhia não amortizava principal ou pagava juros, o cálculo do ICSD resultou em um número indefinido. Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia apresentou ICSD de (7,22).

O contrato possui cláusulas restritivas (*covenants*) atreladas a condições operacionais, e a Companhia vem cumprindo com os *covenants* na data-base das informações contábeis em 31 de dezembro de 2018.

20 Debêntures

Características

Em 16 de maio de 2018, a Sinop Energia realizou a emissão de 236.000 (duzentas e trinta e seis mil) debêntures simples, não conversíveis e não permutáveis em ações, da espécie com garantia real e adicional fidejussória, em série única, nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados, para distribuição pública com esforços restritos de distribuição, nos termos do disposto na Instrução CVM nº 476, com valor nominal de R\$ 1 (um mil reais), perfazendo o valor total de R\$ 236.000 (“Segunda Emissão de Debêntures”). A integralização das debêntures foi realizada à vista, no ato da subscrição, em moeda corrente nacional, pelo preço da subscrição das debêntures, de acordo com as normas de liquidação e procedimentos aplicáveis da B3, a partir da data de início da distribuição das debêntures. O resultado do processo do *Bookbuilding* permitiu a emissão das debêntures com a taxa final de IPCA + 7,9461%. A totalidade dos recursos obtidos, no montante de R\$ 223.739, líquidos dos custos de captação, destinaram-se à construção da UHE Sinop.

As principais condições da emissão são estas:

Emissão	Quantidade	Remuneração	Pagamento	Vencimento	Garantia
2ª Emissão - Série única	236.000	IPCA + 7,9461%	Pagamentos semestrais a partir de 12/2019	06/2032	Garantia real e fidejussória

Amortização do valor nominal atualizado

O valor nominal atualizado será amortizado em 14 (quatorze) parcelas, sendo a primeira devida em 15 de dezembro de 2019 e a última em 15 de junho de 2032, conforme cronograma abaixo, ressalvada a hipótese de vencimento antecipada da totalidade das debêntures:

Vencimentos	Valores
2019	6.215
2020	622
2021	2.322
2022	5.810
2023	9.461
A partir de 2024	224.188
Total	248.618

Período de capitalização, capitalização e periodicidade de pagamentos dos juros remuneratórios

O período de capitalização das debêntures será o intervalo de tempo que se inicia na data da subscrição, ou na data de incorporação imediatamente anterior ou na data de pagamento de juros remuneratórios imediatamente anterior no caso dos demais períodos de capitalização das debêntures e termina na data de incorporação ou data de pagamento de juros remuneratórios correspondente ao período em questão.

Os juros remuneratórios serão pagos semestralmente, em que: (i) os juros remuneratórios calculados no período compreendido entre a data de subscrição e o dia 15 (quinze) de junho de 2019 (exclusive) serão integralmente capitalizados e incorporados ao valor nominal atualizado em 15 (quinze) de junho de 2019 (“data da incorporação”); (ii) o primeiro pagamento de juros remuneratórios será realizado em 15 de dezembro de 2019; e (iii) os demais pagamentos de juros remuneratórios ocorrerão sucessivamente, sempre no dia 15 (quinze) dos meses de junho e dezembro, sendo o último pagamento realizado na data de vencimento, 15 de junho de 2032.

Garantias e cláusulas restritivas

As principais garantias da emissão constituem:

- (i) Compartilhamento de garantias detidas pelo BNDES.
- (ii) Fiança corporativa dos atuais acionistas controladores de todas as obrigações assumidas, sendo a responsabilidade de cada fiador em relação a qualquer demanda sempre limitada às seguintes proporções: CHESF 24,5%; EDFNF 51%; e ELETRONORTE 24,5%, em que as fianças serão dispensadas, caso sejam cumpridas, cumulativamente, as condições previstas na Cláusula 3.9.1.4 (*Completion* Físico e Financeiro do Projeto).

Para mais detalhes, consulte o Instrumento Particular de Escritura da Segunda Emissão de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie com Garantia Real e Adicional Fidejussória, em Série Única, para Distribuição Pública com Esforços Restritos de Distribuição da Companhia, disponível no sítio na rede mundial de computadores da Comissão de Valores Mobiliários e, ainda, o *site* de Relações com Investidores da Sinop Energia.

A Escritura da Segunda Emissão de Debêntures possui duas cláusulas restritivas compostas por índices financeiros (*covenants*): (i) Índice de Capitalização (IC) - Patrimônio Líquido/Ativo Total; e (ii) Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) - LAJIDA menos imposto de renda e contribuição social/Amortização de principal e pagamento de juros.

Índice de Capitalização (IC)

A Escritura da Segunda Emissão de Debêntures determina que, para fins de comprovação do *Completion* Físico e Financeiro, entre outras condições cumulativas, a Companhia apresente índice de capitalização igual ou superior a 20% (vinte por cento) com base em demonstrações financeiras anuais auditadas. Adicionalmente, é vedado o resgate, recompra, amortização ou bonificação de ações de emissão da Companhia ou a distribuição de juros sobre capital próprio ou dividendos ou, ainda, o pagamento de quaisquer outros valores a seus acionistas diretos ou indiretos, inclusive pagamento de juros e/ou amortização de dívida subordinada, cujo valor, isoladamente ou em conjunto, supere 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido ajustado, nos termos da Lei das Sociedades por Ações, exceto pelo pagamento de juros sobre capital próprio ou distribuição de dividendos quando a Emissora estiver adimplente com as obrigações decorrentes da Escritura e dos Contratos de Garantia Real e comprovar, cumulativamente: (i) o *Completion* Físico e Financeiro do Projeto; (ii) o ICSD superior a 1,20 (um inteiro e vinte centésimos), por 2 (dois) anos consecutivos imediatamente anteriores; e (iii) IC igual ou superior a 25% (vinte e cinco por cento), ambos comprovados mediante a apresentação de demonstrações financeiras auditadas. Em 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017, a Companhia apresentava IC de 40% e 52%, respectivamente.

Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD)

Além da condição mencionada acima, a Escritura da Segunda Emissão de Debêntures determina que constitui um evento de inadimplemento que pode acarretar o vencimento antecipado não automático a apuração do ICSD num patamar inferior a 1,20 (um inteiro e vinte centésimos) por três anos consecutivos ou por três anos intercalados. A apuração do ICSD deve ser realizada após o encerramento de cada exercício fiscal com base nas demonstrações financeiras auditadas. Em 31 de dezembro de 2017, visto que a Companhia não amortizava principal ou pagava juros, o cálculo do ICSD resultou em um número indefinido. Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia apresentou ICSD de (7,22).

O contrato possui cláusulas restritivas (*covenants*) atreladas a condições operacionais e, com exceção do mencionado na Nota Explicativa nº 35b, a Companhia vem cumprindo com os *covenants* em 31 de dezembro de 2018.

Composição das debêntures em 31 de dezembro de 2018

	Encargos	Principal	Encargos da dívida	Custo incremental	Total
Circulante					
Debêntures	IPCA + 7,9461%	5.900	-	(336)	5.564
Atualização		-	315	-	315
		5.900	315	(336)	5.879
Não circulante					
Debêntures	IPCA + 7,9461%	230.100	-	(11.488)	218.612
Atualização		-	12.303	-	12.303
		230.100	12.303	(11.488)	230.915
Total das debêntures		236.000	12.618	(11.824)	236.794

Movimentação das debêntures em 31 de dezembro de 2018

	Saldo em 2017	Adições	Transf.	Encargos da dívida	Custo incremental	Saldo em 2018
Circulante						
Debêntures	-	-	5.900	-	(336)	5.564
Atualização	-	-	-	315	-	315
	-	-	5.900	315	(336)	5.879
Não circulante						
Debêntures	-	236.000	(5.900)	-	(11.488)	218.612
Atualização	-	-	-	12.303	-	12.303
	-	236.000	(5.900)	12.303	(11.488)	230.915
Total das debêntures	-	236.000	-	12.618	(11.824)	236.794

Composição do custo incremental

Saldo em 2017	Adição	Amortização	Saldo em 2018
-	12.262	(438)	11.824

Encargos financeiros adicionados ao imobilizado em 2018

Amortização do custo incremental	438
Encargos totais da dívida	12.618
Rendimento da aplicação financeira	<u>(1.120)</u>
	<u>11.936</u>

21 Provisões socioambientais

Referem-se à provisão relacionada aos gastos futuros com os programas socioambientais, a qual foi agregada ao custo do reservatório (imobilizado).

Circulante

	2018	2017
Físico biótico	1.490	-
Investimentos sociais	<u>16.462</u>	<u>-</u>
	<u>17.952</u>	<u>-</u>

Não circulante

	2018	2017
Físico biótico	490	-
Investimentos sociais	<u>43.646</u>	<u>-</u>
	<u>44.136</u>	<u>-</u>

A Companhia registrou no passivo circulante (R\$ 17.952) e no passivo não circulante (R\$ 44.136), em dezembro de 2018, a constituição do valor de provisão socioambiental no montante de R\$ 62.088, com base em estudos que levaram em conta os compromissos assumidos pela Companhia por meio de diversos projetos relacionados às atividades socioambientais da UHE Sinop.

22 Provisões para contingências

A Companhia é parte em processos judiciais e administrativos de natureza cível, trabalhista e tributária.

A provisão registrada em relação a tais processos é determinada pela Administração da Companhia, com base na análise de seus consultores jurídicos, e reflete a melhor estimativa do desembolso exigido para liquidar as perdas esperadas.

Os valores envolvidos nessas ações dependem das avaliações de eventuais danos, que poderão ser caracterizados pelo juiz em sentença em caso de procedência da ação, além de estarem sujeitos à confirmação pelas demais instâncias judiciais, devendo ser liquidados e quantificados em sede e momento oportunos, não estando necessariamente vinculados ao valor dado à causa.

A Administração da Companhia acredita que a provisão para riscos cíveis, trabalhistas e tributários, constituída de acordo com o IAS 37/CPC 25, é suficiente para cobrir eventuais perdas.

Contingências classificadas com probabilidade “provável”

Movimentação em 2018

	2017	Adições	Pagamentos/ baixas	2018
Trabalhistas (a)	-	108	-	108
Total	-	108	-	108

- (a) A Companhia é ré no Processo nº 12283920175230000 na Justiça Trabalhista no estado de Mato Grosso.

Contingências classificadas com probabilidade “possível”

A Companhia discute temas que, na opinião de seus assessores legais, têm a probabilidade classificada como “possível” e, conseqüentemente, não há provisionamento de valores, especialmente quando o risco de perda é possível, mas o risco de desembolso é remoto. Em 31 de dezembro de 2018, o valor envolvido estimado para todas as ações judiciais e administrativas é de R\$ 100.587 (R\$ 14.405 em 31 de dezembro de 2017), tais como: processos trabalhistas (envolvendo contratação de empresas terceirizadas e a Companhia figurada no polo passivo como litisconsorte e eventual possibilidade de condenação solidária ou subsidiária), e regulatórios/ambientais — Ação Civil Pública (ACP) —, tendo em vista que as ACPs questionam apenas o licenciamento do EIA/RIMA.

