

Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A
Notas explicativas às demonstrações financeiras para o
exercício findo em 31 de dezembro de 2019
(Em milhares de reais, exceto quando indicado o contrário)

1. Contexto Operacional

A Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A (“Companhia” ou “EMT”), é uma sociedade por ações de capital aberto, concessionária distribuidora de energia elétrica, sob o controle acionário da Rede Energia Participações S/A (REDE), que atua na área de distribuição de energia elétrica, além da geração própria de energia, por meio de usinas térmicas, para o atendimento aos sistemas isolados em sua área de concessão que abrange todo o Estado de Mato Grosso com 903.378 km², atendendo 1.458.284 consumidores em 141 municípios. A Companhia possui sede na cidade de Cuiabá, Estado de Mato Grosso e obteve registro de Companhia aberta na CVM em 25 de outubro de 1994.

Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica:

Em 11 de dezembro de 1997, foi outorgado à Companhia concessão para distribuição de energia elétrica em 141 municípios no Estado de Mato Grosso, pelo prazo de 30 anos. O contrato de concessão foi homologado junto à ANEEL, podendo ser prorrogado por uma única vez, pelo mesmo período, a critério do Poder Concedente.

Além do contrato de distribuição acima mencionado, a Companhia possui Contrato de Concessão de Geração nº 04/1997 de 1 Usina Termelétrica, com a respectiva subestação associada, com vencimento em 10 de dezembro de 2027.

Concessão de usinas térmicas	Capacidade total instalada MW (*)	Capacidade total utilizada MW (*)	Data da concessão	Data de vencimento
Concessão de 1 Usina Termelétrica: Guariba	2,44	1,207	10/12/1997	10/12/2027

(*) Informação fora do escopo dos auditores independentes

De acordo com o artigo 8º da Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, ficou vedada às concessionárias que atuam na distribuição de energia elétrica, manter atividades de geração no sistema interligado nacional de transmissão. A exceção ficou para os casos de atendimento a sistema elétrico isolado, ou seja, aqueles não ligados ao sistema interligado de transmissão. Embora possuindo 1 usina termelétrica própria no sistema isolado, a principal atividade da Companhia é a distribuição de energia elétrica, e a necessidade da manutenção desses ativos de geração é somente para atendimento dessas comunidades isoladas. Portanto, a administração considera seu negócio principal a atividade de distribuição de energia elétrica e a pequena atividade de geração como parte integrante do negócio principal, o que levou a bifurcação de todo ativo imobilizado da concessão em ativo financeiro e ativo intangível visto que o contrato garante o direito de indenização.

O contrato de concessão de distribuição contém cláusulas específicas que garantem o direito à indenização do valor residual dos bens vinculados ao serviço no final da concessão. Para efeito da reversão, consideram-se bens vinculados aqueles efetivamente utilizados na prestação do serviço.

As obrigações da concessionária, previstas no contrato de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica são:

- I - operar e manter as instalações de modo a assegurar a continuidade e a eficiência do Serviço Regulado, a segurança das pessoas e a conservação dos bens e instalações e fornecer energia elétrica a consumidores localizados em sua área de concessão, nos níveis de qualidade e continuidade estabelecidos em legislação específica;
- II - realizar as obras necessárias à prestação dos serviços concedidos, reposição de bens, e operar a infraestrutura de forma a assegurar a regularidade, continuidade, eficiência, segurança e modicidade das tarifas, em conformidade com as normas técnicas e legais específicas;
- III - organizar e manter controle patrimonial dos bens e instalações vinculados à concessão e zelar por sua integridade providenciando que aqueles que, por razões de ordem técnica, sejam essenciais à garantia e confiabilidade do sistema elétrico, estejam sempre adequadamente garantidos por seguro sendo vedado à

- concessionária alienar ou conceder em garantia tais bens sem a prévia e expressa autorização do agente regulador;
- IV - atender todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista, previdenciária e regulatória, inclusive prestando contas aos consumidores;
 - V - implementar medidas que objetivem o combate ao desperdício de energia, por meio de programas de redução de consumo de energia e inovações;
 - VI - submeter à prévia aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) alterações nas posições acionárias que impliquem em mudanças de controle. Na hipótese de transferência de ações representativas do controle acionário, o novo controlador deverá assinar termo de anuência e submissão às cláusulas do contrato de concessão e às normas legais e regulamentares da concessão; e
 - VII - manter o acervo documental auditável, em conformidade com as normas vigentes.

A concessão poderá ser extinta pelo término do contrato, encampação do serviço, caducidade, rescisão, irregularidades ou falência da concessionária, podendo ser prorrogada, mediante requerimento da concessionária e a critério exclusivo do Poder Concedente - Ministério de Minas e Energia - MME.

As informações referentes a reajustes, revisões tarifárias e outros assuntos regulatórios, ativos e passivos financeiros setoriais, ativo financeiro indenizável da concessão, ativos vinculados à concessão e receita de construção da infraestrutura estão apresentadas nas notas explicativas nº 9, 10, 14, 15 e 25, respectivamente.

2. Apresentação das demonstrações financeiras

2.1. Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras foram preparadas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem as disposições da legislação societária, previstas na Lei nº 6.404/76 com alterações da Lei nº 11.638/07 e Lei nº 11.941/09, e os pronunciamentos contábeis, interpretações e orientações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC"), aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") e as Normas Internacionais de Relatório Financeiro ("IFRS") emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB e, quando aplicáveis, as regulamentações do órgão regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Adicionalmente, a Administração considerou as orientações emanadas da Orientação OCPC 07, emitida pelo CPC em novembro de 2014, na preparação das suas demonstrações financeiras de forma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras estão divulgadas e correspondem ao que é utilizado na gestão da Companhia.

A emissão das demonstrações financeiras da Companhia foi autorizada pelo Conselho de Administração em 12 de março de 2020.

2.2. Moeda funcional e base de mensuração

As demonstrações financeiras são apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia.

As transações em moeda estrangeira foram convertidas para a moeda funcional pela taxa de câmbio da data em que as transações foram realizadas. Os saldos de ativos e passivos monetários em moeda estrangeira são reavaliados para a moeda funcional da Companhia pela taxa de câmbio na data base dos balanços. Os ganhos e as perdas cambiais resultantes da atualização desses ativos e passivos são reconhecidos como receitas e despesas financeiras no resultado.

As demonstrações financeiras foram preparadas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos quando requeridos nas normas, conforme detalhado na nota explicativa nº 31.

2.3. Julgamentos, estimativas e premissas

A preparação 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, requer que a Administração faça o uso de julgamentos, estimativas e premissas que afetam os valores reportados de ativos e passivos, receitas e despesas. Os resultados de determinadas transações, quando de sua efetiva realização em exercícios subsequentes, podem diferir dessas estimativas. As revisões das estimativas contábeis são reconhecidas no exercício em que são revisadas e nos exercícios futuros afetados.

As principais estimativas e julgamentos relacionados às demonstrações financeiras referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de:

- I - Nota explicativa 6 - Consumidores e concessionárias (fornecimento de energia elétrica não faturada) e Provisão perdas esperadas de crédito de liquidação duvidosa;
- II - Nota explicativa 10 - Ativos e passivos financeiros setoriais;
- III - Nota explicativa 13 - Créditos tributários;
- IV - Nota explicativa 14 - Ativo financeiro indenizável da concessão;
- V - Nota explicativa 15 - Imobilizado, intangível e ativo contratual - infraestrutura da concessão;
- VI - Nota explicativa 19 - Arrendamentos operacionais;
- VII - Nota explicativa 21 - Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórias;
- VIII - Nota explicativa 26 - Custo de energia elétrica comprada para revenda;
- IX - Nota explicativa 31 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos; e
- X - Nota explicativa 32 - Benefícios pós-emprego.

3. Resumo das principais políticas contábeis

As principais políticas contábeis têm sido aplicadas de maneira consistente a todos os exercícios apresentados nestas demonstrações financeiras.

3.1. Principais mudanças nas políticas contábeis

3.1.1. CPC 06 (R2) Operações de arrendamento mercantil/IFRS 16-Leases:

O CPC 06 (R2) estabelece os princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e evidenciação de arrendamentos e exige que os arrendatários contabilizem todos os arrendamentos sob um único modelo no balanço patrimonial, semelhante à contabilização de arrendamentos financeiros segundo o CPC 06 (R1). A norma inclui duas isenções de reconhecimento para arrendatários - arrendamentos de ativos de “baixo valor” (por exemplo, computadores pessoais) e arrendamentos de curto prazo (ou seja, com prazo de arrendamento de até 12 meses). Na data de início de um contrato de arrendamento, o arrendatário reconhecerá um passivo relativo aos pagamentos de arrendamento e um ativo que representa o direito de utilizar o ativo subjacente durante o prazo de arrendamento (ativo de direito de uso). Os arrendatários serão obrigados a reconhecer separadamente a despesa de juros sobre o passivo de arrendamento e a despesa de depreciação sobre o ativo de direito de uso. Os arrendatários também deverão reavaliar o passivo do arrendamento na ocorrência de determinados eventos (como por exemplo, uma mudança no prazo do arrendamento ou uma mudança nos pagamentos futuros do arrendamento como resultado da alteração de um índice ou taxa usada para determinar tais pagamentos). Em geral, o arrendatário irá reconhecer o valor do incremento do passivo de arrendamento em contrapartida de um ajuste do ativo de direito de uso.

A Companhia atua como arrendatária em contratos referente imóveis não residenciais para a instalação de agências de atendimentos a clientes, estabelecimentos para desenvolver suas atividades comerciais e centros de distribuição.

Não há alteração substancial na contabilização dos arrendadores com base no CPC 06 (R2) em relação à contabilização anterior de acordo com o CPC 06 (R1). Os arrendadores continuam a classificar todos os arrendamentos de acordo com o mesmo princípio de classificação do CPC 06 (R1), distinguindo entre dois tipos de arrendamento: operacionais e financeiros.

O CPC 06 (R2), que vigora para períodos anuais iniciados a partir de 1º janeiro de 2019, exige que os arrendatários e arrendadores façam divulgações mais abrangentes do que as previstas no CPC 06 (R1).

A Companhia aplicou o CPC 06 (R2) inicialmente em 1º de janeiro de 2019, utilizando a abordagem retrospectiva modificada, portanto, o efeito cumulativo da adoção do CPC 06 (R2) será reconhecido como um ajuste ao saldo de abertura dos lucros acumulados em 1º de janeiro de 2019, sem atualização das informações comparativas.

A adoção do CPC 06 (R2) não afetou a capacidade da Companhia de cumprir com os acordos contratuais (*covenants*) de limite máximo de alavancagem em empréstimos descritos nas notas explicativas nº 17 e 18.

Os efeitos da adoção inicial do CPC 06 (R2) estão como segue:

Impacto sobre o balanço patrimonial em 01 de janeiro de 2019	Ativo	Passivo
Intangível - Direito de uso - imóveis	7.225	-
Arrendamentos operacionais	-	7.225

Em 31 de dezembro de 2019 os efeitos do CPC 06 (R2) estão apresentados abaixo:

Balanço patrimonial	Saldo em 2019	Efeitos CPC 06 (R2)	Saldo sem efeitos em 2019
Ativo			
Ativo circulante	2.130.674	-	2.130.674
Ativo realizável a longo prazo	3.570.824	-	3.570.824
Investimentos	6.228	-	6.228
Imobilizado	14.898	-	14.898
Intangível	2.016.215	(7.165)	2.009.050
Direito de uso - imóveis	7.165	(7.165)	-
Ativo total	7.738.839	(7.165)	7.731.674
Passivo			
Passivo circulante	1.543.767	(2.495)	1.541.272
Arrendamentos operacionais	2.574	(2.574)	-
Impostos e contribuições sociais	87.118	79	87.197
Passivo não circulante	3.976.501	(4.823)	3.971.678
Arrendamentos operacionais	4.823	(4.823)	-
Patrimônio Líquido	2.218.571	153	2.218.724
Passivo total	7.738.839	(7.165)	7.731.674

Demonstração do resultado	Saldo 2019	Efeitos CPC 06 (R2)	Saldo 2019
Receita de venda de bens e/ou serviços	4.932.960	-	4.932.960
Custos dos bens e/ou serviços vendidos	(3.841.034)	(451)	(3.841.485)
Amortização e depreciação	(198.263)	2.081	(196.182)
Outros	(51.832)	(2.532)	(54.364)
Resultado bruto	1.091.926	(451)	1.091.475
Despesas/Receitas operacionais	(234.282)	-	(234.282)
Resultado antes do resultado financeiro e dos tributos	857.644	(451)	857.193
Resultado financeiro	(159.090)	683	(158.407)
Outras despesas financeiras	(12.241)	683	(11.738)
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	698.554	232	698.786
Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro	(104.398)	(79)	(104.477)
Lucro líquido do exercício	594.156	153	594.309

3.1.2. ICPC 22 - Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro

Em dezembro de 2018 foi emitido o ICPC 22, em correlação à norma IFRIC 23 - Incerteza sobre Tratamentos de Imposto de Renda, onde a interpretação esclarece como aplicar os requisitos de reconhecimento e mensuração do CPC 32 quando há incerteza sobre os tratamentos de tributo sobre o lucro. A interpretação determina que 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.

Na avaliação da Administração da Companhia, a interpretação não traz impactos significativos às demonstrações financeiras, pois os procedimentos adotados para a apuração e recolhimento dos tributos sobre o lucro estão amparados na legislação, opiniões de consultores, internos e externos, e em precedentes de Tribunais Administrativos e Judiciais.

3.2. Principais políticas contábeis

- a. **Caixa e equivalentes de caixa** - Os equivalentes de caixa são mantidos com a finalidade de atender compromissos de caixa de curto prazo, e não para investimento ou outros fins. A Companhia considera equivalentes de caixa uma aplicação financeira de conversibilidade imediata em um montante conhecido de caixa e estando sujeita a um insignificante risco de mudança de valor. Por conseguinte, um investimento, normalmente, se qualifica como equivalente de caixa quando tem vencimento de curto prazo, por exemplo, três meses ou menos, a contar da data da contratação;
- b. **Instrumentos financeiros e operações de hedge**

1. Instrumentos financeiros

O CPC 48 simplificou o modelo de mensuração atual para ativos financeiros e estabeleceu três categorias de mensuração: (i) a custo amortizado; (ii) a valor justo por meio do resultado (“VJR”); e (iii) a valor justo por meio de outros resultados abrangentes (“VJORA”), dependendo do modelo de negócios e as características dos fluxos de caixa contratuais. Quanto ao reconhecimento e mensuração de passivos financeiros, não houve alterações significativas em relação aos critérios atuais, com exceção ao reconhecimento de mudanças de risco de crédito próprio em outros resultados abrangentes para aqueles passivos designados ao valor justo por meio do resultado.

Ativos financeiros:

Reconhecimento inicial e mensuração - são classificados no reconhecimento inicial, como subsequentemente mensurados ao custo amortizado ao seu valor justo por meio de outros resultados abrangentes e ao valor justo por meio do resultado.

A classificação dos ativos financeiros no reconhecimento inicial depende das características dos fluxos de caixa contratuais do ativo financeiro e do modelo de negócios para a gestão destes ativos financeiros.

Para que um ativo financeiro seja classificado e mensurado pelo custo amortizado ou pelo valor justo por meio de outros resultados abrangentes, ele precisa gerar fluxos de caixa que sejam “exclusivamente pagamentos de principal e de juros” sobre o valor do principal em aberto. Esta avaliação é executada a nível de cada instrumento.

As aquisições ou alienação de ativos financeiros que exigem a entrega de ativos dentro de um prazo estabelecido por regulamento ou convenção no mercado são reconhecidas na data da negociação, ou seja, a data em que a Companhia se comprometeu a comprar ou vender o ativo.

Um ativo financeiro não é mais reconhecido quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando a Companhia transfere os direitos ao recebimento dos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação no qual, essencialmente, todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos.

Mensuração subsequente - para fins de mensuração subsequente, os ativos financeiros são classificados em ativos financeiros ao custo amortizado (instrumentos de dívida); ativos financeiros ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes com reclassificação de ganhos e perdas acumulados (instrumentos de dívida); ativos financeiros designados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes, sem reclassificação de ganhos e perdas acumulados no momento de seu desreconhecimento (instrumentos patrimoniais); e ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado.

A Companhia mensura os ativos financeiros ao custo amortizado se o ativo financeiro for mantido dentro de modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros com o fim de receber fluxos de caixa contratuais, e os termos contratuais do ativo financeiro derem origem, em datas especificadas, a fluxos de caixa que constituam, exclusivamente, pagamentos de principal e juros sobre o valor do principal em aberto.

Os ativos financeiros ao custo amortizado são subsequentemente mensurados usando o método de juros efetivos e estão sujeitos a redução ao valor recuperável. Ganhos e perdas são reconhecidos no resultado quando o ativo é baixado, modificado ou apresenta redução ao valor recuperável.

Quanto aos instrumentos de dívida a Companhia avalia ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes se o ativo financeiro for mantido dentro de modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros com o fim de receber fluxos de caixa contratuais, e se os termos contratuais do ativo financeiro derem origem, em determinadas datas específicas, a fluxos de caixa que constituam, exclusivamente, pagamentos de principal e juros sobre o valor do principal em aberto.

Para os instrumentos de dívida ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes, a receita de juros, a reavaliação cambial e as perdas ou reversões de redução ao valor recuperável são reconhecidas na demonstração do resultado e calculadas da mesma maneira que para os ativos financeiros mensurados pelo custo amortizado. As alterações restantes no valor justo são reconhecidas em outros resultados abrangentes.

No momento do desreconhecimento, a mudança acumulada do valor justo reconhecida em outros resultados abrangentes é reclassificada para resultado.

Segue abaixo resumo da classificação e mensuração - CPC 48/IFRS 9:

Classificação e Mensuração - CPC 48/IFRS 9				
Ativos financeiros a custo amortizado				Estes ativos são mensurados ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivo. O custo amortizado é reduzido por perdas por <i>impairment</i> . A receita de juros, ganhos e perdas cambiais e <i>impairment</i> são reconhecidas no resultado. Qualquer ganho ou perda no desreconhecimento é registrado no resultado.
Ativos VJR	financeiros	mensurados	a	Esses ativos são mensurados ao valor justo. O resultado líquido, incluindo juros ou receita de dividendos, é reconhecido no resultado.
Instrumentos VJORA	de	dívida	ao	Esses ativos são mensurados ao valor justo. Os rendimentos de juros calculados utilizando o método dos juros efetivo, ganhos e perdas cambiais e <i>impairment</i> são reconhecidos no resultado. Outros resultados líquidos são reconhecidos em ORA. No reconhecimento inicial de um investimento em um instrumento patrimonial que não seja mantido para negociação, poderá optar irrevogavelmente por apresentar alterações subsequentes no valor justo do investimento em ORA. Esta escolha é feita para cada investimento. No desreconhecimento, o resultado acumulado em ORA é reclassificado para o resultado.
Instrumentos patrimoniais ao VJORA				Esses ativos são mensurados ao valor justo. Os dividendos são reconhecidos como ganho no resultado, a menos que o dividendo represente claramente uma recuperação de parte do custo do investimento. Outros resultados líquidos são reconhecidos em ORA e nunca são reclassificados para o resultado.