Movimentação em 2018

	2017	Adições	Pagamentos/ baixas	2018
Cíveis e outras (a)	12.445	57.288	(2.176)	67.557
Trabalhistas (b)	1.960	1.452	(650)	2.762
Tributárias (c)	-	30.268	-	30.268
Total	14.405	89.008	(2.826)	100.587

Movimentação em 2017

	2016	Adições	Pagamentos/ baixas	2017
Cíveis e outras (a)	1.210	11.235	-	12.445
Trabalhistas (b)	466	1.494	-	1.960
Total	1.676	12.729	-	14.405

- (a) Cíveis
- (i) Ação Civil Pública nº 1000465-52.2018.401.3603 em que o Ministério Público Federal questiona o pagamento da indenização para parte dos imóveis adquiridos para fins de implantação do Empreendimento, com perda possível e risco estimado em R\$ 32.224.

- (ii) Recurso Administrativo com pedido de efeito suspensivo interposto em relação à Condicionante 5.1 estabelecida no Parecer Técnico nº 109905/CLEIA/SUIMIS/2017 como condição de validade da Autorização de Desmate nº 638/2017, que exige a apresentação pela Sinop Energia de um Programa de Apoio Operacional à Secretaria de Estado de Meio Ambiente do Estado de Mato Grosso (SEMA/MT), com perda possível e risco estimado de R\$ 20.000.

- (b) **Trabalhistas**

As contingências trabalhistas classificadas como “possível” de maior relevância avaliadas pela Companhia estão relacionadas ao reconhecimento de vínculo empregatício, verbas rescisórias e seus reflexos, horas extraordinárias e seus reflexos, horas *in itinere*, indenização por dano moral decorrente do pagamento incorreto das verbas rescisórias e multas dos arts. 467 e 477 da CLT.

- (c) **Tributárias**
 - (i) A Companhia discute na esfera administrativa a Notificação Fiscal nº 001/ISSQN/2018, por meio da qual a Prefeitura Municipal de Itaúba/MT cobra o ISSQN supostamente recolhido a menor no bojo do contrato de EPC firmado com a Construtora Triunfo S.A. A diferença a recolher acrescida de juros, correção e multa de mora de 20% e multa de infração de 100% totaliza R\$ 9.197. Contudo, qualquer que seja o resultado do julgamento administrativo, ainda haverá a via judicial, conforme a previsão contratual de acionamento da Construtora Triunfo caso tenha havido algum recolhimento a menor de impostos por ela devidos.

 - (ii) A Companhia discute na esfera administrativa a Notificação Fiscal nº 030/ISSQN/2018, por meio da qual a Prefeitura Municipal de Cláudia/MT cobra o ISSQN supostamente recolhido a menor no bojo do contrato de EPC firmado com a Construtora Triunfo S.A. A diferença a recolher acrescida de juros, correção e multa de mora de 20% totaliza R\$ 21.071. Contudo, qualquer que seja o resultado do julgamento administrativo, ainda haverá a via judicial, conforme a previsão contratual de acionamento da Construtora Triunfo caso tenha havido algum recolhimento a menor de impostos por ela devidos.

23 Capital social

Em 31 de dezembro de 2018, o valor total de capital social integralizado é de R\$ 1.694.200 (R\$ 1.550.200, em 31 de dezembro de 2017), que compreende 1.694.200.000 ações ordinárias nominativas sem valor nominal. O capital social autorizado da Companhia em 31 de dezembro de 2018 é de R\$ 1.880.136.449 (R\$ 1.880.136.449 em 31 de dezembro de 2017), até o limite de 1.880.136.449 ações ordinárias.

A estrutura societária da Companhia está assim representada, em 31 de dezembro de 2018:

Acionistas	Subscrito e integralizado	Autorizado	Participação
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE	415.079	460.633	24,5%
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	415.079	460.633	24,5%
Usina Termelétrica Norte Fluminense S.A.	864.042	958.870	51,0%
	1.694.200	1.880.136	100,0%

A estrutura societária da Companhia foi assim representada, em 31 de dezembro de 2017:

Acionistas	Subscrito e integralizado	Autorizado	Participação
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE	379.799	460.633	24,5%
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	379.799	460.633	24,5%
Usina Termelétrica Norte Fluminense S.A.	<u>790.602</u>	<u>958.870</u>	<u>51,0%</u>
	<u>1.550.200</u>	<u>1.880.136</u>	<u>100,0%</u>

Em 24 de janeiro de 2018, foi integralizado em capital o valor de R\$ 64.000 em moeda corrente.

Em 23 de fevereiro de 2018, foi integralizado em capital o valor de R\$ 80.000 em moeda corrente.

a. Prejuízo por ação

O cálculo do prejuízo básico por ação foi baseado no prejuízo atribuído aos detentores de ações ordinárias e na média ponderada de ações ordinárias em circulação.

	2018	2017
Prejuízo atribuído aos detentores de ações ordinárias	<u>(266.896)</u>	<u>(434.311)</u>
Média ponderada de ações ordinárias em circulação	<u>1.678.156</u>	<u>1.151.101</u>
Prejuízo por ação (básico) - R\$	<u>(0,15904)</u>	<u>(0,37730)</u>
Prejuízo por ação (diluído) - R\$	<u>(0,15904)</u>	<u>(0,37730)</u>

Em 31 de dezembro de 2018 e 2017, o prejuízo por ação diluído representa o mesmo montante que o básico, uma vez que a Companhia não possui instrumentos diluidores emitidos nos exercícios de 2018 e 2017.