Avaliação do modelo de negócio:

A Companhia realiza uma avaliação do objetivo do modelo de negócios em que um ativo financeiro é mantido em carteira porque reflete melhor a maneira pela qual o negócio é gerido e as informações são fornecidas à Administração. As informações consideradas incluem (i) as políticas e objetivos estipulados para a carteira e o funcionamento prático dessas políticas que inclui a questão de saber se a estratégia da Administração tem como foco a obtenção de receitas de juros contratuais, a manutenção de um determinado perfil de taxa de juros, a correspondência entre a duração dos ativos financeiros e a duração de passivos relacionados ou saídas esperadas de caixa, ou a realização de fluxos de caixa por meio da venda de ativos; (ii) como o desempenho da carteira é avaliado e reportado à Administração da Sociedade; (iii) os riscos que afetam o desempenho do modelo de negócios (e o ativo financeiro mantido naquele modelo de negócios) e a maneira como aqueles riscos são gerenciados; (iv) como os gerentes do negócio são remunerados - por exemplo, se a remuneração é baseada no valor justo dos ativos geridos ou nos fluxos de caixa contratuais obtidos; e (v) a frequência, o volume e o momento das vendas de ativos financeiros nos períodos anteriores, os motivos de tais vendas e suas expectativas sobre vendas futuras.

As transferências de ativos financeiros para terceiros em transações que não se qualificam para o desreconhecimento não são consideradas vendas, de maneira consistente com o reconhecimento contínuo dos ativos da Companhia.

Os ativos financeiros mantidos para negociação ou gerenciados com desempenho avaliado com base no valor justo são mensurados ao valor justo por meio do resultado.

Avaliação sobre se os fluxos de caixa contratuais são somente pagamentos de principal e de juros.

Para fins de avaliação dos fluxos de caixa contratuais, o principal é definido como o valor do custo do ativo financeiro no reconhecimento inicial. Os juros são definidos como uma contraprestação pelo valor do dinheiro no tempo e pelo risco de crédito associado ao valor principal em aberto durante um determinado período de tempo e pelos outros riscos e custos básicos de empréstimos (por exemplo, risco de liquidez e custos administrativos), assim como uma margem de lucro.

A Companhia considera os termos contratuais do instrumento para avaliar se os fluxos de caixa contratuais são somente pagamentos do principal e de juros. Isso inclui a avaliação sobre se o ativo financeiro contém um termo contratual que poderia mudar o momento ou o valor dos fluxos de caixa contratuais de forma que ele não atenderia essa condição. Ao fazer essa avaliação, é considerado os eventos contingentes que modifiquem o valor ou a época dos fluxos de caixa; os termos que possam ajustar a taxa contratual, incluindo taxas variáveis; o pré-pagamento e a prorrogação do prazo; e os termos que limitam o acesso da Companhia a fluxos de caixa de ativos específicos baseados na performance de um ativo.

Passivos financeiros:

São mensurados ao custo amortizado utilizando o método de juros efetivos. Em 31 de dezembro de 2019, compreendem empréstimos, financiamentos e debêntures, arrendamentos operacionais, saldos a pagar a fornecedores e outras contas a pagar.

Reconhecimento inicial e mensuração - os passivos financeiros são classificados, no reconhecimento inicial, como passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado, passivo financeiro ao custo amortizado ou como derivativos designados como instrumentos de *hedge* em um *hedge* efetivo, conforme apropriado.

Todos os passivos financeiros são mensurados inicialmente ao seu valor justo, mais ou menos, no caso de passivo financeiro que não seja ao valor justo por meio do resultado, os custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à emissão do passivo financeiro.

Mensuração subsequente - a mensuração de passivos financeiros é como segue:

Passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado - passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado incluem passivos financeiros para negociação e passivos financeiros designados no reconhecimento inicial ao valor justo por meio do resultado. Passivos financeiros são classificados como mantidos para negociação se forem incorridos para fins de recompra no curto prazo. Esta categoria também inclui instrumentos financeiros derivativos contratados que não são designados como instrumentos de *hedge* nas relações de *hedge* definidas pelo CPC 48. Derivativos embutidos separados também são classificados como mantidos para negociação a menos que sejam designados como instrumentos de *hedge* eficazes. Ganhos ou perdas em passivos para negociação são reconhecidos na demonstração do resultado. Os passivos financeiros designados no reconhecimento inicial ao valor justo por meio do resultado são designados na data inicial de reconhecimento, e somente se os critérios do CPC 48 forem atendidos. A Companhia não designou nenhum passivo financeiro ao valor justo por meio do resultado.

Passivo financeiro ao custo amortizado - após o reconhecimento inicial, debêntures emitidas, empréstimos e financiamentos contraídos e concedidos sujeitos a juros são mensurados subsequentemente pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva. Ganhos e perdas são reconhecidos no resultado quando os passivos são baixados, bem como pelo processo de amortização da taxa de juros efetiva. O custo amortizado é calculado levando em consideração qualquer deságio ou ágio na aquisição e taxas ou custos que são parte integrante do método da taxa de juros efetiva. A amortização pelo método da taxa de juros efetiva é incluída como despesa financeira na demonstração do resultado. Essa categoria geralmente se aplica a empréstimos e financiamentos concedidos e contraídos, sujeitos a juros.

Desreconhecimento:

Um passivo financeiro é baixado quando a obrigação sob o passivo é extinta, ou seja, quando a obrigação especificada no contrato for liquidada, cancelada ou expirar. Quando um passivo financeiro existente é substituído por outro do mesmo mutuante em termos substancialmente diferentes, ou os termos de um passivo existente são substancialmente modificados, tal troca ou modificação é tratada como o desreconhecimento do passivo original e o reconhecimento de um novo passivo. A diferença nos respectivos valores contábeis é reconhecida na demonstração do resultado.

Compensação de instrumentos financeiros:

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

Instrumentos financeiros derivativos:

As operações com instrumentos financeiros derivativos, contratadas pela Companhia, resumem-se em “Swap”, que visa exclusivamente à proteção contra riscos cambiais associados a posições no balanço patrimonial, aquisição de bens para o ativo intangível e ativo imobilizado.

São mensurados ao seu valor justo, com as variações registradas contra o resultado do exercício, exceto quando designadas em uma contabilidade de “hedge” de fluxo de caixa, cujas variações no valor justo são reconhecidas em “outros resultados abrangente” no patrimônio líquido.

O valor justo dos instrumentos financeiros derivativos é calculado por empresa especializada e independente na gestão de risco de caixa e dívida, de modo que é procedido monitoramento diário sobre o comportamento dos principais indicadores macroeconômicos e seus impactos nos resultados, em especial nas operações de derivativos.

2. Instrumentos financeiros derivativos e contabilidade de *hedge*

A Companhia designa certos instrumentos de “hedge” relacionados a risco com variação cambial e taxa de juros dos empréstimos como “hedge” de valor justo. No início da relação de “hedge”, a Companhia documenta a relação entre o instrumento de “hedge” e o item objeto de “hedge” de acordo com os objetivos da gestão de riscos e estratégia financeira. Adicionalmente, no início do “hedge” e de maneira continuada, a Companhia documenta se o instrumento de “hedge” usado é altamente efetivo na compensação das mudanças de valor justo ou fluxo de caixa do item objeto de “hedge”, atribuível ao risco sujeito a “hedge”. A nota explicativa nº 31, traz mais detalhes sobre o valor justo dos instrumentos derivativos utilizados para fins de “hedge”.

A documentação inclui a identificação do instrumento de hedge, do item protegido, da natureza do risco que está sendo protegido e de como a Companhia avalia se a relação de proteção atende os requisitos de efetividade de hedge (incluindo sua análise das fontes de inefetividade de hedge e como determinar o índice de hedge). Um relacionamento de hedge se qualifica para contabilidade de hedge se atender todos os seguintes requisitos de efetividade:

- Existe relação econômica entre o item protegido e o instrumento de hedge.
- O efeito de risco de crédito não influencia as alterações no valor que resultam desta relação econômica.
- O índice de hedge da relação de proteção é o mesmo que aquele resultante da quantidade do item protegido que a entidade efetivamente protege e a quantidade do instrumento de hedge que a entidade efetivamente utiliza para proteger esta quantidade de item protegido.

Os hedges que atendem a todos os critérios de qualificação para contabilidade de hedge são registrados conforme descrito abaixo:

Hedges de valor justo: a mudança no valor justo de um instrumento de hedge é reconhecida na demonstração do resultado como outras despesas. A mudança no valor justo do item objeto de hedge atribuível ao risco coberto é registrada como parte do valor contábil do item protegido e é também reconhecida na demonstração do resultado como outras despesas.

Para hedges de valor justo relacionados a itens mensurados ao custo amortizado, qualquer ajuste ao valor contábil é amortizado por meio do resultado durante o prazo remanescente do hedge, utilizando o método da taxa de juros efetiva. A amortização da taxa de juros efetiva pode ser iniciada assim que exista um ajuste e, no mais tardar, quando o item protegido deixar de ser ajustado por alterações no seu valor justo atribuíveis ao risco coberto.

Se o item objeto de hedge for desreconhecido, o valor justo não amortizado é reconhecido imediatamente no resultado.

Quando um compromisso firme não reconhecido é designado como um item protegido, a mudança acumulada subsequente no valor justo do compromisso firme atribuível ao risco protegido é reconhecida como um ativo ou passivo com reconhecimento do ganho ou perda correspondente no resultado;

- c. **Consumidores e concessionárias** - inclui o fornecimento de energia elétrica faturada e não faturada, esta última apurada por estimativa e reconhecida pelo regime de competência, até o encerramento das demonstrações financeiras.

A provisão para perdas esperadas com créditos de liquidação duvidosa é constituída com base na perda esperada, utilizando uma abordagem simplificada de reconhecimento, em taxas de perdas históricas, probabilidade futura de inadimplência e na melhor expectativa da administração;

- d. **Estoques** - estão valorizados ao custo médio da aquisição e não excedem os seus custos de aquisição ou seus valores de realização;
- e. **Ativos e passivos financeiros setoriais** - referem-se aos ativos e passivos decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados da Parcela A e outros componentes financeiros, que são incluídos nas tarifas no início do período tarifário e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber da Companhia sempre que os custos homologados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos homologados são superiores aos custos incorridos. Esses valores são efetivamente liquidados por ocasião dos próximos períodos tarifários ou, em caso de extinção da concessão com a existência de saldos apurados que não tenham sido recuperados, serão incluídos na base de indenização já prevista quando da extinção por qualquer motivo da concessão;
- f. **Ativo financeiro indenizável da concessão** - corresponde ao contrato de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica firmado entre o Poder concedente e a Companhia, no qual estabelecem e determinam para o segmento de distribuição de energia elétrica que a parcela estimada do capital investido na infraestrutura do serviço público que não será totalmente amortizada até o final da concessão, será um direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura.

Os contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica indicam que ao final da concessão os ativos vinculados a infraestrutura serão revertidos ao Poder Concedente mediante o pagamento de indenização, que o preço praticado é regulado através de mecanismo de tarifas de acordo com as fórmulas paramétricas de parcela A e B e das revisões tarifárias periódicas para cobrir os custos, amortizar investimentos e a remuneração do capital investido. Dispondo a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente.

As características do contrato de concessão fornecem a Administração base para entendimento de que as condições para aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (IFRIC 12) - Contratos de Concessão para as Distribuidoras, está atendido de forma a refletir o negócio de distribuição de energia elétrica.

Os ativos financeiros relacionados ao contrato da concessão de distribuição são classificados e mensurados a valor justo por meio de resultado, onde, para o segmento de distribuição, foram valorizados com base na BRR - Base de Remuneração Regulatória, conceito de valor de reposição, que é o critério utilizado pela ANEEL para determinar a tarifa de energia das distribuidoras, bem como, é reconhecido a remuneração da parcela dos ativos que compõe a base de remuneração, inclusive da parcela ainda não homologada pela ANEEL, sendo que esta última é calculada com base em estimativas, considerando, além do IPCA, expectativa de glosas baseado na experiência da Administração e no histórico de glosas em homologações anteriores, o que reflete a melhor estimativa de valor justo do ativo.

A Companhia contabiliza a atualização do ativo financeiro indenizável da concessão no grupo de receitas operacionais por refletir com mais propriedade o modelo de seu negócio de distribuição de energia elétrica e melhor apresentar sua posição patrimonial e o seu desempenho, corroborado no parágrafo 23 do OCPC 05 - Contrato de Concessão. Esses ativos estão detalhados na nota explicativa nº 14;

- g. **Imobilizado** - itens do imobilizado são mensurados pelo custo histórico de aquisição ou construção, deduzido de depreciação acumulada e perdas de redução ao valor recuperável (*impairment*) acumuladas, quando aplicável.

O custo inclui gastos que são diretamente atribuíveis à aquisição de um ativo. O custo de ativos construídos pela própria Companhia inclui:

- O custo de materiais e mão de obra direta;
- Quaisquer outros custos para colocar o ativo no local em condições necessárias para que sejam capazes de operar na sua plenitude;
- Os custos de desmontagem e de restauração do local onde estes ativos estão localizados; e
- Custos de empréstimos sobre ativos qualificáveis.

Quando partes de um item do imobilizado têm diferentes vidas úteis, elas são registradas como itens individuais (componentes principais) de imobilizado.

Ganhos e perdas na alienação de um item do imobilizado (apurados pela diferença entre os recursos advindos da alienação e o valor contábil do imobilizado), são reconhecidos em outras receitas/ despesas operacionais na demonstração do resultado do exercício.

Depreciação:

Itens do ativo imobilizado são depreciados pelo método linear no resultado do exercício baseado na vida útil econômica estimada de cada componente e/ou de acordo com o prazo de concessão/autorização;

- h. **Intangível** - compreendem, principalmente, os ativos referentes ao contrato de concessão do serviço público, direito de uso CPC 06 (R2) e softwares. São mensurados pelo custo total de aquisição, menos as despesas de amortização, essas são baseadas no padrão de consumo dos benefícios esperados durante o prazo da concessão, e perdas acumuladas por redução ao valor recuperável, quando aplicável;
- i. **Ativo contratual - Infraestrutura em construção** - o ativo contratual é o direito à contraprestação em troca de bens ou serviços transferidos ao cliente. Conforme determinado pelo CPC 47 - Receita de contrato com cliente, os bens vinculados à concessão em construção, registrados de acordo com o escopo do ICPC 01 (R1) - Contratos da Concessão ("ICPC 01"), devem ser classificados como ativo contratual em face da Companhia ter o direito de cobrar pelos serviços prestados aos consumidores dos serviços públicos ou receber dinheiro ou outro ativo financeiro, pela reversão da infraestrutura do serviço público, apenas após a transferência dos bens em construção (ativo contratual) para intangível da concessão, onde a natureza da remuneração paga pelo Poder Concedente ao concessionário ser determinada de acordo com os termos do contrato de concessão;
- j. **Juros e encargos financeiros** - são capitalizados às obras em curso com base na taxa média efetiva de captação, limitado a taxa WACC regulatório de acordo com os procedimentos de capitalização estabelecidos no normativo contábil (CPC 20);
- k. **Redução a valor recuperável**

Ativo não financeiro:

A Administração da Companhia revisa o valor contábil líquido de seus ativos tangíveis e intangíveis com objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas operacionais ou tecnológicas para determinar se há alguma indicação de que tais ativos sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável. Se houver tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado com a finalidade de mensurar o montante dessa perda, se houver.

Quando não for possível estimar o montante recuperável de um ativo individualmente, a Companhia calcula o montante recuperável da unidade geradora de caixa à qual pertence o ativo. Quando uma base de alocação razoável e consistente pode ser identificada, os ativos corporativos também são alocados às unidades geradoras de caixa individuais ou ao menor grupo de unidades geradoras de caixa para o qual uma base de alocação razoável e consistente possa ser identificada.

Para fins de avaliação do valor recuperável dos ativos através do valor em uso, utiliza-se o menor grupo de ativos para o qual existem fluxos de caixa identificáveis separadamente (unidades geradoras de caixa - UGC). Uma perda é reconhecida na demonstração do resultado, pelo montante em que o valor contábil do ativo ultrapasse seu valor recuperável.

Uma perda do valor recuperável anteriormente reconhecida é revertida caso - tiver ocorrido uma mudança nos pressupostos utilizados para determinar o valor recuperável do ativo ou UGCs, desde quando a última perda do valor recuperável foi reconhecida. A reversão é limitada para que o valor contábil do ativo não exceda o seu valor recuperável, nem o valor contábil que teria sido determinado, líquido de depreciação, se nenhuma perda do valor recuperável tivesse sido reconhecida no ativo em exercícios anteriores. Essa reversão é reconhecida na demonstração dos resultados, caso aplicável.

Os seguintes critérios são aplicados na avaliação do valor recuperável dos seguintes ativos:

. **Ativos intangíveis:** os ativos intangíveis com vida útil indefinida são testados em relação a perda por redução ao valor recuperável anualmente na data do encerramento do exercício, individualmente ou em nível da unidade geradora de caixa, conforme o caso, ou quando as circunstâncias indicarem perda por desvalorização do valor contábil.

. **Avaliação do valor em uso:** as principais premissas usadas na estimativa do valor em uso são:

- (i) **Receitas** - as receitas são projetadas considerando o crescimento da base de clientes, a evolução das receitas do mercado e a participação da Companhia neste mercado;
- (ii) **Custos e despesas operacionais** - os custos e despesas variáveis são projetados de acordo com a dinâmica da base de clientes, e os custos fixos são projetados em linha com o desempenho histórico da Companhia, bem como com o crescimento histórico das receitas; e
- (iii) **Investimentos de capital** - os investimentos em bens de capital são estimados considerando a infraestrutura tecnológica necessária para viabilizar a oferta da energia e dos serviços.

As premissas principais são fundamentadas com base em projeções do mercado, no desempenho histórico da Companhia, nas premissas macroeconômicas e são documentadas e aprovadas pela Administração da Companhia.

Os testes de recuperação dos ativos intangíveis da Companhia não resultaram na necessidade de reconhecimento de perdas para os exercícios findos em 2019 e 2018, em face de que o valor recuperável excede o seu valor contábil na data da avaliação;

- l. **Empréstimos, financiamentos e debêntures** - são demonstrados pelo valor líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado usando o método da taxa de juros efetiva; Os empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira que possuem operações de swap foram reconhecidos pelo valor justo através do resultado do exercício;
- m. **Derivativos** - a Companhia detém instrumentos financeiros derivativos para proteger riscos relativos a moedas estrangeiras e de taxa de juros. Os derivativos são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo; custos de transação atribuíveis são reconhecidos no resultado quando incorridos. Posteriormente ao reconhecimento inicial, os derivativos são mensurados pelo valor justo e as alterações são contabilizadas no resultado. Suas características estão demonstradas na nota explicativa nº 31;
- n. **Imposto de renda e contribuição social** - compreendem os impostos de renda e contribuição social corrente e diferidos. Os tributos correntes são mensurados ao valor esperado a ser pago às autoridades fiscais, utilizando as alíquotas aplicáveis, enquanto o imposto diferido é contabilizado no resultado a menos que esteja relacionado a itens registrados em outros resultados abrangentes no patrimônio líquido. O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores de ativo e passivo para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação.
O imposto de renda foi calculado à alíquota de 15% sobre o lucro tributável, acrescido do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$ 240 mil. A contribuição social foi calculada à alíquota de 9%.

Embora os ativos e os passivos fiscais correntes sejam reconhecidos e mensurados separadamente, a compensação no balanço patrimonial está sujeita aos critérios similares àqueles estabelecidos para os instrumentos financeiros. A entidade tem normalmente o direito legalmente executável de compensar o ativo fiscal corrente contra um passivo fiscal corrente quando eles se relacionarem com tributos sobre o lucro lançados pela mesma autoridade tributária e a legislação tributária permitir que a entidade faça ou receba um único pagamento líquido.

Ativos de imposto de renda e contribuição social diferidos são revisados a cada data de fechamento e são reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável;

- o. **Incentivos fiscais SUDAM** - como há segurança de que as condições estabelecidas para fruição do benefício serão cumpridas, os incentivos fiscais recebidos são reconhecidos no resultado do exercício e destinados à reserva de lucros específica, na qual são mantidos até sua capitalização (vide nota explicativa nº 13);
- p. **Provisões** - uma provisão é reconhecida no balanço quando a Companhia possui uma obrigação legal ou constituída como resultado de um evento passado, e é provável que um recurso econômico seja requerido para saldar a obrigação. As provisões são registradas tendo como base as melhores estimativas do risco envolvido. Os passivos relacionados a causas judiciais estão provisionados por valores julgados suficientes pelos administradores e assessores jurídicos para fazer face aos desfechos desfavoráveis;
- q. **Ajuste a valor presente** - determinados títulos a receber são ajustados ao valor presente com base em taxas de juros específicas, que refletem a natureza desses ativos no que tange a prazo, risco, moeda, condição de recebimento, nas datas das respectivas transações;
- r. **Dividendos** - os dividendos declarados com montantes superiores aos dividendos mínimos obrigatórios, após o exercício contábil a que se refere as demonstrações financeiras, por não se constituírem uma obrigação presente, são apresentados destacados no patrimônio líquido, não sendo constituído o respectivo passivo até a sua efetiva aprovação;
- s. **Receita Operacional** - as receitas são reconhecidas quando representar a transferência (ou promessa) de bens ou serviços a clientes de forma a refletir a consideração de qual montante espera trocar por aqueles bens ou serviços.

O IFRS 15 / CPC 47 estabelece um modelo para o reconhecimento da receita que considera cinco etapas: (i) identificação do contrato com o cliente; (ii) identificação da obrigação de desempenho definida no contrato; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço da transação às obrigações de desempenho do contrato e (v) reconhecimento da receita se e quando a empresa cumprir as obrigações de desempenho.

Desta forma, a receita é reconhecida somente quando (ou se) a obrigação de desempenho for cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de uma determinada operação é efetivamente transferido ao cliente.

A receita operacional é composta pela receita de fornecimento de energia elétrica faturada e não faturada, receita de construção, receitas de uso dos sistemas elétricos de distribuição (TUSD), venda de energia na CCEE, receita de CVA e outras receitas relacionadas a serviços prestados. A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida e seu reconhecimento é realizado de forma mensal com emissão das faturas de contas de energia elétrica conforme prevê o calendário de medição. A receita não faturada é apurada em base estimada, até a data do balanço, reconhecida pelo regime de competência, tendo por base o consumo médio diário individualizado, entre a data da última leitura e a data do encerramento do mês.

A receita de construção corresponde às receitas e custos durante o período de construção da infraestrutura utilizada na prestação de serviço de distribuição de energia elétrica. As obras são terceirizadas e, neste contexto, a Administração entende que essa atividade gera uma margem muito reduzida não justificando gastos adicionais para mensuração e controle dos mesmos.

As receitas de uso dos sistemas elétricos de distribuição (TUSD) recebidas pela Companhia de outras concessionárias e consumidores livres que utilizam a sua rede de distribuição são contabilizadas no mês que os serviços de rede são prestados.

Os registros das operações de compra e venda de energia na CCEE estão reconhecidos pelo regime de competência de acordo com informações divulgadas por aquela entidade ou por estimativa da Administração. Adicionalmente, a receita de CVA e outros itens componentes é reconhecida no resultado quando os custos efetivamente incorridos forem diferentes daqueles incorporados à tarifa de distribuição de energia;

t. **Benefícios pós-emprego** - plano de suplementação de aposentadoria e pensões - a obrigação líquida da Companhia quanto aos planos de benefícios previdenciários nas modalidades Benefício Definido (BD) e Contribuição Definida (CD) é calculada individualmente para cada plano através da estimativa do valor do benefício futuro que os empregados auferiram como retorno pelos serviços prestados no exercício atual e em exercícios anteriores, descontado ao seu valor presente. Quaisquer custos de serviços passados não reconhecidos e os valores justos de quaisquer ativos dos planos são deduzidos. A taxa de desconto é o rendimento apresentado na data de apresentação das demonstrações financeiras para os títulos de dívida e cujas datas de vencimento se aproximem das condições das obrigações da Companhia e que sejam denominadas na mesma moeda na qual os benefícios têm expectativa de serem pagos. O cálculo é realizado anualmente por um atuário qualificado através do método de crédito unitário projetado. Quando o cálculo resulta em um benefício, o ativo a ser reconhecido é limitado ao total de quaisquer custos de serviços passados não reconhecidos e o valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos futuros do plano ou redução nas futuras contribuições aos planos. Para calcular o valor presente dos benefícios econômicos, consideração é dada para quaisquer exigências de custeio mínimas que se aplicam a qualquer plano. Um benefício econômico está disponível se ele for realizável durante a vida do plano, ou na liquidação dos passivos do plano. A Companhia patrocina, plano de assistência médica e hospitalar aos colaboradores que efetuam contribuição fixa para o plano, em atendimento a Lei 9.656/98 (que dispõe sobre os planos e seguros privados de assistência à saúde). Conforme previsão dos artigos 30º e 31º da Lei, será garantido o direito à extensão do plano de assistência médica no qual o participante tenha direito enquanto empregado ativo.

Os ganhos e perdas atuariais são contabilizados diretamente em outros resultados abrangentes, líquido de tributos, diretamente no patrimônio líquido;

- u. **Demais ativos e passivos (circulante e não circulante)** - os demais ativos e passivos estão demonstrados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes rendimentos/encargos incorridos até a data do balanço; e
- v. **Demonstração do valor adicionado** - preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis, de acordo com o pronunciamento técnico NBC TG 09/CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pela Companhia e sua distribuição durante determinado período e é apresentada conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte suplementar às demonstrações financeiras.

3.3 Novos pronunciamentos contábeis emitidos pelo CPC- Comitê de Pronunciamentos Contábeis e pelo IASB - International Accounting Standards Board

(i) Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas pelo CPC, e ainda não adotadas pela Companhia:

Normas	Descrição	Aplicação obrigatória: Exercícios anuais com início em ou após
IFRS 17	Contratos de seguros	1º de janeiro de 2021
Alterações à IFRS 10 e IAS 28	Venda ou Contribuição de Ativos entre um Investidor e sua Associada ou Joint Venture	Adiado indefinidamente

(ii) Outros pronunciamentos novos ou revisados aplicados pela primeira vez em 2019, os quais não tiveram impacto nas demonstrações financeiras da Companhia:

- Ciclo de melhorias anuais para as IFRS 2015-2017;
- CPC 48 - Recursos de pagamento antecipado com compensação negativa;
- CPC 33 (R1) - Alterações, reduções ou liquidação de planos;
- CPC 18 (R2) - Investimento em coligada, em controlada e em empreendimentos em conjunto;
- CPC 19 (R2) - Negócios em conjunto;
- CPC 32 - Tributos sobre o lucro;
- CPC 20 (R1) - Custos de empréstimos;

4. Informações por segmento

Um segmento operacional é um componente que desenvolve atividades de negócio das quais pode obter receitas e incorrer em despesas, incluindo receitas e despesas relacionadas com transações com outros componentes da Companhia. Todos os resultados operacionais dos segmentos são revistos frequentemente pela Administração para

decisões sobre os recursos a serem alocados ao segmento e para avaliação de seu desempenho, e para o qual estão disponíveis nas demonstrações financeiras.

Os resultados de segmentos que são reportados à Administração incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis.

A Companhia atua somente no segmento de distribuição de energia elétrica em 141 municípios do Estado do Mato Grosso, e sua demonstração do resultado reflete essa atividade.

5. Caixa e equivalente de caixa, aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados

5.1. Caixa e equivalente de caixa

A carteira de aplicações financeiras é constituída por operações compromissadas. A rentabilidade média ponderada da carteira em 31 de dezembro de 2019 equivale a 102,5% do CDI (71,90% em 2018).

Descrição	2019	2018
Caixa e depósitos bancários à vista	53.862	38.238
Aplicações financeiras de liquidez imediata:	54.463	9.127
Operações compromissadas	54.463	9.127
Total de caixa e equivalentes de caixa - circulante	108.325	47.365

5.2. Aplicações no mercado aberto e recursos vinculados

A carteira de aplicações financeiras é formada, principalmente, por Fundos de Investimentos Exclusivos, compostos por diversos ativos visando melhor rentabilidade com o menor nível de risco, tais como: títulos de renda fixa, títulos públicos, operações compromissadas, debêntures, CDB's, entre outros. A rentabilidade média ponderada da carteira em 31 de dezembro de 2019 equivale a 108,9% do CDI (100,90% do CDI em 2018).

Descrição	2019	2018
Avaliadas ao valor justo por meio do resultado	260.470	147.860
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	516	1.011
Fundo de Investimento ⁽¹⁾	227	237
Fundo de Investimentos Exclusivos ⁽²⁾	197.434	89.967
Cédula de Crédito Bancário (CCB)	570	148
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	5.077	436
Operações compromissadas	25.047	11.793
Fundo de Renda Fixa	43.050	30.677
Títulos Públicos	35.851	21.734
Letra financeira do tesouro (LFT)	83.157	17.951
Letra financeira (LF)	75	2.760
Letra Tesouro Nacional (LTN)	1.390	1.122
Nota do Tesouro Nacional (NTNB)	3.217	3.346
Fundo de investimento em direitos creditórios (FIDC) ⁽³⁾	62.293	56.645
Total de aplicações no mercado aberto e recursos vinculados ⁽⁴⁾	260.470	147.860
Circulante	198.177	91.215
Não circulante	62.293	56.645

(1) Fundos de Investimentos - inclui fundos classificados como Renda Fixa e Multimercado e são remunerados de 92,1% a 107,7 % (99,9% a 117,20% em 2018) e média ponderada 95,5 % do CDI.

(2) Fundo de investimentos exclusivos - inclui aplicações em CDB, CCB, Compromissadas, Fundos de Renda Fixa, Títulos Públicos, LFT, LF, LTN, NTNB são remuneradas 105,2% (101,5% em 2018) do CDI Fundo FI Energisa e 115,7% (101,5% em 2018) do CDI Fundo Zona da Mata.

(3) Fundo de investimentos em direitos creditórios - FIDC Energisa Centro Oeste com vencimento em 01/10/2034.

(4) Inclui, R\$63.059 (R\$91.936 em 2018) referente a recursos vinculados a empréstimos, bloqueios judiciais e conselho consumidor, conforme segue:

Recursos vinculados	2019	2018
Depósito judicial credores	346	884
Fundo de investimento em direitos creditórios - FIDC	62.293	56.645
Programa Luz para todos	-	34.019
Outros	420	388
Total	63.059	91.936

6. Consumidores e concessionárias

Englobam, principalmente o fornecimento de energia elétrica faturada e não faturada, esta última apurada por estimativa reconhecida pelo regime de competência, tendo por base o consumo médio diário individualizado, entre a data do encerramento da última leitura e a data das informações financeiras intermediárias.

	Saldos a vencer		Saldos vencidos				PPECLD (3)	Total	
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	91 a 180 dias	181 a 360 dias	Há mais de 360 dias		2019	2018
Valores correntes:									
Residencial	119.901	-	132.287	22.024	5.953	7.175	(35.152)	252.188	193.644
Industrial	65.107	-	17.168	3.301	2.651	13.798	(13.798)	88.227	59.265
Comercial	85.056	-	37.973	6.360	5.781	12.120	(17.901)	129.389	108.031
Rural	56.168	-	21.394	5.625	1.038	3.296	(3.296)	84.225	71.475
Poder público	30.662	-	7.825	819	219	4.349	(4.349)	39.525	36.227
Iluminação pública	755	-	3.838	224	945	1.064	(1.064)	5.762	12.837
Serviço público	14.454	-	3.257	987	2.127	48.917	(48.917)	20.825	22.613
Fornecimento não faturado	336.122	-	-	-	-	-	-	336.122	237.332
Arrecadação Processo Classificação	14.443	-	-	-	-	-	-	14.443	42.171
Valores renegociados:									
Residencial	6.557	12.633	4.826	2.454	6.838	23.084	(35.044)	21.348	20.044
Industrial	1.374	4.451	963	336	681	5.341	(6.853)	6.293	6.964
Comercial	2.859	25.562	1.987	819	1.673	7.408	(19.798)	20.510	20.450
Rural	2.212	3.290	901	632	675	2.254	(4.170)	5.794	5.584
Poder público (1)	8.765	110.020	1.639	182	7	695	(4.513)	116.795	117.055
Iluminação pública	799	11.336	232	164	-	-	(164)	12.367	10.900
Serviço público	74	295	28	43	3.092	54	(3.226)	360	3.668
(-) Ajuste a valor Presente (2)	(171)	(28.017)	-	-	-	-	-	(28.188)	(19.661)
Subtotal -clientes	745.137	139.570	234.318	43.970	31.680	129.555	(198.245)	1.125.985	948.599
Suprimento Energia - Moeda Nacional (4)	62.379	-	-	-	-	-	-	62.379	875
Outros (5)	333	-	151.431	14.082	574	59.179	(369)	225.230	150.223
Redução do uso do sistema de distribuição (6)	-	-	-	-	-	12.201	-	12.201	12.201
Total	807.849	139.570	385.749	58.052	32.254	200.935	(198.614)	1.425.795	1.111.898
Circulante								1.078.903	837.195
Não Circulante								346.892	274.703

- (1) Inclui R\$89.929 (R\$87.392 em 2018), referente a renegociação realizada em 03 de agosto de 2016 em que a Companhia assinou com a Prefeitura Municipal de Cuiabá e com a Companhia de Saneamento da Capital (SANECAP) o Termo de Confissão, Assunção e Parcelamento de Dívidas referente a fornecimento de energia elétrica, líquido de juros, correção monetária e multas, que está sendo recebido em parcelas equivalentes a 50% do valor pago mensalmente pela Companhia de Saneamento para o Município de Cuiabá, iniciada em 30 de setembro de 2016. Sobre o saldo devedor incide juros de 0,5% ao mês limitado ao valor da parcela da outorga até o final da concessão (abril/2042).
- (2) Ajuste a valor presente: calculado para os contratos renegociados sem a incidência de juros e/ou para aqueles com taxa de juros de IPCA ou IGPM. Para o desconto a valor presente foi utilizado a taxa média anual de CDI 4,60% a.a. (6,40% a.a. em 2018).
- (3) Provisão para perdas esperadas de crédito de liquidação duvidosa - a provisão é constituída com base na perda esperada, utilizando uma abordagem simplificada de reconhecimento, em taxas de perdas históricas, probabilidade futura de inadimplência e na melhor expectativa da administração.

Segue movimentação das provisões:

	2019	2018
Saldos iniciais - circulante -2018 e 2017	224.964	222.720
Provisões constituídas no exercício	101.973	47.130
Baixa de contas de energia elétrica - incobráveis	(48.822)	(44.886)
Saldos finais - circulante -2019 e 2018	278.115	224.964
Alocação:		
Consumidores e concessionárias	198.614	145.857
Títulos de créditos a receber (vide nota explicativa nº 7)	66.363	67.388
Outros créditos - créditos a receber de terceiros	13.138	11.719

(4) Inclui energia vendida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Composição do saldo da CCEE	2019	2018
Créditos a vencer	62.379	875
Sub-total créditos CCEE	62.379	875
(-) Aquisições de energia na CCEE	(62.626)	(31.474)
(-) Encargos de serviços do sistema	(858)	(2.354)
Total débitos CCEE	(1.105)	(32.953)

(5) Inclui serviços taxados no montante de R\$6.316 (R\$5.767 em 2018) que serão ressarcidos ao consumidor contabilizados como redutora na rubrica de outros e R\$228.450 (R\$151.585 em 2018), referente ao ICMS incidente sobre a TUSD suspenso por liminares. Em contrapartida o valor é contabilizado na rubrica de Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS em tributos e contribuições sociais no passivo não circulante.

(6) Os valores objetivaram recompor a receita da Companhia referente à disponibilização da rede de distribuição aos consumidores livres, geradoras e fontes incentivadas. Para o saldo remanescente de R\$12.201 (R\$12.201 em 2018) registrado no ativo não circulante, que se encontra suspenso por liminares, a Companhia possui o mesmo valor registrado em contrapartida no passivo não circulante (nota explicativa nº 23).

7. Títulos de créditos a receber

	2019	2018
Processo execução de precatórios P M de Cuiabá (1)	10.943	16.590
Precatório de Órgãos Públicos Municipais (2)	67.780	65.763
Outros títulos a receber (3)	1.625	1.625
(-) Provisão para perdas esperadas de créditos de liquidação duvidosa (*)	(66.363)	(67.388)
(-) AVP - Precatório	(27)	(78)
Total	13.958	16.512
Circulante	7.025	5.801
Não circulante	6.933	10.711

(*) Incluído no total apresentado como redutora no ativo não circulante.

(1) Ação de Execução (processo nº 383/2001 - 3ª Vara de Fazenda Pública - Cuiabá) ajuizada em desfavor do Município de Cuiabá, que deu origem ao Precatório Requisitório nº 13.699/2004/TJMT. O montante dos títulos encontra-se em processo de recebimento, tendo sido já recebidos 42 parcelas, restando 24 parcelas fixas de R\$500, corrigidos pela taxa de 0,5% ao mês, e a última parcela de nº 67, no valor de R\$183. No exercício findo em 31 de dezembro de 2019 foi constituído ajuste a valor presente no valor de R\$11 (R\$78 em 2018), utilizando-se a taxa média do CDI anual de 4,60% a.a (6,40% a.a em 2018), registrados em outras despesas financeiras.