24 Receitas líquidas com comercialização de energia elétrica

	2018	2017
Receita com venda de energia elétrica	146.762	-
COFINS sobre venda de energia elétrica	(11.154)	-
PIS sobre venda de energia elétrica	(2.421)	-
Encargos setoriais (a)	<u>(162)</u>	<u>-</u>
	<u>133.025</u>	<u>-</u>

- (a) Referem-se à comercialização de energia elétrica no ACL (752.019,84 MWh) e no ACR (94.551,63 MWh). Os encargos setoriais referem-se à obrigação de recolher 1% sobre a receita operacional líquida, que passou a ser exigível a partir de 1º de dezembro de 2018, quando encerrou o período de excludente de responsabilidade decretado pela ANEEL, conforme mencionado na Nota Explicativa nº 1(ii).

25 Outras receitas

	2018	2017
Receitas com prêmio	<u>12.722</u>	<u>-</u>
	<u>12.722</u>	<u>-</u>

Prêmio recebido pela descontração da compra de energia elétrica no período.

26 Custos com comercialização de energia elétrica

	2018	2017
Energia elétrica comprada para revenda	<u>(138.381)</u>	<u>-</u>
	<u>(138.381)</u>	<u>-</u>

Referem-se à aquisição de energia elétrica, no montante de 846.992,18 MWh, deduzidos os tributos sobre o faturamento (PIS e COFINS).

27 Encargos de uso da rede elétrica

	2018	2017
Encargos de uso da rede elétrica	<u>(3.219)</u>	<u>(1.486)</u>
	<u>(3.219)</u>	<u>(1.486)</u>

Encargos pelo Uso do Sistema de Transmissão incorridos e pagos entre dezembro de 2017 e junho de 2018 subsequentemente determinados indevidos, conforme Ofício nº 43/2008-SRT/SCG/ANEEL. Este saldo será compensado mensalmente a partir do início da atividade de geração de energia elétrica até a realização total do crédito. Em 31 de julho de 2018, com base no estipulado pelo Ofício nº 43/2008-SRT/SCG/ANEEL citado acima, a Companhia reclassificou R\$ 18.473 para o Ativo Circulante - Despesas antecipadas (Nota Explicativa nº 11).

A partir de 1º de dezembro de 2018, a Companhia iniciou as apropriações do saldo do Ativo Circulante - Despesas Antecipadas, conforme orientação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

28 Outros custos

	2018	2017
Energia descontada	<u>(12.174)</u>	<u>(34.805)</u>
	<u>(12.174)</u>	<u>(34.805)</u>

Prêmio pago pela descontração da compra de energia elétrica no período.

29 Despesas gerais e administrativas

	Nota	2018	2017
Pessoal, encargos e benefícios	29.a	(9.094)	(7.733)
Serviços de terceiros	29.b	(12.898)	(4.946)
Arrendamentos e alugueis		(389)	(362)
Passagens e hospedagens		(660)	(700)
Materiais		(195)	(247)
Depreciações e amortizações	14 e 15	(656)	(418)
Provisões para redução ao valor recuperável - <i>Impairment</i>	14	(376.458)	(613.475)
Outros		<u>(1.367)</u>	<u>(1.429)</u>
		<u>(401.717)</u>	<u>(629.310)</u>

a. Pessoal, encargos e benefícios

	2018	2017
Remuneração de empregados	(6.192)	(4.977)
Encargos trabalhistas	(1.677)	(1.589)
Benefícios a empregados	<u>(1.225)</u>	<u>(1.167)</u>
	<u>(9.094)</u>	<u>(7.733)</u>

b. Serviços de terceiros

	2018	2017
Assessoria e Consultoria de O&M	(6.339)	-
Consultorias, honorários advocatícios e contábeis	(4.837)	(3.342)
Manutenção e instalação de equipamentos e sistema ERP	(678)	(605)
Telefonia, Internet, água e energia elétrica	(366)	(360)
Monitoramento e vigilância	(250)	(283)
Transportes	(47)	(45)
Outros	<u>(381)</u>	<u>(311)</u>
	<u>(12.898)</u>	<u>(4.946)</u>

30 Resultado financeiro

	2018	2017
Receitas financeiras		
Renda de aplicações financeiras (a)	5.809	8.008
Provisão não realizada (b)	-	377
Descontos obtidos	73	13
Variações monetárias	-	22
	5.882	8.420
Despesas financeiras		
IOF (c)	(87)	(363)
Juros e multas	(376)	(17)
Outras despesas financeiras	(86)	(2)
	(549)	(382)
	5.333	8.038

- (a) Os rendimentos provenientes dos aportes do BNDES foram deduzidos dos custos de empréstimos capitalizados durante o exercício em que as atividades relacionadas foram executadas, conforme disciplinam os CPCs 20 (R1) e 27.
- (b) Em 31 de dezembro de 2016, a Companhia provisionou R\$ 377, referentes ao IOF sobre as aplicações financeiras, no entanto o saldo permaneceu aplicado por mais de 30 dias, revertendo o total da provisão em 2017.
- (c) Em 31 de dezembro de 2018 e 2017, o montante de IOF pago pela Companhia originou-se de aplicações financeiras que permaneceram investidas por menos de 30 dias.

31 Partes relacionadas

Em 31 de dezembro de 2018 e 2017, a Companhia possuía como partes relacionadas administradores e controladores.

- Os administradores da Companhia são os membros do Conselho de Administração e Conselho Fiscal, devidamente eleitos em Assembleia Geral, e, ainda, os diretores estatutários eleitos pelo Conselho de Administração. A composição detalhada do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e da Diretoria estatutária está disponível para consulta no Formulário de Referência da Companhia, devidamente protocolado no *site* da Comissão de Valores Mobiliários, e, ainda, no *site* de Relações com Investidores da Companhia.
- Os controladores da Companhia são: Usina Termelétrica Norte Fluminense S.A. (UTNF), Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF e Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE; e a Electricité de France International (EDFI) e a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRAS) são controladoras finais.
- A EDF Norte Fluminense Serviços e Projetos em Geração de Energia Ltda. (EDF Projetos) é subsidiária integral do controlador da Companhia Usina Termelétrica Norte Fluminense S.A.

Controladores

Empresas	Natureza da operação	2018			2017		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
EDF Projetos	Serviços (a)	-	2.120	(6.019)	-	-	-
	Total	-	2.120	(6.019)	-	-	-
UTNF	Serviços (b)	581	50	(1.517)	480	79	(410)
	Total	581	50	(1.517)	480	79	(410)
CHESF	EUST (c)	-	-	-	-	222	(222)
	Acordo bilateral (d)	-	-	(721)	-	-	-
	Total	-	-	(721)	-	222	(222)
ELETRONORTE	EUST (c)	-	-	-	-	135	(135)
	Acordo bilateral (d)	-	-	(721)	-	4.733	(4.733)
	Reserva não contratada (e)	-	2.515	(9.980)	-	-	-
	Compra de energia (f)	-	-	(142.305)	-	-	-
	Total	-	2.515	(153.006)	-	4.868	(4.868)
Total geral	581	4.685	(161.263)	480	5.169	(5.500)	

- (a) Prestação de serviços de operação e manutenção da UHE Sinop e Instalações associadas.
(b) Prestação de serviços de gestão da UHE Sinop por recursos humanos cedidos à Companhia pela UTNF.
(c) Encargos pelo Uso do Sistema de Transmissão.
(d) Prêmio por descontração de energia elétrica por meio de CCEAR.
(e) Prêmio mensal por descontração de energia elétrica no ACL.
(f) Compra de energia elétrica no ACL.

Remuneração da Administração

De acordo com o art. 17º do Estatuto Social da Companhia, compete à Assembleia Geral de Acionistas definir a remuneração global dos membros do Conselho de Administração, da Diretoria e dos membros do Conselho Fiscal. A remuneração global da Administração e dos membros do Conselho Fiscal para o exercício de 2018 foi determinada em Assembleia Geral Ordinária (AGO) realizada em 27 de abril de 2018.

	2018	2017
Remuneração do Conselho de Administração e diretores (a)	(2.479)	(1.725)
Encargos trabalhistas e sociais do Conselho de Administração e diretores (b)	(717)	(880)
Benefícios do Conselho de Administração e diretores (c)	(313)	(434)
Remuneração do Conselho Fiscal (d)	(198)	(154)
	(3.707)	(3.193)

- (a) Composta por ordenados e salários.
(b) Provisão de férias, 13º salários e respectivos encargos sociais.
(c) Compostos por benefícios concedidos, como assistência médica, entre outros.
(d) Composta por ordenados e salários.

32 Gestão de riscos dos instrumentos financeiros

Instrumentos financeiros

Em 31 de dezembro de 2018 e 2017, a Companhia não mantinha contrato envolvendo operações com instrumentos financeiros derivativos. Os instrumentos financeiros não derivativos estão representados pelas rubricas “Caixa e equivalentes de caixa”, “Aplicações financeiras”, “Adiantamento a fornecedores”, “Fornecedores”, “Fundos vinculados” e demais passivos financeiros.

Estimativa do valor justo

Os saldos de contas a receber de clientes e contas a pagar aos fornecedores pelo valor contábil encontram-se próximos aos seus valores justos.

A Companhia usa a seguinte hierarquia para determinar e divulgar o valor justo de instrumentos financeiros pela técnica de avaliação:

(Circulante/Não circulante)	2018					2017			
	Nota	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Ativos financeiros									
Mensurados a valor justo por meio do resultado									
Títulos e valores mobiliários	7 e 8	16.521	-	-	16.521	216.130	-	-	216.130
Fundos vinculados	12	<u>56.616</u>	-	-	56.616	-	-	-	-
		73.137	-	-	73.137	216.130	-	-	216.130
Passivos financeiros									
Mensurados a valor justo por meio do resultado									
Fornecedores e encargos setoriais	16	105.243	-	-	105.243	91.987	-	-	91.987
Empréstimos e financiamentos	19 e 20	<u>1.313.597</u>	-	-	1.313.597	909.656	-	-	909.656
		1.418.840	-	-	1.418.840	1.001.643	-	-	1.001.643

Os ativos e passivos financeiros registrados a valor justo foram classificados e divulgados de acordo com os níveis a seguir:

- **Nível 1** - Preços cotados (não ajustados) em mercados ativos, líquidos e visíveis para ativos e passivos idênticos que estão acessíveis na data de mensuração.
- **Nível 2** - Preços cotados (podendo ser ajustados ou não) para ativos ou passivos similares em mercados ativos, outras entradas não observáveis no nível 1, direta ou indiretamente, nos termos do ativo ou passivo.
- **Nível 3** - Ativos e passivos cujos preços não existem ou cujos preços ou técnicas de avaliação são amparados por um mercado pequeno ou inexistente, não observável ou líquido. Nesse nível, a estimativa do valor justo torna-se altamente subjetiva.