(2) Referem-se a títulos precatórios de Órgãos Públicos Municipais, que após condenação judicial definitiva dos devedores, resultou na expedição dos precatórios conforme ordem emanada do Poder Judiciário, e expedição de requisições de pagamentos, para cobrar dos municípios dívidas relacionadas a débitos de contas de energia elétrica, referente ao período de julho de 1998 a junho de 2014 no montante R\$67.780 (R\$65.763 em 2018), vencidas a partir de 27 de julho de 1998. O montante foi transferido da rubrica de consumidores e concessionárias e todos os processos tiveram instrução processual finalizada, transitada em julgado. Do montante total, R\$64.738 (R\$65.763 em 2018) encontra-se provisionado.

Prefeituras	2019	2018
Prefeitura Municipal de Alta Floresta (*)	3.042	1.025
Prefeitura Municipal de Cáceres	4.021	4.021
Prefeitura Municipal de Juscimeira	4.127	4.127
Departamento de água e Esgoto de Várzea Grande - DAE VG	56.590	56.590
Total	67.780	65.763

(*) Os títulos da Prefeitura Municipal de Alta Floresta foram renegociados em 09 de agosto de 2019, com reconhecimento de atualização monetária, deduzido de desconto financeiro da ordem de R\$3.636, contabilizados em outras receitas financeiras no exercício e de recebimento de R\$1.270. O montante remanescente será realizado em 45 parcelas mensais com juros de 0,93% a.m. No exercício foi contabilizado ajuste a valor presente de R\$16.

(3) Refere-se aquisição de crédito de carbono realizado em 16 de julho de 2008 junto a empresa Companhia Técnica e Comercialização de Energia S/A, apresentando em 31 de dezembro de 2019 o saldo de R\$1.625 (R\$1.625 em 2018) que se encontra totalmente provisionado.

Em 31 de dezembro de 2019 os vencimentos dos títulos de créditos são como segue:

2019 (*)	
2020	5.346
2021	5.597
Após 2021	69.378
Total	80.321

(*) Apresentado líquido do ajuste a valor presente.

8. Tributos a recuperar

	2019	2018
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	67.971	72.205
Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ	134.735	111.987
Contribuição Social Sobre o Lucro - CSSL	48.529	36.727
Contribuições ao PIS e a COFINS	22.412	16.114
Outros	2.075	2.075
Total	275.722	239.108
Circulante	192.987	192.787
Não circulante	82.735	46.321

Referem-se a créditos tributários de saldos negativos de imposto de renda e de contribuição social sobre o lucro, ICMS sobre aquisição de bens para o ativo intangível/imobilizado e/ou recolhimentos de impostos e contribuições efetuados a maior, que são recuperados ou compensados com apurações de tributos em exercícios posteriores, de acordo com forma prevista na legislação vigente aplicável.

9. Reajuste, Revisões Tarifárias e outros assuntos regulatórios

9.1. Reajuste tarifário:

Os valores das tarifas serão reajustados em periodicidade anual e a receita da concessionária será dividida em duas parcelas: Parcela A (composta pelos custos não gerenciáveis) e Parcela B (custos operacionais eficientes e custos de capital). O reajuste tarifário anual tem o objetivo de repassar os custos não gerenciáveis e atualizar monetariamente os custos gerenciáveis.

Em 02 abril de 2019 a ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.527, aprovou o reajuste tarifário da Companhia, em vigor a partir de 08 de abril de 2019, cujo impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi de 11,29%.

9.2. Revisão tarifária:

A revisão tarifária periódica ocorre a cada 5 anos e neste processo, a ANEEL procede ao recálculo das tarifas, considerando as alterações na estrutura de custos e mercado da concessionária, estimulando a eficiência e a modicidade das tarifas. Os reajustes e as revisões são mecanismos de atualização tarifária, ambos previstos no contrato de concessão. A Concessionária também pode solicitar uma revisão extraordinária sempre que algum evento provoque significativo desequilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Em 03 de abril de 2018, a ANEEL, através da Resolução Homologatória N° 2.379 e Nota Técnica nº 69/2018-SGT/ANEEL, homologou o resultado da quarta revisão tarifária periódica da Companhia, em vigor desde 08 de abril de 2018. O impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi um aumento médio de 11,53%.

9.3. Bandeiras tarifárias:

A partir de 2015, as contas de energia passaram a trazer o sistema de Bandeiras Tarifárias.

As Bandeiras Tarifárias têm como finalidade sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional -SIN, por meio da cobrança de valor adicional à Tarifa de Energia - TE.

O sistema de Bandeiras Tarifárias é representado por:

Bandeira Tarifária Verde;

Bandeira Tarifária Amarela;

Bandeira Tarifária Vermelha, segregada em Patamar 1 e 2;

A Bandeira Tarifária Verde indica condições favoráveis de geração de energia, não implicando acréscimo tarifário.

A Bandeira Tarifária Amarela indica condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$1,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido no mês. A partir de junho de 2019 o acréscimo da tarifa passou a ser de R\$1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh). Em novembro de 2019 passa a ser R\$1,34 para cada 100 quilowatt-hora (kWh).

A Bandeira Tarifária Vermelha indica condições ainda mais custosas de geração. Essa bandeira é dividida em dois patamares, quais sejam:

Patamar 1: com a aplicação de uma tarifa de R\$3,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido no mês. A partir de junho de 2019 o acréscimo da tarifa passou a ser de R\$4,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh). Em novembro de 2019 passa a ser R\$4,16 para cada 100 quilowatt-hora (kWh).

Patamar 2: com aplicação de uma tarifa de R\$5,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido no mês. A partir de junho de 2019 o acréscimo da tarifa passou a ser de R\$6,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh). Em novembro de 2019 passa a ser R\$6,24 para cada 100 quilowatt-hora (kWh).

Em 21 de maio de 2019, a ANEEL, através da Resolução Homologatória n° 2.551, com vigência a partir de junho de 2019, aprovou a alteração dos valores da Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha - Patamar 1 e Patamar 2, conforme mencionado acima.

Por meio da Resolução Homologatória n° 2.628, de 22 de outubro de 2019, a ANEEL alterou os valores da Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha - Patamar 1 e Patamar 2, a partir da competência novembro, conforme mencionado acima.

Em 2019 e 2018 as bandeiras tarifárias vigoraram da seguinte forma:

Mês	2019	2018
Janeiro	Verde	Verde
Fevereiro	Verde	Verde
Março	Verde	Verde
Abril	Verde	Verde
Maio	Amarela	Amarela
Junho	Verde	Vermelha Patamar II
Julho	Amarela	Vermelha Patamar II
Agosto	Vermelha Patamar I	Vermelha Patamar II
Setembro	Vermelha Patamar I	Vermelha Patamar II
Outubro	Amarela	Vermelha Patamar II
Novembro	Vermelha Patamar I	Amarela
Dezembro	Amarela	Verde

9.4. Outros assuntos regulatórios - sobrecontratação:

A sobrecontratação das distribuidoras do Grupo Energisa é decorrente, principalmente, da obrigatoriedade que foi imposta às concessionárias de energia elétrica de adquirir energia no Leilão A-1 de 2015 e da migração de clientes especiais para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Independentemente da sua necessidade, as distribuidoras de energia elétrica do país estavam sujeitas à aquisição obrigatória de um mínimo de 96% dos seus Montantes de Reposição no último leilão de 2015, sendo que o descumprimento dessa regra configuraria riscos alheios à gestão dos agentes, inclusive com a imposição de prejuízos às controladas, distribuidora de energia elétrica, oriundos de atividade não remunerada (a aquisição de energia).

O Poder Concedente, diante do cenário de maior retração da economia e da renda, e, por conseguinte, da carga atendida pelos agentes de distribuição, editou o Decreto nº 8.828/16, alterando a obrigação de aquisição do montante mínimo obrigatório para futuros leilões, quando desnecessária. Quanto ao passado, foram mantidas as discussões e análise do tema junto aos agentes.

Da mesma forma, com relação à migração de clientes especiais do mercado cativo para o mercado livre, a ANEEL alterou a regulamentação permitindo a devolução da energia a eles correspondente, a partir de leilão A-1 de 2016. Não sendo possível a redução dos contratos existentes uma vez que esta possibilidade não estava clara para o vendedor no edital dos leilões anteriores, resta o reconhecimento destas sobras como involuntárias.

Por isso, o Grupo Energisa, recorreu a ANEEL para que essa sobrecontratação seja reconhecida como involuntária, afastando-se os prejuízos das controladas, distribuidoras de energia elétrica. Em reunião da Diretoria da ANEEL, realizada em 25 de abril de 2017, o regulador definiu que a aprovação da involuntariedade de cada distribuidora será avaliada individualmente, considerando o máximo esforço para atingimento do nível de cobertura contratual, conforme previsto na Resolução Normativa 453/2011. Cabe destacar que os processos administrativos abertos pelas empresas do setor de energia elétrica não foram deliberados pela ANEEL.

O grupo Energisa envidou seus melhores esforços utilizando-se dos mecanismos disponíveis, tais como a participação nos Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSDs) Mensais e de Energia Nova e a realização de acordos bilaterais com geradores para se manter dentro do limite regulatório (entre 100% e 105%) durante o exercício.

A Companhia não apurou valores de sobrecontratação no exercício.

10. Ativos e passivos financeiros setoriais

Referem-se aos ativos e passivos decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados pela Parcela A e outros componentes financeiros, que são incluídos nas tarifas no início do período tarifário e aqueles efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Os valores são realizados quando do início da vigência de outros períodos tarifários ou extinção de concessão com saldos apurados e não recuperados, os quais serão incluídos na base de indenização.

Os valores reconhecidos de ativos e passivos financeiros setoriais tiveram a contrapartida a receita de venda de bens e serviços.

Os aditivos contratuais emitidos pela Aneel, veem garantir que os valores de CVA e outros itens financeiros serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão.

A Companhia contabilizou as variações destes custos como ativos e passivos financeiros setoriais, conforme demonstrado a seguir:

Ativos Financeiros Setoriais	Saldo em 2018	Receita Operacional		Resultado financeiro	Trans-ferência	Saldo em 2019	Valores em Amorti-zação	Valores em Consti-tuição	Circu-lante	Não circu-lante
		Adição	Amor-tização	Remu-neração						
Itens da Parcela A (i)										
Energia elétrica comprada para revenda	264.695	16.582	(191.368)	7.652	-	97.561	55.805	41.756	86.310	11.251
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	218	3.613	(2.691)	57	-	1.197	932	265	1.126	71
Transporte de Energia Elétrica Rede Básica	10.353	39.630	(8.199)	569	-	42.353	2.886	39.467	31.719	10.634
Transporte de Energia Elétrica - Itaipu	4.261	4.802	(3.573)	144	(8)	5.626	1.320	4.306	4.466	1.160
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	23.163	42.710	(28.803)	1.789	(574)	38.285	10.834	27.451	30.889	7.396
Componentes financeiros										
Neutralidade da Parcela A(iii)	-	1.485	-	8	(1.493)	-	-	-	-	-
Sobrecontratação de energia (iv)	26.642	24.310	(28.952)	756	(18.241)	4.515	4.515	-	4.515	-
CUSD	1	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-
Exposição de submercados (v)	31.014	62.670	(25.726)	2.693	-	70.651	7.665	62.986	53.680	16.971
Garantias	174	298	(185)	11	-	298	52	246	231	67
Saldo a Compensar (vi)	4.514	5.066	(7.989)	1.715	(2.024)	1.282	1.282	-	1.282	-
Outros itens financeiros (viii)	3.570	325	(3.336)	20	(490)	89	89	-	89	-
Total Ativo	368.605	201.491	(300.823)	15.414	(22.830)	261.857	85.380	176.477	214.307	47.550

Passivos Financeiros Setoriais	Saldo em 2018	Receita Operacional		Resultado financeiro	Trans-ferência	Saldo em 2019	Valores em Amor-tização	Valores em Consti-tuição	Circu-lante	Não circu-lante
		Adição	Amortização	Remu-neração						
Itens da Parcela A (i)										
Transporte de Energia Elétrica - Itaipu	106	-	(98)	-	(8)	-	-	-	-	-
Encargo de serviços de sistema ESS (ii)	147.436	64.585	(120.164)	3.161	-	95.018	29.288	65.730	77.308	17.710
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	7.961	-	(7.387)	-	(574)	-	-	-	-	-
Componentes financeiros										
Neutralidade da Parcela A (iii)	22.509	36.990	(22.233)	772	(1.493)	36.545	4.000	32.545	27.776	8.769
Sobrecontratação de energia (iv)	-	53.516	-	107	(18.241)	35.382	-	35.382	25.848	9.534
CUSD	89	300	(268)	26	-	147	99	48	134	13
Exposição de submercados (v)	(3)	3	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo a Compensar (vi)	1.613	7.454	-	305	(2.024)	7.348	-	7.348	5.368	1.980
Devoluções Tarifárias (vii)	43.037	41.113	-	3.808	-	87.958	-	87.958	-	87.958
Outros itens financeiros (viii)	6.596	-	(6.106)	-	(490)	-	-	-	-	-
Total Passivo	229.344	203.961	(156.256)	8.179	(22.830)	262.398	33.387	229.011	136.434	125.964
Saldo líquido	139.261	(2.470)	(144.567)	7.235	-	(541)	51.993	(52.534)	77.873	(78.414)

- (i) **Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A (CVA):** a Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” - CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC Inclui-se R\$13.062 referente à devolução do saldo remanescente da conta ACR, sendo que este será devolvido no próximo reajuste tarifário ao consumidor final.

- (ii) **Encargo de Serviço do Sistema - ESS:** representa um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, que inclui os serviços ancilares, prestados pelos usuários do Sistema Interligado Nacional - SIN.
- (iii) **Neutralidade da Parcela A:** refere-se à neutralidade dos encargos setoriais na tarifa, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados e os valores inseridos nas tarifas.
- (iv) **Repasse de sobrecontratação/exposição involuntária de energia:** a distribuidora deve garantir, por meio de contratos de energia regulados, o atendimento de 100% do seu mercado. Contratações superiores ou inferiores a este referencial implicam na apuração, pela ANEEL, com aplicação nos processos de reajustes e revisões tarifárias, dos custos de repasse de aquisição do montante de sobrecontratação, limitado aos 5% em relação à carga anual regulatória de fornecimento da distribuidora e do custo da energia referente à exposição ao mercado de curto prazo.

- (v) **Exposição de submercados:** representa o resultado financeiro decorrente das diferenças entre o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) em função das transferências de energia entre Submercados.
- (vi) **Saldo a Compensar da CVA do ciclo anterior:** conforme previsto no § 4º do artigo 3º da Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, verifica-se se o saldo da CVA em processamento considerado no processo tarifário foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição daquele processo tarifário e o mercado verificado nos 12 meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros SELIC verificada.
- (vii) **Devoluções Tarifárias:** referem-se a receitas de ultrapassagem de demanda e excedentes de reativos auferidas a partir do 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (4CRTP), onde a partir de novembro de 2017, são apropriados nos passivos financeiros setoriais atualizadas mensalmente com aplicação da variação da SELIC e serão amortizadas a partir do início do 5º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (5CRTP).
- (viii) **Outros itens financeiros:** considera-se os demais itens financeiros de características não recorrentes e específico das Distribuidoras, tais como, Reversão do Financeiro RTE2015, Diferencial Eletronuclear, repasse de Compensação DIC/FIC, etc.

11. Outros créditos

	2019	2018
Subvenção Baixa Renda ⁽¹⁾	8.307	8.831
Subvenção CDE - Desconto Tarifário ⁽²⁾	39.656	54.442
Banco Daycoval ⁽³⁾	102.985	102.985
(-) Provisão para perdas ⁽³⁾	(102.985)	(102.985)
Outros créditos a Receber - CELPA ⁽⁴⁾	32.499	31.326
(-) Ajuste a Valor presente - CELPA ⁽⁴⁾	(11.315)	(11.433)
Ordens de serviço em curso - PEE e P&D	64.564	51.169
Ordens de serviço em curso - Outros	7.409	4.968
Ordem de desativação ⁽⁵⁾	(9.513)	(12.013)
Sub-rogação CCC ⁽⁶⁾	19.909	24.316
Despesas pagas antecipadamente	28.954	34.873
Adiantamentos	7.513	10.310
Créditos a receber de terceiros-alienação de bens e direitos ⁽⁷⁾	20.136	13.929
Provisão de créditos a receber de terceiros	(13.138)	(11.719)
Bloqueio Judicial	52	2.779
Créditos Eletrobrás - LPT ⁽⁸⁾	18.365	29.225
Aquisição de combustível para conta CCC ⁽⁹⁾	99.069	55.162
Outros	2.686	2.513
Total	315.153	288.678
Circulante	279.540	254.882
Não circulante	35.613	33.796

- (1) **Subvenção - Baixa Renda:** esses créditos referem-se à subvenção da classe residencial baixa renda, das unidades consumidoras com consumo mensal inferior a 220 kWh, desde que cumpridos certos requisitos. Essa receita é custeada com recursos financeiros oriundos da RGR - Reserva Global de Reversão e da CDE - Conta de Desenvolvimento Energético, ambos sob a administração da CCEE. O saldo refere-se às provisões de novembro e dezembro de 2019, o qual a Administração não espera apurar perdas em sua realização. Segue a movimentação ocorrida no exercício:

	2019	2018
Saldo inicial - circulante - 2018 e 2017	8.831	12.524
Subvenção Baixa Renda	43.494	43.306
Ressarcimentos realizados pela CCEE	(44.018)	(46.999)
Saldo final - circulante - 2019 e 2018	8.307	8.831

- (2) O saldo de subvenção CDE - Desconto Tarifário refere-se a recursos transferidos às concessionárias autorizadas pelo Governo Federal, para fazer frente à Subvenção CDE para os descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica. Os valores são reconhecidos mensalmente de acordo com o repasse aos clientes em contrapartida a demonstração do resultado do exercício, enquanto os ressarcimentos, efetuados pela CCEE são realizados na forma de duodécimos mensais, calculados no início de cada exercício. Os saldos correspondem às subvenções incorridas, deduzidas das parcelas recebidas. As diferenças integram os cálculos anuais. Os saldos apresentados, após validação da ANEEL, serão reembolsados ao longo do exercício seguinte. Segue a movimentação ocorrida no exercício:

	2019	2018
Saldos iniciais - circulante -2018 e 2017	54.442	74.710
Desconto Tarifário Subvenção Irrigante e Rural	283.960	283.836
Ressarcimento realizados pela CCEE	(298.746)	(304.104)
Saldos finais - circulante -2019 e 2018	39.656	54.442

- (3) Refere-se ao valor transferido pelo Banco Daycoval S.A. para a conta corrente da acionista Rede Energia Participações S/A, em 28 de fevereiro de 2012, para quitação de dívidas vencidas, conforme justificativa da Instituição Financeira. A Administração da Companhia considera essa transferência indevida e ajuizou medida judicial para a recuperação desse valor. O saldo está provisionado por se tratar de um ativo contingente, visto que sua realização será confirmada apenas pela ocorrência ou não de eventos futuros, incertos, fugindo totalmente do controle da Administração da Companhia.
- (4) Crédito a receber da Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA, oriundo de transações entre partes relacionadas até a data de alienação para a Equatorial Energia S.A. realizado em 25 de setembro de 2012. Os créditos intragrupo foram parcialmente assumidos pela Rede Power do Brasil S.A., até onde se compensavam, que quitou perante as Partes Relacionadas a parcela do crédito assumido. Do montante inicial da negociação, cerca de 69% foram assumidos pela Rede Power do Brasil S.A. e o restante tiveram seus recebimentos iniciados em parcelas semestrais em 30 de setembro de 2019, com conclusão em setembro de 2034, cujo saldo atualizado é de R\$32.499 (R\$31.326 em 2018).
- (5) O saldo apresentado refere-se às ordens de desativação em curso, em que os ativos retirados das linhas e redes foram devolvidos aos almoxarifados, porém o processo de fechamento das ordens não foi concluído, o que estará ocorrendo no próximo exercício.
- (6) A Companhia foi enquadrada na sub-rogação do direito de uso da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC, devido à implantação de projetos elétricos que proporcionaram a redução do dispêndio da CCC, que contribui para a modicidade das tarifas aos consumidores finais. Para fins de cálculo do benefício, foram aprovados os seguintes projetos com saldos a receber em aberto:

Obra	Status	Valor aplicado	Valor sub-rogado	Recebido	A receber	
					2019	2018
Sistema de Transmissão Sapezal / Comodoro	em serviço	36.225	32.254	16.050	16.204	19.019
Sistema de Transmissão Rondolandia	em serviço	10.203	4.613	4.574	39	1.154
Sistema de Transmissão Paranorte	em serviço	6.697	4.915	1.248	3.666	4.143
Total		53.125	41.782	21.872	19.909	24.316
Circulante					5.481	10.414
Não Circulante					14.428	13.902

O Despacho ANEEL nº 4.722, de 18 de dezembro de 2009, para aplicação nas publicações do exercício de 2009, trata nos itens 53 e 54, a respeito da contabilização do subsídio recebido pela concessionária, oriundo do fundo da CCC em virtude de obras que visam à desativação de usinas térmicas e consequente redução de óleo diesel no processo de geração de energia em nosso país.