Gestão de riscos

A Companhia encontra-se em fase pré-operacional, e os riscos inerentes à sua fase atual podem ser assim identificados:

Gestão do risco de capital

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de perseguir uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo. As aquisições e vendas de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação.

Condizente com outras companhias do setor, a Companhia monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à dívida líquida dividida pelo capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos e debêntures (contemplando as dívidas de curto e longo prazos, conforme demonstrado no balanço patrimonial), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial, com a dívida líquida.

	Nota	2018	2017
Financiamentos, empréstimos e debêntures	19 e 20	1.313.597	909.656
(-) Caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras	7 e 8	<u>(16.521)</u>	<u>(216.130)</u>
Dívida líquida		1.297.076	693.526
Patrimônio líquido		<u>978.119</u>	<u>1.101.015</u>
Total do capital		<u>2.275.195</u>	<u>1.794.541</u>
Índice de alavancagem financeira		<u>57%</u>	<u>39%</u>

Risco de crédito

Por estar em período pré-operacional, a Sinop Energia não depende dos recebíveis de sua carteira de clientes nesse momento. Contudo, a Companhia está exposta a riscos de crédito associados à sua carteira de numerários mantidos com instituições financeiras.

A Administração tem política de gestão financeira que limita determinadas exposições ao risco de crédito e cuja exposição é monitorada individual e coletivamente, levando em consideração a solidez financeira da contraparte. A Administração também se utiliza de conhecimento, informações e experiências de mercado para assumir determinadas posições de risco de crédito. Adicionalmente, a Companhia mantém suas aplicações financeiras concentradas no Banco ABC Brasil e no Bradesco.

A Companhia possui aplicações CDB-DI e fundos de investimento de renda fixa de baixo risco. Não há valores mínimos ou máximos para movimentação e permanência nem há carência para o resgate. A Companhia mantém duas carteiras de Fundos de aplicação do Bradesco e está composta da seguinte forma: (i) 20,52% em títulos públicos; 41,28% em Créditos Bancários; 24,07% em Créditos Corporativos; 10,97% em compromissadas e 3,16% em outros, para os fundos de negociações livres; e (ii) para os fundos permitidos pelo BNDES, a carteira é composta da seguinte forma: 81,37% em títulos públicos; e 18,63% em operações financeiras compromissadas (Notas Explicativas n°s 8 e 12).

Não é identificado, no momento, nenhum indício de *impairment* na sua carteira de ativos exposta ao risco de crédito, representada substancialmente pelos numerários mantidos com instituições financeiras (Notas Explicativas n°s 7 e 8).

Risco de preço

As receitas da Companhia, quando do início de suas operações comerciais, serão, nos termos do contrato de concessão e contratos CCEARs, reajustadas anualmente pela variação do IPCA.

Risco de taxa de juros

A Companhia está limitada aos efeitos da volatilidade de indexadores de preços e moeda no seu fluxo de caixa esperado, uma vez que, aproximadamente, 77% de seus compromissos contratuais, representados pelo financiamento com o BNDES, estão atrelados ao índice da TJLP e 100% das suas obrigações oriundas dos contratos de venda de energia futura estão comercializados no Ambiente de Comercialização Regulado e Livre estão atrelados ao IPCA.

No que tange ao risco de taxas de juros de seus contratos de financiamento, a Companhia contratou os empréstimos para financiamento do projeto com as seguintes condições:

- (a) Financiamento BNDES: prazo de 20 (vinte) anos, com os juros baseados na TJLP + 2,88% a.a.
- (b) 2ª emissão de debêntures: prazo de 14 (quatorze) anos, com os juros baseados no IPCA + 7,9461% a.a.
- (c) As condições desses financiamentos estão atreladas a juros prefixados, tornando o passivo financeiro da Companhia pouco exposto às oscilações (volatilidade) de taxas de juros de mercado.

Risco de liquidez

Os objetivos da Companhia, ao administrar seu capital, são os de salvaguardar a capacidade de sua continuidade, oferecendo retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de manter uma estrutura de capital ideal que proporcione a maximização da criação de valor para os acionistas. Condizente com outras empresas do setor, a Companhia monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. O detalhamento da dívida e dos prazos de financiamento de longo prazo da Companhia perante o BNDES e seus debenturistas estão evidenciados nas Notas Explicativas n°s 19 e 20, respectivamente.

A Companhia está em fase pré-operacional (em construção), e, dentro do plano de negócios que prevê todo o período futuro de concessão da Companhia, a Administração prevê que sua rentabilidade futura será suficiente para proporcionar a recuperação dos investimentos realizados e honrar todos os compromissos assumidos. A Companhia vem despendendo de quantias significativas em custos de construção, desenvolvimento e pré-operação e necessitará de recursos financeiros dos seus acionistas e/ou de terceiros para a conclusão da UHE Sinop. A Administração da Companhia, por meio de seus acionistas, avalia as alternativas de financiamento, de curto ou longo prazos, incluindo a possibilidade de aporte complementar de recursos financeiros dos acionistas controladores.

O valor justo não foi divulgado, pois ele é razoavelmente igual ao valor contábil.

Análise de sensibilidade dos ativos e dos passivos financeiros

O passivo financeiro da Companhia está atrelado majoritariamente à variação da TJLP, índice de reajuste do contrato de financiamento perante o BNDES.