O mencionado Despacho determina que todos os valores já recebidos ou aprovados sejam registrados no grupo de contas "223 - Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica". Dentro desse grupo é feita a segregação dos valores já efetivamente recebidos e dos valores pendentes de recebimento, aprovados pelo órgão regulador.

- (7) Créditos a receber de terceiros - refere-se a uso mútuo de poste e venda de sucatas. Inclui R\$13.138 (R\$11.719 em 2018) de provisão para perda esperada de créditos de liquidação duvidosa.
- (8) Crédito a receber das Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobrás, em função do Contrato Nº ECF5-348/2014, firmando em 07 de agosto de 2014. O montante diz respeito às liberações finais da 6ª Tranche) da subvenção econômica prevista no citado instrumento, cujos recursos são provenientes da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), e que se destinam a aplicação integral no âmbito do Programa Luz Para Todos, tendo como contrapartida a conta de Obrigações vinculadas à concessão e permissão do serviço público de energia elétrica.
- (9) A Companhia possui saldos a receber referente a Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, sendo que a ANEEL através das Notas Técnicas nº 01/2018-SFF de 03 de janeiro de 2018 e nº 36/2019-SFF de 12 de março de 2019, detalhou a metodologia estabelecida para a fiscalização e o reprocessamento mensal dos benefícios referente ao período de 30 de julho de 2009 a 30 de abril de 2017, demonstrou as análises técnicas das informações colhidas sobre contratos de compra de energia e potência, de combustíveis, as medições de grandezas elétricas e de combustíveis e os tratamentos regulatórios dados acerca das manifestações da empresa, no intuito de apurar eventual ativo ou passivo da beneficiária, no âmbito das regras da Resolução Normativa nº 427/2011. No exercício foram reconhecidos o montante de R\$44.329, sendo: R\$30.885 registrado na rubrica - custo do serviços de operação - outros combustível e R\$13.444 registrado no resultado financeiro na rubrica de outras receitas financeiras.

12. Transações com partes relacionadas

A Companhia é controlada pela Rede Energia Participações S/A, (57,67% do capital total), que por sua vez detém o controle acionário da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A (EMS), Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S/A (ETO), Energisa Sul Sudeste - Distribuição de Energia S/A (ESS), Multi Energisa Serviços S/A, Companhia Técnica e Comercialização de Energia S/A (CTCE), QMRA Participações S/A e Rede Power Holding de Energia S/A.

A Rede Energia Participações S/A é controlada pela Denerge Desenvolvimento Energético S/A que participa com 70% no capital social. A Denerge é controlada pela Energisa S/A (99,97%). A Energisa é controladora direta da Energisa Participações Minoritárias S/A (85,31%) que por sua vez possui participação direta na Rede Energia Participações S/A de 29,57% e na Companhia 39,82%.

Transações efetuadas durante o exercício pela Companhia:

	Serviços contratados (Despesas)	Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição (Receita) ⁽⁵⁾	Debêntures (Despesa) financeira ⁽⁴⁾	Saldo a pagar (Fornecedores)	Adiantamento para futuro aumento de capital	Saldo a pagar Debêntures ⁽⁴⁾	Saldo a receber - Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição ⁽⁵⁾
Energisa S/A ⁽¹⁾	55.140	-	25.360	8.685	-	322.582	-
Multi Energisa Serviços S/A ⁽²⁾	8.837	-	-	1.661	-	-	-
Energisa Soluções S/A ⁽³⁾	18.906	-	-	3.800	-	-	-
Energisa Soluções Construções em Linhas e Redes S/A ⁽³⁾	52.637	-	-	7.533	-	-	-
Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A	-	1.299	-	-	-	-	35
Energisa Rondônia - Distribuidora de Energia S/A	-	220	-	-	-	-	-
Rede Energia Participações S/A ⁽⁶⁾					160.000		
2019	135.520	1.519	25.360	21.679	160.000	322.582	35
2018	104.578	1.417	27.791	13.042	-	316.133	34

- (1) **Energisa S/A:** refere-se a serviços administrativos e de compartilhamento de recursos humanos para execução de parcela dos macroprocessos prestados às suas controladas. Os custos são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins tarifários. Os contratos de compartilhamento foram aprovados pela ANEEL e firmados em 01 de março de 2017 com prazo de validade de 60 meses, podendo ser prorrogado mediante termo aditivo que deverá conter anuência da ANEEL.
- (2) **Multi Energisa Serviços S/A:** refere-se a serviços de Call Center e Suporte a TI e foram submetidos à aprovação da ANEEL. Os custos são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins tarifários.
- (3) **Energisa Soluções S/A e Energisa Soluções e Construções em Linhas e Redes S/A:** as transações com as empresas ligadas referem-se a serviços de manutenção de linhas, subestações, engenharia e de projetos. Os contratos foram submetidos à aprovação da ANEEL e são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins tarifários.
- (4) **Energisa S/A - debêntures:** a Companhia efetuou a 6ª e 7ª emissão de debêntures em moeda corrente, que foram na sua totalidade, adquiridas pela Energisa S/A com vencimentos e condições conforme nota explicativa nº 18. Em 31 de dezembro de 2019 o valor atualizado é de R\$322.582 (R\$316.133 em 2018).
- (5) **Energisa Rondônia - Distribuidora de Energia S/A e Energisa Mato Grosso do Sul S/A:** refere-se ao contrato de disponibilização do sistema de distribuição (TUSD).
- (6) **Rede Energia Participações S/A:** recursos destinados para futuro aumento de capital, que não são remunerados.

Remuneração dos Administradores

	2019	2018
Remuneração Anual ^(a)	11.972	14.408
Remuneração dos membros do conselho de Administração	606	892
Remuneração da Diretoria	6.401	7.990
Outros Benefícios ^(b)	2.805	1.877

(a) Limite global da remuneração anual dos administradores foi aprovado em AGO/E de 30 de abril de 2019. Para o exercício de 2018 foi aprovado na AGO/E de 26 de abril de 2018.

(b) Inclui encargos sociais, benefícios de previdência privada, seguro saúde e seguro de vida.

A maior e a menor remuneração atribuídas a dirigentes e conselheiros relativas ao mês de dezembro, foram de R\$61 e R\$3 (R\$59 e R\$2 em 2018), respectivamente. A remuneração no exercício de 2019 foi de R\$23 (R\$22 em 2018).

Programa de Remuneração Variável (ILP)

A Companhia ofereceu aos seus executivos um Plano de Incentivo de Longo Prazo - ILP. Este plano tem por objetivo (i) o alinhamento de interesses entre acionistas e executivos; (ii) a promoção da meritocracia; (iii) a retenção de executivos de bom desempenho; (iv) o estímulo de resultados sustentáveis e atingimento de metas empresariais, com compartilhamento da criação de valor. O benefício é direcionado aos executivos da Companhia a ser pago em Units da controladora Energisa S/A, até o limite previsto de 0,5% do capital social da Controladora Energisa S/A, na data de aprovação do Plano, que será baseado em um valor definido para cada nível levando em consideração o desempenho individual consignado no contrato de concessão de ações, de acordo com o escopo de cada executivo. O benefício visa atrair e reter pessoas chaves e premiá-las em função do seu desempenho, aliado às metas de desempenho da Companhia. O plano foi aprovado pela Controladora Energisa S/A em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de 25 de abril de 2018, e o regulamento aprovado em reunião do Conselho de Administração em 10 de maio de 2018.

Atualmente, a Companhia possui um total de dois programas de concessão de ações e duas outorgas contratuais em andamento. Aos programas são associadas condições de performance (Total Shareholder Return - TSR Relativo e Fluxo de caixa livre), que modificam o target em função das faixas atingidas.

O 1º programa foi aprovado em 10 de maio de 2018 com limite de pagamento previsto de até 38.658 units e período de aquisição do direito (vesting) de 3 anos, a partir da data de outorga de 02 de maio de 2018. O 2º programa foi aprovado em 9 de maio de 2019 com limite de pagamento previsto de até 31.318 units e período de aquisição do direito (vesting) de 3 anos, a partir da data de outorga de 10 de maio de 2019. Não há opções exercíveis ou expiradas em 31 de dezembro de 2019.

Em atendimento ao IFRS 2/CPC 10, a Companhia apurou o valor justo das ações (units) restritas com condições de performance (Performance Shares) outorgadas com base no modelo de Monte Carlo para permitir a incorporação das condições de carência de mercado no valor justo do ativo. A despesa é reconhecida em uma base “pro rata temporis”, que se inicia na data da outorga, até a data em que o beneficiário adquire o direito a receber as ações.

Premissas e cálculo do valor justo das Ações Outorgadas

Para determinação do valor justo foram utilizadas as seguintes premissas:

	1º programa ILP	2º programa ILP
Método de Cálculo	Monte Carlo	Monte Carlo
Total de opções de ações outorgadas	38.658	31.318
Prazo de carência	3 anos	3 anos
Taxa de juros livre de risco ^(a)	8,2%	7,7%
Volatilidade ^(b)	25,61%	23,98%
Valor justo na data da outorga	R\$ 27,68	R\$34,07

(a) Para o 1º Programa a taxa de juros = 8,2% (projeção da DI com prazo de vencimento equivalente ao fim da carência do Programa - DI1J2021). Para o 2º Programa: Taxa de juros = 7,7% (projeção da DI com prazo de vencimento equivalente ao fim da carência do Programa - DI1J2022).

(b) Volatilidade e correlação entre os preços de ação (da Energisa S/A e dos concorrentes considerados no IEE (“Índice de Energia Elétrica e seus pares”) para o Total Shareholder Return (TSR) foram calculadas com base nos valores históricos de 1 ano anterior à data de outorga do programa.

Devido as características específicas do Plano de Incentivo de Longo Prazo da Companhia, divulgadas acima, não há preço de exercício ou limite para exercício associados.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2019, foram contabilizados R\$570 (R\$274 em 2018) decorrente do Plano de Outorga de Opção de Ações na demonstração do resultado do exercício na rubrica de despesas operacionais. O montante reconhecido na reserva de capital no patrimônio líquido acumula, em 31 de dezembro de 2019, R\$844 (R\$274 em 2018).

13. Créditos tributários, impostos diferidos e despesa de imposto de renda e contribuição social corrente

O IRPJ e a CSLL diferidos são calculados sobre as diferenças entre os saldos dos ativos e passivos das Demonstrações Financeiras e as correspondentes bases fiscais utilizadas no cálculo do IRPJ e da CSLL correntes. A probabilidade de recuperação destes saldos é revisada no final de cada exercício e, quando não for mais provável que bases tributáveis futuras estejam disponíveis e permitam a recuperação total ou parcial destes impostos, o saldo do ativo é reduzido ao montante que se espera recuperar.

	2019	2018
Ativo		
Base negativa de contribuição social s/ o lucro	-	497
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	273.699	223.669
Contribuição social sobre o lucro líquido	98.532	80.521
Total	372.231	304.687
Passivo		
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	208.444	170.734
Contribuição social	75.040	61.464
Total	283.484	232.198
Total líquido - ativo não circulante	88.747	72.489

A natureza dos créditos diferidos são como segue:

	2019		2018	
	Base de cálculo	IRPJ + CSLL	Base de cálculo	IRPJ + CSLL
Ativo				
Base negativa da contribuição social sobre o lucro	-	-	5.527	497
Provisão para créditos (PPECLD e Daycoval)	381.100	129.574	327.949	111.503
Outras provisões (honorários e outras)	316.999	107.780	282.531	96.061
Provisões para riscos cíveis, trabalhistas, fiscais e regulatórios	104.129	35.404	106.995	36.378
Ajustes a valor presente	28.188	9.584	19.775	6.724
Contratos e prestações de serviços	1.111	378	-	-
Outras adições temporárias	263.271	89.511	157.424	53.524
Instrumentos financeiros - derivativos	(177.280)	(60.275)	(103.640)	(35.238)
Encargos sobre reavaliação de ativos	(108.058)	(36.740)	(128.869)	(43.815)
Parcela do VNR do ativo financeiro indenizável da concessão e atualização	(548.437)	(186.469)	(450.426)	(153.145)
Total - ativo não circulante	261.023	88.747	217.266	72.489

A seguir, as realizações dos créditos fiscais ativos:

Exercícios	Realização de créditos fiscais
2020	30.669
2021	41.134
2022	48.202
2023	42.381
2024	44.344
2025	50.944
2026 e 2027	114.557
Total	372.231

Os valores de imposto de renda e contribuição social que afetaram o resultado do exercício, bem como a compensação dos créditos tributários registrados, são demonstrados como segue:

Alíquota Efetiva	2019	2018
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	698.554	532.994
Alíquota fiscal combinada	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social calculados às alíquotas fiscais combinadas	(237.508)	(181.218)
Ajustes:		
Redução do imposto de renda e adicionais ⁽¹⁾	6.525	4.387
Créditos sobre incentivos fiscais - SUDAM ⁽²⁾	123.925	65.205
Incentivos fiscais e outros itens permanentes	2.660	5.600
Impostos de renda e contribuição social sobre o lucro	(104.398)	(106.026)
Alíquota efetiva	(14,94%)	(19,89%)

(1) Referem-se basicamente a outros incentivos fiscais utilizados pela Companhia, como PAT (Programa de Alimentação do Trabalhador), Doações/Patrocínios Culturais, Lei 8.313/91 e Projetos Desportivos, Lei 11.438/2006.

(2) Em dezembro de 2014 a Companhia obteve aprovação junto ao Ministério da Integração Social do seu pedido de benefício fiscal para o período de 01 de janeiro de 2014 a 31 de dezembro de 2018, através do Laudo Constitutivo 114/2014, expedido em 19/12/2014, bem como o reconhecimento pela Receita Federal do Brasil, através do Ato Declaratório Executivo nº 17-DRF/CBA de 02 de fevereiro de 2015, que consiste na redução de até 75% do Imposto de Renda calculado sobre o lucro de exploração. Os valores de redução do imposto de renda e adicionais - Incentivo SUDAM- apurados no exercício de 2019, foram registrados diretamente na demonstração de resultado do período na rubrica "imposto de renda e contribuição social corrente" de acordo com a Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08.

A Companhia, amparada pela legislação vigente, formalizou o pedido de prorrogação do benefício fiscal, a fim de ampliá-lo pelo período de mais 10 anos, a contar do momento da sua aprovação. Neste sentido, a Companhia possui processo que se encontra em fase de análise, formalizado junto à Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (SUDAM).

14. Ativo financeiro indenizável da concessão

Os contratos de distribuição de energia elétrica estão dentro dos critérios de aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (IFRIC 12), que trata de contratos de concessão, e referem-se à infraestrutura investida que será objeto de indenização do Poder Concedente, durante o período e ao final das concessões, estão classificados como ativos financeiros e mensurados ao valor justo por meio do resultado conforme previsto no marco regulatório do segmento e no contrato de concessão assinados pela companhia e a ANEEL.

A remuneração do ativo financeiro indenizável da concessão, foi registrada em receitas operacionais como ativo financeiro indenizável da concessão no montante de R\$98.012 (R\$154.900 em 2018).

Seguem as movimentações ocorridas no exercício:

	2019	2018
Ativo financeiro valor justo -2018 e 2017	2.118.843	1.827.340
Adições no exercício ⁽¹⁾	483.455	165.025
Baixas no exercício	(10.874)	(28.422)
Receitas operacionais - ativo financeiro indenizável da concessão ⁽²⁾	98.012	154.900
Ativo financeiro valor justo -2019 e 2018	2.689.436	2.118.843

(1) Transferência do ativo contratual - infraestrutura em construção e intangível em curso para o ativo financeiro indenizável da concessão;

- (2) Os ativos financeiros estão demonstrados e classificados a Valor justo por meio do resultado, atualizados pela variação mensal do IPCA, índice de remuneração utilizado pelo regulador nos processos de revisão tarifária reduzido pelo percentual de glosas apurados em homologações anteriores, refletindo a melhor estimativa da Administração do valor justo do ativo. Em 29 de março de 2018 através da nota técnica nº 68/2018 a ANEEL aprovou a nova base de remuneração referente ao 4º ciclo tarifário, o que possibilitou o reconhecimento integral do valor do VNR do ativo financeiro indenizável da concessão, gerando complemento de R\$98.341, que acumulado com a aplicação do índice de atualização do período e os ajustes de percentuais de glosa, ocasionaram um acréscimo de R\$154.900.