O CPC 40 (R1) dispõe sobre a apresentação de informações sobre instrumentos financeiros, em nota explicativa específica, e sobre a divulgação do quadro demonstrativo de análise de sensibilidade.

Com a finalidade de verificar a sensibilidade do indexador nas dívidas, ao qual a Companhia está exposta, com as instituições financeiras na data-base de 31 de dezembro de 2018, foram definidos três cenários diferentes, considerando as projeções de longo prazo para as taxas de CDI e TJLP divulgadas pelo Banco Bradesco, e foram definidos os cenários prováveis para os próximos 12 meses e, a partir daí, calculadas variações de 25% (Cenário II) e 50% (Cenário III).

Para cada cenário, foi calculada a despesa financeira bruta, não levando em consideração a incidência de tributos e o fluxo de vencimentos de cada contrato programado para 2018. A data-base utilizada para os financiamentos foi 31 de dezembro de 2018, projetando os índices para um ano e verificando a sensibilidade destes em cada cenário.

Ativos

Risco na depreciação da taxa de juros:

	2018 Risco	Cenário I Provável	Cenário II -25%	Cenário III -50%
Aplicações	69.478	65.111	61.386	59.653
Receita financeira projetada anual		4.367	3.275	2.183
Taxa sujeita à variação	Carteira de fundos	6,29%	4,71%	3,17%
Variação - R\$			(1.092)	(2.183)

Risco na depreciação da taxa de juros

	2018 Risco	Cenário I Provável	Cenário II -25%	Cenário III -50%
Aplicações	3.137	2.913	2.745	2.633
Receita financeira projetada anual		224	168	112
Taxa sujeita à variação	Redução do CDI	7,14%	5,36%	3,57%
Variação - R\$			(56)	(112)

Passivos

Risco na apreciação da taxa de juros

	2018 Risco	Cenário I Provável	Cenário II 25%	Cenário III 50%
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)	1.097.185	1.167.624	1.185.234	1.202.844
Despesa financeira projetada	Aumento da TJLP	70.439	88.049	105.659
Taxa de juros		6,42%	8,03%	9,63%
Variação - R\$			17.610	35.220

Risco na depreciação da taxa de juros

	2018 Risco	Cenário I Provável	Cenário II -25%	Cenário III -50%
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)	1.097.185	1.026.746	973.916	938.697
Despesa financeira projetada	Redução da TJLP	70.439	52.829	35.220
Taxa de juros		6,42%	4,82%	3,21%
Variação - R\$			(17.610)	(35.220)

Risco na apreciação da taxa de juros

	2018 Risco	Cenário I Provável	Cenário II 25%	Cenário III 50%
Debêntures	248.618	258.563	261.049	263.535
Despesa financeira projetada	Aumento do IPCA	9.945	12.431	14.917
Taxa de juros		4,0%	5,0%	6,0%
Variação - R\$			2.486	4.972

Risco na depreciação da taxa de juros	2018 Risco	Cenário I Provável	Cenário II -25%	Cenário III -50%
Debêntures	248.618	238.673	231.215	226.242
Despesa financeira projetada		9.945	7.459	4.972
Taxa de juros	Redução do IPCA	4,0%	3,0%	2,0%
Variação - R\$			(2.486)	(4.972)

Premissas (média entre 2019 e 2020)

TJLP - Passivos	a.a.	6,42%
Carteira de fundos Bradesco - Ativos	a.a.	4,00%
CDI - Ativos	a.a.	7,14%
IPCA - Passivos	a.a.	6,29%

33 Cobertura de seguros

Como condição para a participação no Leilão nº 006/2013-ANEEL (A-5), a Companhia foi requerida a contratar Seguro-Garantia em favor da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). As garantias financeiras têm como finalidade proporcionar maior segurança às operações de compra e venda de energia elétrica na CCEE, tendo em vista que eventuais inadimplências podem comprometer a segurança das operações.

- **Seguradora: Junto Seguros S.A.** (anteriormente denominada **J. Malucelli Seguradora S.A.**)
Objeto: Seguro Garantia em favor da CCEE
Apólice nº 01-0775-0185254
Vigência: 18/02/2013 até 01/08/2019
Limite Máximo de Garantia (LMG): R\$ 62.210

Além da apólice acima, a Companhia figura como beneficiária do seguro tipo D&O contratado em nome da Usina Termelétrica Norte Fluminense S.A., cujas condições constam da seguinte forma:

- **Seguradora: AIG Seguros do Brasil S.A.**
Objeto: Seguro D&O
Apólice nº 087372018010310000748
Vigência: 01/04/2018 até 01/04/2019
Limite Máximo de Garantia (LMG): R\$ 14.248

A Companhia também figura como beneficiária dos seguros a seguir:

- **Seguradora: Austral Seguradora S.A.**
Objeto: Risco de Engenharia - Execução de obras civis em construção da UHE Sinop
Apólice nº 1006700000512
Vigência da cobertura básica: 19/08/2014 até 28/02/2019
Vigência da manutenção ampla: 28/02/2019 até 28/02/2021
Limite Máximo de Garantia (LMG): R\$ 1.199.810
- **Seguradora: Swiss Re Corporate Solutions Brasil Seguros S.A.**
Objeto: Responsabilidade Civil Geral - Construção, Instalação e Montagem da UHE Sinop
Apólice nº 51510000242
Vigência: 31/12/2018 até 31/03/2019
Limite Máximo de Garantia (LMG): R\$ 50.000

34 Compromissos

Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia possui o montante de R\$ 86.172 de compromissos assumidos, que se referem, principalmente, a: (i) contratação de fornecedores de materiais e serviços para a construção da UHE Sinop; (ii) contratação de serviços para a operação, gestão e manutenção da UHE Sinop; e (iii) obrigações assumidas em função do constante do Plano Básico Ambiental.