15. Imobilizado, Intangível e Ativo contratual - Infraestrutura em construção

	2019	2018
Imobilizado	14.898	13.787
Intangível - contrato de concessão ⁽¹⁾	1.572.566	1.535.507
Ativo contratual - infraestrutura em construção	443.649	460.511
Total	2.031.113	2.009.805

- (1) Refere-se à parcela da infraestrutura utilizada na concessão da distribuição de energia elétrica a ser recuperada pelas tarifas durante o prazo da concessão, exceto quanto ao montante de R\$7.165 de direito de uso - imóveis.

	Taxa média de depreciação (%)	Saldo 2018	Adoção Inicial CPC 06 (R2)	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização/ Depreciação (**)	Saldo 2019
Intangível em Serviço								
Custo	3,99%	4.691.098	-	-	283.812	(102.593)	-	4.872.317
Amortização Acumulada		(2.604.457)	-	-	(243)	79.375	(275.496)	(2.800.821)
Subtotal		2.086.641	-	-	283.569	(23.218)	(275.496)	2.071.496
Direito de Uso - Imóveis(***)								
Custo		-	7.225	2.021	-	-	-	9.246
Amortização Acumulada		-	-	-	-	-	(2.081)	(2.081)
Subtotal		-	7.225	2.021	-	-	(2.081)	7.165
Obrigações vinculadas à concessão								
Em Serviço								
Custo	3,66%	1.392.277	-	-	22.462	-	-	1.414.739
Amortização Acumulada		(841.143)	-	391	(241)	-	(67.651)	(908.644)
Subtotal		551.134	-	391	22.221	-	(67.651)	506.095
Total Intangível		1.535.507	7.225	1.630	261.348	(23.218)	(209.926)	1.572.566
Ativo contratual - infraestrutura em construção(****)								
Em construção		571.594	-	738.375	(283.810)	(530.024)	-	496.135
Obrigações Vinculadas à Concessão								
Em construção		111.083	-	10.434	(22.462)	(46.569)	-	52.486
Total do ativo contratual - infraestrutura em construção		460.511	-	727.941	(261.348)	(483.455)	-	443.649
Imobilizado em Serviço								
Custo								
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	3,33%	749	-	-	-	-	-	749
Máquinas e Equipamentos	15,78%	31.262	-	-	2.549	(84)	-	33.727
Veículos	14,29%	84	-	-	-	(84)	-	-
Móveis e utensílios	6,25%	6.216	-	-	913	-	-	7.129
Total do imobilizado em serviço		38.311	-	-	3.462	(168)	-	41.605
Depreciação acumulada								
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias		(448)	-	-	-	-	(22)	(470)
Máquinas e Equipamentos		(20.124)	-	-	-	13	(3.398)	(23.509)
Veículos		(83)	-	-	-	83	-	-
Móveis e utensílios		(3.869)	-	-	-	-	(279)	(4.148)
Total Depreciação acumulada		(24.524)	-	-	-	96	(3.699)	(28.127)
Subtotal Imobilizado		13.787	-	-	3.462	(72)	(3.699)	13.478
Imobilizado em curso		-	-	4.882	(3.462)	-	-	1.420
Total do Imobilizado		13.787	-	4.882	-	(72)	(3.699)	14.898
Total Ativo Intangível e Imobilizado		2.009.805	7.225	734.453	-	(506.745)	(213.625)	2.031.113

(*) Das baixas no montante de R\$506.745, R\$483.455 refere-se às transferências do ativo intangível líquidas das obrigações especiais para o ativo financeiro indenizável da concessão e R\$23.290 refere-se a demais baixas realizadas no exercício, contabilizadas nas Ordens de

Desativação - ODD, e ao final do processo os valores são transferidos para a demonstração do resultado do exercício na rubrica de outras receitas (despesas) operacionais.

O montante transferido do ativo contratual da infraestrutura em construção, líquido das obrigações especiais, para o ativo financeiro indenizável da concessão de R\$483.455 (R\$165.025 em 2018), corresponde a parcela bifurcada do ativo intangível a ser indenizada no final da concessão pelo Poder Concedente, conforme prevê o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica que está enquadrado nos critérios de aplicação da interpretação técnica do ICPC 01 (IFRIC 12).

(**) A Companhia reconheceu no exercício, créditos de PIS e COFINS sobre a amortização dos bens e equipamentos no montante de R\$15.362 (R\$14.736 em 2018).

(***) Refere-se ao direito de uso de imóveis originados pela aplicação das normas contábil CPC 06 (R2), amortizados em conformidade com vida útil definida em cada contrato.

(****) No ativo contratual são registrados, os gastos diretamente atribuíveis a aquisição e construção dos ativos, tais como: (i) o custo de materiais e mão de obra direta; (ii) quaisquer outros custos para colocar o ativo no local em condições necessárias para que sejam capazes de operar na sua plenitude; e (iii) os juros incorridos sobre empréstimos e financiamentos ao custo de construção da infraestrutura, apropriados considerando os determinados critérios para capitalização, como aplicação da taxa média ponderada e juros de contratos específicos de acordo com o normativo do CPC 20.

	Taxa média de depreciação (%)	Saldo 2017	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização/ Depreciação (**)	Saldo 2018
Em Serviço							
Custo	3,91%	4.574.689	-	205.616	(89.207)	-	4.691.098
Amortização Acumulada		(2.398.703)	-	(1.097)	64.858	(269.515)	(2.604.457)
Subtotal		2.175.986	-	204.519	(24.349)	(269.515)	2.086.641
Obrigações vinculadas à concessão							
Em Serviço							
Custo	3,68%	1.490.381	-	(98.104)	-	-	1.392.277
Amortização Acumulada		(792.913)	1.079	-	-	(49.309)	(841.143)
Subtotal		697.468	1.079	(98.104)	-	(49.309)	551.134
Total Intangível		1.478.518	(1.079)	302.623	(24.349)	(220.206)	1.535.507
Ativo contratual - infraestrutura em construção (***)							
Em construção		395.918	696.842	(204.519)	(316.647)	-	571.594
Obrigações Vinculadas à Concessão							
Em construção		25.297	139.304	98.104	(151.622)	-	111.083
Total do ativo contratual - infraestrutura em construção		370.621	557.538	(302.623)	(165.025)	-	460.511
Imobilizado em Serviço							
Custo							
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	3,33%	749	-	-	-	-	749
Máquinas e Equipamentos	15,39%	28.268	-	3.095	(101)	-	31.262
Veículos	14,29%	84	-	-	-	-	84
Móveis e utensílios	6,21%	5.935	-	281	-	-	6.216
Total do imobilizado em serviço		35.036	-	3.376	(101)	-	38.311
Depreciação acumulada							
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias		(426)	-	-	-	(22)	(448)
Máquinas e Equipamentos		(17.089)	-	-	40	(3.075)	(20.124)
Veículos		(83)	-	-	-	-	(83)
Móveis e utensílios		(3.620)	-	-	-	(249)	(3.869)
Total Depreciação acumulada		(21.218)	-	-	40	(3.346)	(24.524)
Subtotal Imobilizado		13.818	-	3.376	(61)	(3.346)	13.787
Imobilizado em curso		-	3.376	(3.376)	-	-	-
Total do Imobilizado		13.818	3.376	-	(61)	(3.346)	13.787
Total		1.862.957	559.835	-	(189.435)	(223.552)	2.009.805

(*) Das baixas no montante de R\$189.435, R\$165.025 refere-se às transferências do ativo intangível líquidas das obrigações especiais para o ativo financeiro indenizável da concessão e R\$24.410 refere-se a demais baixas realizadas no exercício, contabilizadas nas Ordens de Desativação - ODD, e ao final do processo os valores são transferidos para a demonstração do resultado do exercício na rubrica de outras receitas (despesas) operacionais.

O montante transferido do ativo contratual da infraestrutura em construção, líquido das obrigações especiais, para o ativo financeiro indenizável da concessão de R\$165.025 (R\$433.949 em 2017), corresponde a parcela bifurcada do ativo intangível a ser indenizada no final da concessão pelo Poder Concedente, conforme prevê o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica que está enquadrado nos critérios de aplicação da interpretação técnica do ICPC 01 (IFRIC 12).

(**) A Companhia reconheceu no exercício, créditos de PIS e COFINS sobre a amortização dos bens e equipamentos no montante de R\$14.736 (R\$13.769 em 2017).

(***) No ativo contratual são registrados os gastos diretamente atribuíveis a aquisição e construção dos ativos, tais como: (i) o custo de materiais e mão de obra direta; (ii) quaisquer outros custos para colocar o ativo no local em condições necessárias para que sejam capazes de operar na sua plenitude; e (iii) os juros incorridos sobre empréstimos, financiamentos ao custo de construção da infraestrutura, apropriados considerando os determinados critérios para capitalização, como aplicação da taxa média ponderada e juros de contratos específicos de acordo com o normativo do CPC 20.

A infraestrutura utilizada pela Companhia nas suas operações é vinculada ao serviço público de geração e distribuição de energia, não podendo ser retirada, alienada, cedida ou dada em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução Normativa nº 691 de 08 de dezembro de 2015, regulamenta a desvinculação da infraestrutura das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para sua desvinculação, quando destinada à alienação. Determina, também, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária específica e os recursos reinvestidos na infraestrutura da própria concessão.

A amortização do ativo intangível reflete a forma na qual os benefícios futuros referentes à utilização dos ativos são esperados que sejam consumidos pela Companhia ou limitado ao prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente. O padrão de consumo destes ativos está relacionado às vidas úteis estimadas de cada bem integrante do conjunto de bens tangíveis contidos na infraestrutura de distribuição. A taxa média ponderada de amortização utilizada é de 3,99% (3,91% em 2018).

O saldo do intangível e do ativo financeiro indenizável da concessão está reduzido pelas obrigações vinculadas a concessão, que são como segue:

	2019	2018
Contribuições do consumidor ⁽¹⁾	1.278.326	1.401.314
Participação da União - recursos CDE ⁽²⁾	753.548	620.126
Participação do Governo do Estado ⁽²⁾	9.348	9.348
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	119.971	119.971
(-) Amortização acumulada	(908.644)	(841.143)
Total	1.252.549	1.309.616
Alocação:		
Contas a receber do ativo financeiro indenizável da concessão	693.968	647.399
Infraestrutura - Intangível em serviço	506.095	551.134
Ativo contratual - infraestrutura em construção de intangível em curso	52.486	111.083
Total	1.252.549	1.309.616

(1) As contribuições do consumidor representam a participação de terceiros em obras para fornecimento de energia elétrica em áreas não incluídas nos projetos de expansão das concessionárias de energia elétrica.

(2) A participação da União (recursos provenientes da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE) e a participação do Governo do Estado, estão destinadas ao Programa Luz para Todos.

16. Fornecedores

	2019	2018
Contratos Bilaterais ^(1 e 4)	251.450	272.056
Encargos de serviços do sistema ⁽⁵⁾	858	2.354
Uso da rede básica ⁽¹⁾	24.176	18.856
CCEE ⁽²⁾	62.626	31.474
Energia livre	7.860	7.860
Materiais e serviços e outros ⁽³⁾	114.166	99.663
Total	461.136	432.263
Circulante	422.691	401.442
Não circulante	38.445	30.821

(1) Refere-se à aquisição de energia elétrica de geradores, uso da rede básica e uso do sistema de distribuição, cujo prazo médio de liquidação é de 25 dias.

(2) Em 2019 a rubrica CCEE foi negativamente impactada pelas condições hidrológicas do Sistema Interligado Nacional (SIN). Em novembro e dezembro de 2019 a geração das usinas hidrelétricas foi abaixo da média e as distribuidoras foram obrigadas a assumir um custo maior

em decorrência do Risco hidrológico e do PLD (Preço das Liquidações das Diferenças) elevado. Apesar do maior custo em 2019, está previsto na Lei nº 12.783/2013, que as despesas relacionadas ao risco hidrológico são assumidas pelas distribuidoras e o direito ao repasse para o consumidor final através do reajuste tarifário.

- (3) Refere-se às aquisições de materiais, serviços e outros, necessários à execução, conservação e manutenção dos serviços de distribuição de energia elétrica, com prazo médio de liquidação de 40 dias.
- (4) Em 31 de dezembro de 2018 inclui o montante de R\$78.031, referente ao parcelamento dos débitos com Eletrobrás do repasse Itaipu, consolidado em agosto de 2014 em 60 parcelas, com taxa de juros de 115% do CDI, sendo que nas 24 primeiras foram amortizados apenas os juros remuneratórios incidentes sobre o principal e nas 36 parcelas finais amortizado o valor do principal. A partir de 30 de setembro de 2016, a Companhia iniciou o pagamento da parcela do principal. O saldo foi integralmente quitado em agosto de 2019.
- (5) A variação dos Encargos de Serviços do Sistema se deve a diminuição do despacho de térmicas em razão de restrição operativa. Encargos desse tipo são pagos pela geração despachada acima da ordem de mérito de custo, ou seja, usinas que não seriam despachadas por ordem de mérito (menor custo), mas em função de restrições operativas, como por exemplo a queda de uma linha de transmissão, são despachadas.

A seguir demonstramos a movimentação dos valores:

Parcelamento repasse Itaipu	2019	2018
Parcelamento	78.031	195.078
Juros	2.100	10.134
Amortização	(80.131)	(127.181)
Total - circulante	-	78.031

17. Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

A movimentação dos empréstimos e financiamentos está demonstrada a seguir:

	Saldo em 2018	Captação	Pagamento de Principal	Pagamento de Juros	Encargos, atualização monetária, cambial e Custos	Custos Apropriados	Marcação Mercado da Dívida	Saldo em 2019
Mensuradas ao custo								
Moeda Nacional								
Pós Fixado								
CDI	1.006.568	280.000	(71.111)	(71.008)	82.682	-	-	1.227.131
TR	353.307	-	-	(23.661)	23.756	-	-	353.402
Gastos com captação	-	-	-	-	211	(852)	-	(641)
Total do custo	1.359.875	280.000	(71.111)	(94.669)	106.649	(852)	-	1.579.892
Mensurados ao valor justo								
Moeda Estrangeira								
Dólar	618.223	200.000	(78.038)	(28.342)	52.923	-	-	764.766
Euro	-	50.000	-	-	(1.613)	-	-	48.387
Gastos com captação	(766)	-	-	-	219	-	-	(547)
Marcação a mercado	4.650	-	-	-	-	-	(1.412)	3.238
Total ao valor justo	622.107	250.000	(78.038)	(28.342)	51.529	-	(1.412)	815.844
Total	1.981.982	530.000	(149.149)	(123.011)	158.178	(852)	(1.412)	2.395.736
Circulante	155.141							583.907
Não circulante	1.826.841							1.811.829

	Saldo em 2017	Captação	Pagamento de Principal	Pagamento de Juros	Encargos, atualização monetária, cambial e Custos	Custos Apropriados	Marcação Mercado da Dívida	Saldo em 2018
Mensuradas ao custo								
Moeda Nacional								
Pré Fixado								
Pós Fixado								
TJLP e TLP	178.960	-	(178.491)	(4.815)	4.346	-	-	-
Selic	121.630	-	(123.292)	(1.390)	3.052	-	-	-
CDI	952.474	315.000	(260.668)	(79.351)	79.113	-	-	1.006.568
TR	353.307	-	-	(23.661)	23.661	-	-	353.307
Gastos com captação	(2.755)	-	-	-	2.755	-	-	-
Cesta de moedas	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-
Total do custo	1.603.616	315.000	(562.451)	(109.217)	112.927	-	-	1.359.875
Mensurados ao valor justo								
Moeda Estrangeira								
Dólar	188.618	380.000	-	(13.163)	62.768	-	-	618.223
Euro	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos com captação	(1.006)	-	-	-	240	-	-	(766)
Marcação a mercado	1.886	-	-	-	-	-	2.764	4.650
Total ao valor justo	189.498	380.000	-	(13.163)	63.008	-	2.764	622.107
Total	1.793.114	695.000	(562.451)	(122.380)	175.935	-	2.764	1.981.982
Circulante	344.972							155.141
Não circulante	1.448.142							1.826.841

A composição da carteira de empréstimos e financiamentos e as principais condições contratuais podem ser encontradas no detalhamento abaixo:

Operação	Total		Encargos	Vencimento	Amortização do principal	(Taxa efetiva de juros) (4)		Garantias (*)
	2019	2018	Financeiros Anuais					
FIDC Grupo Energisa IV - 1ª Série	353.402	353.307	TR + 7,00% a.a.	out/34	Mensal a partir de out/29	7,00%		R
FIDC Grupo Energisa IV - 2ª Série	482.682	483.240	CDI + 0,70% a.a.	abr/31	Mensal a partir de abr/21	6,66%		R
CCB - Santander (3)	-	5.363	CDI + 2,28% a.a.	jun/19	Mensal	8,24%		R + A
Nota Flutuante de Juros - Santander (3)	450.626	517.965	CDI + 1,25% a 1,3248% a.a.	dez/20	Semestral a partir de dez/19	7,21% a 7,28%		A
Nota Promissória 2ª Emissão (3)	293.823	-	CDI + 0,80% a.a.	mar/22	Final	6,76% a 0,00%		A
Custo de captação incorrido na contratação	(641)	-						
Total em Moeda Nacional	1.579.892	1.359.875						
Resolução 4131-Bank of America ML (1 e 3)	214.059	205.940	Libor + 1,20% a 1,60% a.a.	jan/21	Final	7,55% a 7,95%		A
Citibank Loan - 4131 (1 e 3)	57.899	55.688	Libor + 1,70% a.a.	jun/22	Annual a partir de 2021	8,05%		A
Citibank EDC Loan - 4131 (1 e 3)	57.892	55.678	Libor + 1,80% a.a.	jun/22	Annual a partir de 2021	8,15%		A
Citibank Loan - 4131 (1 e 3)	128.422	123.546	Libor + 0,82% a.a.	set/21	Final	7,17%		A
BBM Loan - 4131 (1 e 3)	-	73.707	3,39% a.a. Pré	out/19	Final	7,41%		A
J P MORGAN Loan (1 e 3)	108.167	103.664	Libor + 1,05% a.a.	nov/21	Final	7,40%		A
Merryl Lynch Loan (1 e 3)	48.387	-	0,6870% a.a.	dez/22	Final	2,75%		A
Scotiabank Loan (1 e 3)	198.327	-	2,1964% a.a.	dez/22	Final	6,22%		A
Custo de captação incorrido na contratação	(547)	(766)						
Marcação à Mercado de Dívida (2)	3.238	4.650						
Total em Moeda Estrangeira	815.844	622.107						
Total Energisa Mato Grosso	2.395.736	1.981.982						

(*) A = Aval Energisa S.A., R=Receíveis.

- (1) Os contratos em moeda estrangeiras possuem proteção de swap cambial e instrumento financeiros derivativos (vide nota explicativa nº 31 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos).
- (2) Estas operações estão sendo mensuradas ao valor justo por meio do resultado, de acordo com os métodos da contabilidade de "hedge" de valor justo ou pela designação como "Fair Value Option" (vide nota explicativa nº 31 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos).
- (3) Condições de covenants - o contrato possui cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essas garantias são estruturadas a partir de indicadores estabelecidos pela controladora final Energisa S.A, sendo os principais listados abaixo:
 - ✓ Endividamento Líquido dividido pelo EBITDA, sendo menor ou igual a 4,5 (quatro inteiros e cinquenta centésimos) com relação às demonstrações financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019 (inclusive), 4,25 (quatro inteiros e vinte e cinco centésimos) com relação às informações financeiras/demonstrações financeiras relativas aos períodos/exercício a findar-se entre em 31 de março de 2020 a 31 de dezembro de 2020 (inclusive), passando para 4,0 (quatro inteiros) com relação às informações financeiras/demonstrações financeiras relativas aos períodos/exercícios a findar-se a partir de 31 de março de 2021 (inclusive) até a respectiva data de vencimento dos contratos;
 - ✓ EBITDA dividido pelo Resultado Financeiro, sendo maior ou igual a 2,5 (dois inteiros e cinquenta centésimos) até a respectiva data de vencimento dos contratos.

O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 31 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos). Em 31 de dezembro de 2019, as exigências contratuais foram cumpridas

- (4) As taxas efetivas de juros representam as variações ocorridas no exercício findo em 31 de dezembro de 2019. Para as dívidas em moeda estrangeira, não estão sendo considerados os efeitos do hedge cambial, demonstrados na Nota Explicativa nº 31 - Instrumentos Financeiros e gerenciamento de riscos.

Para garantia do pagamento das parcelas, a Companhia mantém aplicações financeiras no montante de R\$62.293 (R\$56.645 em 2018), registrado na rubrica "Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados" no ativo.

A Companhia tem como prática alocar o pagamento de juros na atividade de financiamento na demonstração do fluxo de caixa.

Os principais indicadores utilizados para a atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações percentuais e taxas efetivas no exercício:

Moeda/indicadores	2019	2018
US\$ x R\$	4,02%	17,13%
TJLP	6,17%	6,72%
SELIC	5,96%	6,43%
CDI	5,96%	6,42%
IPCA	4,31%	3,75%
LIBOR	2,33%	2,34%
TR	0,00%	-

Os empréstimos e financiamentos classificados no passivo não circulante têm seus vencimentos assim programados:

	2019
2021	422.843
2022	633.067
2023	48.060
2024	48.060
Após 2024	659.799
Total	1.811.829

18. Debêntures (não conversíveis em ações)

A movimentação das debêntures está demonstrada a seguir:

	Saldo em 2018	Captação	Pagamento de Principal	Pagamento de Juros	Encargos, atualização monetária e Custos	Custos Apropriados	Marcação Mercado da Dívida	Saldo em 2019
Mensuradas ao custo - pós fixado								
CDI	613.447	150.000	-	(50.650)	49.130	-	-	761.927
IPCA	574.384	-	-	(27.942)	51.002	-	-	597.444
Gastos com captação	(16.292)	-	-	-	4.056	(529)	-	(12.765)
Marcação a mercado	35.852	-	-	-	-	-	34.784	70.636
Total do custo	1.207.391	150.000	-	(78.592)	104.188	(529)	34.784	1.417.242
Circulante	19.350							63.372
Não circulante	1.188.041							1.353.870

	Saldo em 2017	Captação	Pagamento de Principal	Pagamento de Juros	Encargos, atualização monetária e Custos	Custos Apropriados	Marcação Mercado da Dívida	Saldo em 2018
Mensuradas ao custo - pós fixado								
CDI	364.193	470.000	(233.165)	(26.672)	39.091	-	-	613.447
IPCA	177.831	385.000	-	(8.801)	20.354	-	-	574.384
Gastos com captação	(7.696)	-	-	-	3.590	(12.186)	-	(16.292)
Marcação a mercado	-	-	-	-	-	-	35.852	35.852
Total do custo	534.328	855.000	(233.165)	(35.473)	63.035	(12.186)	35.852	1.207.391
Circulante	72.748							19.350
Não circulante	461.580							1.188.041

A composição dos saldos das debêntures e as principais condições contratuais são como segue:

Operações	Total		Emissão	Nº de Títulos Emitidos / circulação	Rendimentos	Vencimento	Amortização do principal	Taxa efetiva de juros
	2019	2018						
Debêntures 6ª Emissão 1ª Série	92.042	88.770	15/06/2017	81.885 / 81.885	IPCA+5,60% a.a	jun / 22	Final	9,91%
Debêntures 6ª Emissão 2ª Série	82.635	79.698	15/06/2017	73.494 / 73.494	IPCA+5,6601% a.a	jun / 24	Final	9,97%
Debêntures 7ª Emissão 1ª Série	11.519	11.112	15/10/2017	10.544 / 10.544	IPCA+4,4885% a.a	out / 22	Final	8,80%
Debêntures 7ª Emissão 2ª Série	2.148	2.072	15/10/2017	1.965 / 1.965	IPCA+4,7110% a.a	out / 24	Final	9,02%
Debêntures 7ª Emissão 3ª Série	4.001	3.858	15/10/2017	3.657 / 3.657	IPCA+5,1074% a.a	out / 27	Final	9,42%
Debêntures 7ª Emissão 4ª Série	130.237	130.623	15/10/2017	128.834 / 128.834	107,75% CDI	out / 22	Anual após out/20	6,42%
Debêntures 8ª Emissão	481.259	482.824	15/02/2018	47.000 / 47.000	CDI+1,10% a.a	fev / 21	Final	7,06%
Debêntures 9ª Emissão	405.099	388.874	15/09/2018	385.000 / 385.000	IPCA+5,0797% a.a	set / 25	Anual após set/23	9,39%
Debêntures 10ª Emissão 1ª Série	117.833	-	10/06/2019	117.500 / 117.500	CDI + 0,73% a.a	jun / 24	Final	6,69%
Debêntures 10ª Emissão 2ª Série	32.598	-	10/06/2019	32.500 / 32.500	CDI + 1,05% a.a	jun / 29	Anual após jun/27	7,01%
Custos incorridos na captação	(12.765)	(16.292)						
Marcação à Mercado de Dívida	70.636	35.852						
Total	1.417.242	1.207.391						

Em 10 de junho de 2019 a Companhia fez a 10ª Emissão de Debêntures em duas séries no valor total de R\$117.500 para a primeira série e no valor total de R\$32.500 para a segunda série. Os recursos captados com a emissão foram destinados à gestão ordinária dos negócios da Companhia.

Condições de covenants

As debêntures possuem cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis, sendo os principais listados abaixo:

- ✓ Endividamento Líquido dividido pelo EBITDA, sendo menor ou igual a 4,5 (quatro inteiros e cinquenta centésimos) com relação às demonstrações financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019 (inclusive), 4,25 (quatro inteiros e vinte e cinco centésimos) com relação às informações financeiras/demonstrações financeiras relativas aos períodos/exercício a findar-se entre em 31 de março de 2020 a 31 de dezembro de 2020 (inclusive), passando para 4,0 (quatro inteiros) com relação às informações financeiras/demonstrações financeiras relativas aos períodos/exercícios a findar-se a partir de 31 de março de 2021 (inclusive) até a respectiva data de vencimento dos contratos;
- ✓ EBITDA dividido pelo Resultado Financeiro, sendo maior ou igual a 2,5 (dois inteiros e cinquenta centésimos) até a respectiva data de vencimento dos contratos.

O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 31). Em 31 de dezembro de 2019 as exigências contratuais foram cumpridas.

Vencimentos

Em 31 de dezembro de 2019, as debêntures classificadas no passivo não circulante têm seus vencimentos assim programados:

	2019
2021	510.256
2022	151.782
2023	147.247
2024	359.549
Após 2024	185.036
Total	1.353.870

19. Arrendamentos operacionais

A Companhia atua como arrendatária em contratos referente imóveis não residenciais para a instalação de agências de atendimentos a clientes, estabelecimentos para desenvolver suas atividades comerciais e centros de distribuição.

Em 18 de dezembro de 2019, a Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) emitiu o ofício circular CVM/SNC/SEP/nº 02/2019.

A Companhia, em conformidade com o CPC 06 (R2) e em sua avaliação quanto ao ofício emitido, concluiu que: as políticas contábeis acerca do tratamento contábil de contratos de arrendamentos estão em consonância àquilo que é requerido pelo CPC 06 (R2)/IFRS 16, a taxa incremental de empréstimos - IBR é determinada com informações prontamente observáveis e ajustadas à realidade da Companhia, os fluxos projetados não consideram efeitos inflacionários, conforme orientado pelos pronunciamentos em questão; e (ii) a Companhia não apresenta obrigações de arrendamentos líquidos de PIS e COFINS, adicionalmente, os créditos de PIS e COFINS oriundos de contratos de arrendamentos não apresentam materialidade suficiente que ensejariam uma apresentação específica.

Em atendimento ao ofício, o quadro a seguir proporciona os inputs mínimos necessários para que os efeitos inflacionários sejam adicionados à informação divulgada.

Os reflexos da adoção da nova norma CPC 06 (R2) são como segue:

	Prazo médio contratual (anos)	Taxa efetiva a.a. (%)	Adoção Inicial em 01/01/2019	Adição	Amortização	Juros	Saldo em 2019
Arrendamentos operacionais	5	8,89%	7.225	2.021	(2.532)	683	7.397
Total							7.397
Circulante							2.574
Não circulante							4.823

Em 31 de dezembro de 2019, os valores de arrendamento operacional, classificados no passivo não circulante, têm seus vencimentos assim programados:

	2019
2021	349
2022	686
2023	378
2024	372
Após 2024	3.038
Total	4.823

20. Impostos e Contribuições sociais

	2019	2018
Imposto s/ Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS (*)	230.427	161.943
Encargos sociais	7.553	7.062
CSLL	7.675	68
IRPJ	7.150	186
Contribuições ao PIS e a COFINS	41.631	30.894
Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF	1.647	1.119
Imposto s/ serviços - ISS	3.082	7.397
Tributos e contribuições retidos na fonte (PIS/COFINS/CSLL)	10.111	2.055
Outros	7.051	7.036
Total	316.327	217.760
Circulante	87.118	65.836
Não Circulante	229.209	151.924

(*) Inclui R\$228.450 (R\$151.585 em 2018), referente ao ICMS incidente sobre a TUSD suspenso por liminares. Em contrapartida o valor é contabilizado na rubrica de consumidores e concessionárias no ativo não circulante (vide nota explicativa nº 6)

21. Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios

A Companhia é parte em ações judiciais e processos administrativos em andamento em tribunais e órgãos governamentais. Tais processos decorrem do desenvolvimento normal das suas atividades, envolvendo matéria cível, trabalhista, fiscal e regulatória.

Perdas prováveis

Uma provisão é reconhecida quando a obrigação for considerada provável de perdas pelos assessores jurídicos da Companhia. A contrapartida da obrigação é uma despesa do exercício. Essa obrigação pode ser mensurada com razoável certeza e é atualizada de acordo com a evolução do processo judicial ou encargos financeiros incorridos e pode ser revertida caso a estimativa de perda não seja mais considerada provável, ou baixada quando a obrigação for liquidada. Por sua natureza, os processos judiciais serão solucionados quando um ou mais eventos futuros ocorrerem ou deixarem de ocorrer. Tipicamente, a ocorrência ou não de tais eventos não depende da atuação da Companhia e incertezas no ambiente legal envolve o exercício de estimativas e julgamentos significativos da Administração quanto aos resultados dos eventos futuros.

Segue demonstrativo da movimentação das provisões:

	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Regulatórias	2019	2018
Saldo inicial - 2018 e 2017	4.416	97.230	646	4.703	106.995	124.552
Constituições de provisões	3.475	32.520	-	-	35.995	39.186
Reversões de provisões	(1.654)	(8.588)	(2)	-	(10.244)	(23.535)
Pagamentos realizados	(1.325)	(30.749)	-	-	(32.074)	(36.035)
Atualização monetária	130	2.593	38	696	3.457	2.827
Saldo final - 2019 e 2018	5.042	93.006	682	5.399	104.129	106.995
Cauções e depósitos vinculados (*)					(8.270)	(5.325)

(*) A Companhia possui cauções e depósitos vinculados no ativo não circulante, no montante de R\$47.547 (R\$28.956 em 2018). Desse total, R\$39.277 (R\$23.631 em 2018) não possuem provisões para riscos em face do prognóstico de perda ser possível ou remoto.

Trabalhistas

A maioria dessas ações foram propostas por funcionários próprios, tendo por objeto discussões envolvendo horas extras, sobreaviso. Também há ações envolvendo ex-empregados de prestadores de serviços contratados pela Companhia verbas rescisórias/contratuais.

Cíveis

Nos processos cíveis discute-se principalmente alegação de inscrição irregular nos órgãos de proteção ao crédito, danos morais por interrupção no fornecimento de energia, questionamentos sobre o valor de contas de energia elétrica, em que o consumidor requer a revisão ou o cancelamento da fatura; a cobrança de danos materiais e morais, decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos medidores de energia elétrica ou decorrentes de variações na tensão elétrica ou de falta momentânea de energia.

Fiscais

Nos processos tributários discute-se principalmente o recolhimento de Contribuições Previdenciárias e multa de Procon.

Regulatórias

Refere-se a processos de contingências regulatórias junto à ANEEL, referente descumprimento de preceito regulatório.

A Administração entende que todas as provisões constituídas são suficientes para cobrir eventuais perdas com os processos em andamento. Com base na opinião dos seus consultores jurídicos foram provisionados todos os processos judiciais, cuja probabilidade de desembolso futuro foi estimada como provável.

Perdas possíveis

A Companhia possui processos de naturezas trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórias em andamento, cuja probabilidade de perda foi estimada pelos consultores jurídicos como possível, não requerendo a constituição de provisão.

	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Regulatórias	2019	2018
Saldo inicial -2018 e 2017	39.987	959.622	1.036.299	-	2.035.908	1.300.372
Novos processos	4.298	103.059	2.843	24.482	134.682	495.277
Mudança de prognósticos e valor pedido	916	(304.678)	1.477	-	(302.285)	233.692
Encerramento	(11.476)	(83.493)	(31)	-	(95.000)	(78.379)
Atualização Monetária	1.074	26.716	62.875	133	90.798	84.946
Saldo final -2019 e 2018	34.799	701.226	1.103.463	24.615	1.864.103	2.035.908

Seguem os comentários de nossos consultores jurídicos referente às ações consideradas com riscos possíveis:

Trabalhistas

A maioria dessas ações tem por objeto discussões envolvendo ex-empregados de prestadores de serviços contratados pela Companhia. Processos propostos por funcionários próprios discutindo especialmente questões envolvendo horas extras.

Cíveis

As ações judiciais de natureza cível, têm majoritariamente os seguintes objetos: (i) revisão ou o cancelamento de faturas de energia elétrica; (ii) indenizações por danos materiais e morais decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos aparelhos de medição, de variações de tensão elétrica, falta momentânea de energia e acidentes na rede elétrica; e (iii) multas regulatórias originárias de procedimentos de fiscalização do poder concedente que se encontram em processo administrativo.

Principais processos:

. Ação 1004068-45.2018.4.01.3600 no montante de R\$312.760 (R\$304.145 em 2018) relacionada ação de cobrança envolvendo indenização pela passagem. Autor requer declaração de legalidade e exigibilidade da cobrança de contraprestação pelo uso das faixas de domínio da rodovia concedida à CRO, com a condenação da Companhia ao pagamento das parcelas vencidas e vincendas em razão do referido uso, bem como a assinar os contratos pendentes e a apresentar o projeto executivo da área de ocupação.

. Ação 0053723-89.2016.4.01.3400, no montante de R\$295.727 em 2018, relacionada ao pleito de restituição de valores cobrados em faturas de energia elétrica, referentes a perdas técnicas e comerciais, teve seu prognóstico alterado em dezembro de 2019 de possível para remoto. Alteração baseada em parecer dos assessores jurídicos que levou em consideração aspectos legais e regulatórios.

. Ação de indenização 17436-75.2014.811.0041, no montante de R\$72.386 (R\$70.392 em 2018), ajuizada por Conel Construções Elétricas Ltda, objetivando o ressarcimento por danos materiais e morais, fundamentada em suposta rescisão imotivada pela ré do contrato de prestação de serviços.

. Ação de indenização 54570-73.2013.811.0041, no montante de R\$41.021 (R\$39.891 em 2018), objetivando o ressarcimento de valores em razão de onerosidade excessiva dos contratos de prestação de serviço e de descumprimento de obrigações previstas nos contratos.

. Ação de indenização 13549-66.2015.811.0003 no montante de R\$35.429 (R\$34.453 em 2018), onde se discute matéria relacionada a danos morais e materiais.

Fiscais

As ações de natureza tributária, referem-se basicamente, aos seguintes objetos: (i) ICMS incidente sobre a demanda de energia; (ii) compensação e aproveitamento de créditos de ICMS; (iii) diferencial de alíquota de ICMS; e (iv) imposto sobre serviços de qualquer natureza (ISSQN) na figura de substituto tributário.

Principais processos:

. Processos 5044000/2015, 1189910010000012009-19, 5069184/2013, 167410016000122008-11, 5028005/2011, envolvendo ICMS incidente sobre demanda de energia ("ICMS Demanda") no montante de R\$633.648 (R\$597.372 em 2018), para o qual a Companhia não constituiu provisão, com base na avaliação de seus consultores jurídicos. Os processos referentes a ICMS Demanda, decorrem de autuação em virtude de falta de arrecadação e recolhimento do tributo, decorrente do cumprimento de decisões judiciais que suspendem a exigência do imposto.

. Destaca-se também os processos 1000985-84.2016.811.0041, 1189910010000092010-19, 122752000142016115, 1035343/630/96/2014, 5205023/2012 e 5095376/2016, referentes à tomada de crédito do diferencial de alíquota de ICMS, nas operações de aquisição de bens destinados ao ativo permanente no valor total de R\$234.575 (R\$221.146 em 2018), dentre os quais vale destacar: (i) execução fiscal 1000985-84.2016.811.0041 no valor de R\$76.999 (R\$72.592 em 2018); em divergência com preceitos constitucionais e com a Lei Complementar nº 87/96, a Lei Estadual nº 7.098/98 do Estado de Mato Grosso veda em seu art. 25, §6º, a tomada deste crédito; o tema é objeto da ADI nº 4.623/MT, em trâmite perante o STF, já com parecer favorável da Advocacia Geral da União e (ii) auto de infração 011178550.20128130699 lavrado pela Secretaria da Fazenda do Estado de Mato Grosso, com cobrança de ICMS relativo ao período de janeiro de 2010 a janeiro de 2012, sob o fundamento de que a Companhia supostamente teria se apropriado indevidamente de crédito fiscal relativo ao diferencial de alíquota pelas aquisições de bens destinados ao ativo permanente, que após apresentação de manifestação teve a autuação transferida para o processo 5205023/2012, no valor de R\$80.936 (R\$76.303 em 2018).