Compromissos	Total
Obras da barragem	22.007
Consultoria O&M	32.030
Obras do reservatório	6.834
Supressão vegetal	7.266
Plano Básico Ambiental	8.239
Outros	5.688
Assessorias, consultorias e auditorias	4.108
Total	86.172

35 Eventos subsequentes

a. Capital social

Em 19 de dezembro de 2018, o Conselho de Administração aprovou um aumento do capital social da Companhia, dentro do limite do capital social autorizado, no montante total de R\$ 181.000, e os valores serão aportados de acordo com o seguinte cronograma.

15/Jan/19	15/Fev/19	15/Mar/19	15/Abr/19	15/Mai/19
R\$ 63.000	R\$ 65.000	R\$ 20.000	R\$ 20.000	R\$ 13.000

Em 15 de janeiro de 2019, o montante de R\$ 63.000 foi devidamente integralizado no prazo estipulado na Ata de Reunião do Conselho de Administração de 19 de dezembro de 2018.

Em 16 de janeiro de 2019, o Conselho de Administração deliberou sobre a alteração do prazo para a integralização em dinheiro dos aportes previstos para o período entre fevereiro e maio de 2019 que foi aprovado em Reunião de Conselho de Administração realizada em 19 de dezembro de 2018. O novo cronograma para a realização dos aportes está demonstrado no quadro abaixo:

05/Fev/19	07/Mar/19	05/Abr/19	06/Mai/19
R\$ 65.000	R\$ 20.000	R\$ 20.000	R\$ 13.000

Em 5 de fevereiro de 2019, o montante de R\$ 65.000 foi devidamente integralizado no prazo estipulado na Ata de Reunião do Conselho de Administração de 16 de janeiro de 2019.

Em 20 de março, o Conselho de Administração deliberou para: (i) antecipar o prazo para a integralização em dinheiro dos aportes previstos para o mês de maio de 2019, no valor total de R\$ 13.000, para 05 de abril de 2019; e (ii) aumentar o Capital social de Companhia em R\$ 4.936, sendo que a integralização em dinheiro do aporte será realizada até 05 de abril de 2019. Consequentemente, o capital social da Companhia passa a ser R\$ 1.880.136, dividido em

1.880.136.449 (um bilhão, oitocentos e oitenta milhões, cento e trinta e seis mil, quatrocentos e quarenta e nove) ações nominativas, sem classe e sem valor nominal.

b. Concessão de *waiver* pelos debenturistas da segunda emissão de debêntures da Companhia em Assembleia Geral de Debenturistas realizada em 15 de janeiro de 2019

Em Assembleia Geral de Debenturistas realizada em 15 de janeiro de 2019, os investidores detentores da 2ª emissão da Sinop Energia, que representam 83,2% das debêntures em circulação, aprovaram, por unanimidade dos debenturistas presentes, o pedido de *waiver* pleiteado pela Companhia para postergar a data limite de entrada em operação comercial de janeiro de 2019 para 31 de maio de 2019.

Em contrapartida à concessão do *waiver* pelos debenturistas, os acionistas da Companhia assumiram o compromisso de realizar aportes mensais no período entre janeiro e maio de 2019, totalizando R\$ 181.000, e, ainda, a Sinop Energia realizará o pagamento aos debenturistas de um *waiver fee* de 0,1% sobre o valor nominal de cada debênture em 31 de janeiro de 2019.

Em 31 de janeiro de 2019, o montante de R\$ 251 foi devidamente pago aos debenturistas, de acordo com a Assembleia Geral de Debenturistas realizada em 15 de janeiro de 2019.

c. Autorização para enchimento do reservatório e testes para comissionamento

Em 30 de janeiro de 2019, iniciou-se o enchimento do reservatório da UHE Sinop, conforme a Autorização nº 1028/2019 emitida em 24 de janeiro de 2019 pela SEMA-MT com validade até 19 de janeiro de 2020. A autorização foi objeto de Comunicado ao Mercado em 1º de fevereiro de 2019.

d. Auto de Infração nº 159857

Em 13 de fevereiro de 2019, a Companhia foi autuada pela Secretaria de Estado de Meio Ambiente, por meio do Auto de Infração nº 159857 (“Auto de Infração”), em função do incidente que resultou na mortandade de peixes à jusante da UHE Sinop. O Auto de Infração estabelece uma multa administrativa no valor de R\$ 50.000, classificada com possibilidade de perda e risco de desembolso como “possível”. A Administração, por meio de seu Assessor Jurídico, estima que o valor justo da multa a ser efetivamente aplicada é de aproximadamente de R\$ 7.000, tendo em vista os termos do art. 24 do Decreto nº 6.514, de 22 de julho de 2008, que determina multa de R\$ 500,00 (quinhentos reais) por quilograma ou fração. O Auto de Infração foi objeto de Comunicado ao Mercado em 15 de fevereiro de 2019 e, ainda, seus credores foram devidamente informados.

* * *

Jean-Christophe Marcel Jos Delvallet
Diretor-presidente

Mauro de Almeida Santos
Diretor-administrativo e financeiro e
Diretor de relações com investidores

Ricardo Murilo Padilha de Araújo
Diretor de meio ambiente

Warfield Ramos Tomaz
Diretor de engenharia e construção

Alessandro Camilo da Silva
Contador
CRCMT 005078-0/9