. Processo nº 14094.720008/2018-36, no montante de R\$74.250 (R\$70.000 em 2018) relacionado a não homologação das alterações realizadas nas DCTF do período de 2014 a 2016.

. Processo 0010774-95.2017.4.01.3600, no montante de R\$127.462 (R\$120.166 em 2018), envolvendo discussão sobre execução fiscal proposta pela União Federal, em razão da exclusão da empresa no parcelamento previsto na Lei nº 11.941/09 com a respectiva perda dos benefícios concedidos.

Regulatórias

Processos de contingências regulatórias junto à ANEEL decorrem principalmente de penalidade aplicada em razão de Autos de Infração oriundos de fiscalizações.

22. Encargos setoriais e incorporação de redes

22.1. Taxas Regulamentares

	2019	2018
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	-	11.701
Quota - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	37.757
Total (*)	-	49.458
Circulante	-	49.458

(*) Em 31 de dezembro de 2018 inclui R\$14.961 da parcela corrente do mês de dezembro da quota CDE.

Em 12 de agosto de 2014, o parcelamento dos débitos em atraso da RGR e CDE foi consolidado em 60 parcelas, com aplicação da taxa Selic, sendo nas 24 primeiras, amortizado apenas os juros remuneratórios incidentes sobre o principal e nas 36 parcelas finais, amortizado o principal.

Segue a movimentação ocorrida no exercício:

Movimentação	2019	2018
Saldos iniciais -2018 e 2017	34.497	84.737
Juros	(1.004)	3.780
Amortização	(33.493)	(54.020)
Total Parcelamento	-	34.497
Quota corrente - CDE (*)	-	14.961
Saldos finais -2019 e 2018	-	49.458

(*) A Resolução Homologatória Aneel nº 2.521, de 20 de março de 2019 determinou a amortização da Conta no Ambiente de Contratação Regulada - Conta-ACR até agosto de 2019.

22.2. Obrigação do Programa de Eficiência Energética e Pesquisa e Desenvolvimento

O contrato de concessão da Companhia estabelece a obrigação de aplicar anualmente o montante de 1% da receita operacional líquida, em ações que tenham como objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica e o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. Esse montante é destinado aos Programas de Eficiência Energética (PEE), Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), Ministério de Minas e Energia (MME) e ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL). A participação de cada um dos programas está definida pelas Leis nº 10.848 de 15 de março de 2004, nº 11.465 de 28 de março de 2007, nº 2.212 de 21 de janeiro de 2010 e nº 13.280 de 03 de maio de 2016.

	2019	2018
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	1.415	1.165
Ministério de Minas e Energia - MME	707	583
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL	8.086	6.092
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	51.282	59.432
Programa de Eficiência Energética - PEE	61.967	63.202
Total	123.457	130.474
Circulante	74.772	59.007
Não Circulante	48.685	71.467

Os gastos realizados com os projetos de PEE e P&D estão registrados na rubrica de serviços em curso até o final dos projetos, quando são encerrados contra os recursos do programa.

A realização das obrigações com o PEE e P&D por meio da aquisição de ativo intangível tem como contrapartida o saldo de obrigações especiais.

Total dos encargos setoriais (taxas regulamentares e obrigação do PEE)	2019	2018
Taxas Regulamentares	-	49.458
Obrigação do Programa de Eficiência Energética e Pesquisa e Desenvolvimento	123.457	130.474
Total	123.457	179.932
Circulante	74.772	108.465
Não Circulante	48.685	71.467

22.3. Incorporação de Redes

Com a finalidade de viabilizar o atendimento aos pedidos de ligação de novas unidades consumidoras, os solicitantes, individualmente ou em conjunto, e os órgãos públicos, inclusive da administração indireta, poderão aportar recursos, em parte ou no todo, para as obras necessárias à antecipação da ligação ou executar as obras de extensão de rede mediante a contratação de terceiro legalmente habilitado. Os recursos antecipados ou o valor da obra executada pelo interessado deverão ser restituídos pela Companhia até o ano em que o atendimento ao pedido de fornecimento seria efetivado segundo os Planos de Universalização, para os casos de consumidores que se enquadrem aos critérios de atendimento sem custo ou nos prazos fixados nos regulamentos que tratam do atendimento com participação financeira do interessado.

O prazo de universalização de energia elétrica em áreas rurais em Mato Grosso foi prorrogado para 2020. A revisão do cronograma foi aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Sobre os saldos das incorporações de redes particulares incidem encargos calculados pela variação do IGPM, acrescido de 0,5% a 1% ao mês de juros.

Segue a movimentação ocorrida no exercício:

	2019	2018
Saldos iniciais -2018 e 2017	121.250	185.905
Adições	10.722	18.140
Atualização monetária e juros	32.660	33.341
Baixas - pagamentos	(80.228)	(116.136)
Saldos finais -2019 e 2018	84.404	121.250
Circulante	38.900	75.746
Não circulante	45.504	45.504

23. Outros passivos

	2019	2018
Valores e encargos a recuperar tarifa - TUSD	12.201	12.201
Auto de infração	36	36
Adiantamento de consumidores	13.954	8.591
Encargos tarifários	3.619	3.619
Participações empregados e administradores	8.282	12.207
Convênio de arrecadação	1.229	1.085
Entidades seguradoras - prêmios de seguros	2.009	2.882
Ressarcimento EBP - Salto Paraíso (*)	40.711	43.229
Folha de Pagamento	5.589	5.587
CTG Reembolso CCC/ACR	7.441	-
Transferência de Ativos-Global Energia Elétrica S/A	10.468	17.149
Retenção de Caução Contratual	15.673	10.571
Outros credores	8.559	5.835
Total	129.771	117.405
Circulante	61.467	94.640
Não circulante	68.304	22.765

(*) Refere-se à incorporação da conexão das usinas na SE Salto Paraíso com ressarcimento a ser pago pela Companhia a EBP (Enel Brasil Participações) por meio de compensação com crédito decorrente do contrato de uso do sistema de distribuição ("CUSD").

24. Patrimônio líquido

24.1 Capital Social

O capital social subscrito e integralizado é de R\$1.514.569 (R\$1.514.569 em 2018) e está representado por 73.478 (73.478 em 2018) ações ordinárias e 139.433 (139.433 em 2018) ações preferenciais, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

As ações preferenciais possuem as seguintes características:

- (i) sem direito a voto;
- (ii) prioridade no caso de reembolso do capital, sem prêmio;
- (iii) prioridade na distribuição de dividendos mínimos, não cumulativos, de 10% (dez por cento) ao ano sobre o capital próprio atribuído a essa espécie de ações, dividendo a ser entre elas rateado igualmente;
- (iv) direito de participar - depois de atribuído às ações ordinárias dividendo igual ao mínimo previsto no inciso "III" supra - da distribuição de quaisquer dividendos ou bonificações, em igualdade de condições com as ações ordinárias.

As ações preferenciais sem direito de voto, adquirirão o exercício desse direito se a Companhia, durante três exercícios consecutivos, deixar de pagar os dividendos fixos ou mínimos a que fizerem jus, direito que conservarão até que passe a efetuar o pagamento de tais dividendos.

A transferência de propriedade das ações nominativas só poderá ser efetuada no escritório central da Companhia. O desdobramento de títulos múltiplos será efetuado a preço não superior ao custo.

24.2 Reserva de capital

	2019	2018
Incentivos fiscais de Reinvestimentos ⁽¹⁾	1.587	1.587
Programa de remuneração variável (ILP) ⁽²⁾	844	274
Total	2.431	1.861

(1) Incentivos fiscais de reinvestimentos - referem-se ao benefício de Reinvestimento de 30% do Imposto de Renda, destinado as pessoas jurídicas com empreendimentos em operação na área de atuação da SUDAM, instaladas nos setores da economia considerados prioritários para o desenvolvimento regional.

O artigo 27 da Portaria 283, de 04 de julho de 2013, expedida pelo Ministério da Integração Nacional (atual Ministério do Desenvolvimento Regional), prevê que as pessoas jurídicas enquadradas nos requisitos legais poderão depositar no Banco da Amazônia S/A (Basa) o total de 30% (trinta por cento) do valor do Imposto de Renda devido pelos referidos empreendimentos, calculados sobre o lucro da exploração, acrescido de 50% (cinquenta por cento) de recursos próprios, para reinvestimento.

Com a publicação da Lei nº 13.799, de 03 de janeiro de 2019, que alterou a Medida Provisória nº 2.199-14, de 24 de agosto de 2001, as empresas com projetos de reinvestimento do imposto de renda aprovados pela SUDAM, poderão pleitear até 50% (cinquenta por cento) dos valores depositados para investimento em capital de giro, desde que o percentual restante seja destinado à aquisição de máquinas e equipamentos novos que façam parte do processo produtivo, em projetos de modernização ou complementação de equipamento, até o ano de 2023.

Os recursos liberados, deduzidos da quantia correspondente a 2%, a título de administração do projeto, conforme dispõe o artigo 19, parágrafo 2o, da Lei nº 8.167/1991, foram contabilizados em outras reservas de capital e, após sua aprovação, no prazo de 180 (cento e oitenta) dias, contados a partir do encerramento do exercício social em que houve a emissão do ofício de liberação pela Superintendência do Desenvolvimento Regional, serão capitalizados.

(2) Implementação do Programa de Remuneração Variável através de concessão de ações, denominada Incentivo de Longo Prazo (ILP) (vide nota explicativa nº 12).

24.3 Reserva de lucros - reserva legal

Constituída com 5% do lucro líquido do exercício antes de qualquer outra destinação e limitada a 20% do capital social, de acordo com o artigo 193 da Lei nº 6.404/76.

24.4 Reserva de lucros - reserva de incentivo fiscal (imposto de renda)

A Companhia por atuar no setor de infraestrutura na região Centro Oeste, obteve a redução (75% do imposto calculado sobre o lucro da exploração) do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de

ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o artigo nº 635, do Decreto nº 9.580, de 22 de novembro de 2018 (Novo Regulamento do Imposto de Renda).

Esta redução foi aprovada através do Laudo Constitutivo da SUDAM nº 114/2014 - Ato Declaratório Executivo nº 17 - DRF/CBA de 02 de fevereiro de 2015, que impôs algumas obrigações e restrições:

- (i) O valor apurado como benefício não pode ser distribuído aos acionistas;
- (ii) O valor deve ser contabilizado como reserva de lucros e capitalizado até 31 de dezembro do ano seguinte à apuração e/ou utilizado para compensação de prejuízos; e
- (iii) O valor deve ser aplicado em atividades diretamente relacionadas com a atividade de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Companhia.

A partir da edição da Lei nº 11.638/07 e Lei 11.941/09 os incentivos fiscais passaram a ser contabilizados no resultado do exercício com posterior transferência para reserva de lucros - reserva de incentivo fiscal (imposto de renda). No exercício findo em 31 de dezembro de 2019 a Companhia apurou R\$123.925 (R\$76.831 em 2018) de redução de imposto de renda e adicionais.

24.5 Reserva de lucros - reserva de retenção de lucros

O montante destinado para a reserva de retenção de lucros no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 foi de R\$302.802, foram retidos com base no orçamento de capital, aprovado pelo Conselho de Administração a ser submetido a Assembleia Geral Ordinária.

24.6 Dividendos

O estatuto social determina a distribuição de um dividendo mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido do exercício, ajustado na forma do artigo 202 da Lei nº 6.404/76, e permite a distribuição de dividendos apurados com base em resultados intermediários.

A ANEEL por meio da Resolução Autorizativa nº 4.463/2013 aprovou o Plano de Recuperação da Companhia, tendo, dentre outros, estabelecido a limitação de distribuição de dividendos em 25%, enquanto perdurar o regime excepcional de sanções e regulatório, cujo prazo foi finalizado em abril de 2018.

A Administração está propondo a seguinte distribuição de dividendos:

	2019	2018
Lucro líquido do exercício	594.156	426.968
Reserva legal (5%)	(29.708)	(21.348)
Realização da reserva de reavaliação líquida de tributos	13.736	16.874
Transferência de reservas de incentivos fiscais - (imposto de renda)	-	(11.626)
Reserva de redução de incentivo fiscal - imposto de renda	(123.925)	(65.205)
Lucro líquido ajustado	454.259	345.663
Dividendos obrigatórios (25%)	113.565	86.416
. Em 28 de junho de 2019 - R\$0,68000000 (em 13 de junho de 2018 - R\$1,04987948878) por ação ⁽¹⁾	94.814	24.631
. Em 08 de agosto de 2018 - R\$0,58533 por ação	-	124.623
. Em 29 de novembro de 2019 - R\$0,26604074 (em 08 de novembro de 2018 - R\$0,50066) por ação ⁽¹⁾	56.643	106.596
. Dividendos adicionais propostos - R\$0,421834 em 2018 por ação ⁽²⁾	-	89.813
Total dos dividendos	151.457	345.663
% sobre o lucro líquido ajustado	33%	100%

- (1) Os dividendos antecipados aprovados nas Reuniões do Conselho de Administração de 12 de junho e 07 de novembro de 2019, foram calculados sobre o resultado apurado com base no balanço patrimonial de 31 de março e 30 de setembro de 2019, respectivamente.
- (2) Os dividendos adicionais propostos referente ao exercício de 2018, declarados com montantes superiores aos dividendos mínimos obrigatórios após o exercício contábil a que se refere às demonstrações financeiras, por não se constituírem uma obrigação presente, são apresentados destacados no patrimônio líquido, não sendo constituído o respectivo passivo até sua efetiva aprovação, de acordo com as normas do ICPC-08, foram pagos no mês de junho de 2019.

24.7 Outros resultados abrangentes

Refere-se à contabilização do plano de benefício a empregados líquidos de impostos. Os referidos saldos estão contabilizados como Outros resultados abrangentes em atendimento ao CPC 26 - Apresentação das demonstrações contábeis.

Segue movimentação realizada nos exercícios:

	2019	2018
Saldo inicial - 2018 e 2017	(44.171)	(17.197)
Ganho e perda atuarial - benefícios pós-emprego	(61.875)	(40.870)
Tributos sobre ganho e perda atuarial - benefícios pós-emprego	21.038	13.896
Saldo final - 2019 e 2018	(85.008)	(44.171)

25. Receita operacional

	2019			2018		
	Fora do escopo dos auditores independentes		R\$	Fora do escopo dos auditores independentes		R\$
	Nº de consumidores	MWh		Nº de consumidores	MWh	
Residencial	1.135.478	3.099.111	2.558.945	1.092.439	2.833.834	2.112.124
Industrial	18.359	660.201	528.660	18.883	641.886	478.781
Comercial	95.949	1.618.398	1.398.116	94.316	1.542.417	1.223.111
Rural	193.617	1.268.072	755.115	183.128	1.192.280	646.765
Poder público	12.043	405.878	314.762	12.112	367.700	267.057
Iluminação pública	803	371.868	138.329	791	379.312	130.572
Serviço público	1.485	207.237	147.039	1.374	199.390	128.793
Consumo próprio	314	9.690	-	312	9.534	-
Subtotal	1.458.048	7.640.455	5.840.966	1.403.355	7.166.353	4.987.203
Suprimento de energia a concessionárias	-	477.353	188.561	-	382.527	70.403
Fornecimento não faturado líquido	-	42.398	98.790	-	19.495	100.381
Disponibilização do sistema de transmissão e de distribuição	236	-	592.194	210	-	482.909
Receita de construção da infraestrutura ⁽¹⁾	-	-	635.291	-	-	430.576
Penalidades Regulatórias	-	-	(22.084)	-	-	(5.792)
Outras receitas operacionais	-	-	35.925	-	-	29.121
Valor justo do ativo financeiro indenizável da concessão	-	-	98.012	-	-	154.900
Constituição e amortização - CVA ativa e passiva	-	-	(133.975)	-	-	193.691
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	-	327.454	-	-	327.141
Total - receita operacional bruta	1.458.284	8.160.206	7.661.134	1.403.565	7.568.375	6.770.533
Deduções da receita operacional:						
ICMS	-	-	1.527.552	-	-	1.306.460
PIS	-	-	114.624	-	-	102.458
COFINS	-	-	527.967	-	-	471.927
ISS	-	-	387	-	-	341
Deduções bandeiras tarifárias - CCRBT ⁽²⁾	-	-	20.134	-	-	1.405
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	16.791	-	-	15.114
Encargos do consumidor - PROCEL	-	-	4.198	-	-	3.779
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	489.487	-	-	471.558
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	-	-	8.395	-	-	7.557
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	-	-	8.395	-	-	7.557
Ministério das Minas e Energia - MME	-	-	4.199	-	-	3.779
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	-	-	6.044	-	-	5.178
Total - deduções da receita operacional	-	-	2.728.174	-	-	2.397.113
Total - receita operacional líquida	1.458.284	8.160.206	4.932.960	1.403.565	7.568.375	4.373.420

- (1) Receita de construção da infraestrutura - está representada pelo mesmo montante em custo de construção da infraestrutura. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pela ICPC 01 - Contratos de Concessão e correspondem a custo de construção das obras de ativos da concessão de distribuição de energia elétrica.
- (2) A partir de janeiro de 2015, as contas de energia tiveram a aplicação do Sistema de Bandeiras Tarifárias, que tem por objetivo equilibrar a exposição da distribuidora aos custos de curto prazo na geração de energia. O acionamento da bandeira tarifária é sinalizado mensalmente pela ANEEL por meio de nota técnica, e os recursos provenientes da aplicação da bandeira tarifária podem ser totais ou parcialmente revertidos à CCRBT, conforme despacho mensalmente divulgado pela ANEEL.

As receitas auferidas pela Companhia referentes às Bandeiras Tarifárias no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, foram de R\$118.220 (R\$168.163 em 2018), tendo sido repassado à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, o montante de R\$20.134 (R\$1.405 em 2018). Dessa forma, o efeito líquido das bandeiras tarifárias no resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2019 foi de R\$98.086 (R\$166.758 em 2018).

26. Custos e despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais especificados na demonstração do resultado do exercício possuem a seguinte composição por natureza de gasto:

Natureza do gasto	Custo do serviço			Despesas Operacionais	Total	
	com energia elétrica	de operação	Prestado a terceiros	Gerais e Administrativas	2019	2018
Energia elétrica comprada para revenda	2.265.732	-	-	-	2.265.732	2.115.631
Encargo de uso - sistema de transmissão e distribuição	278.464	-	-	-	278.464	254.183
Pessoal e administradores	-	185.449	16	21.198	206.663	200.448
Programa de remuneração variável (ILP)	-	-	-	570	570	274
Benefícios pós emprego	-	2.950	-	6.012	8.962	6.772
Material	-	43.961	-	3.708	47.669	43.748
Serviço de terceiros	-	142.019	-	119.089	261.108	269.778
Depreciação e amortização	-	184.388	-	13.875	198.263	208.816
Provisão para perdas esperadas de créditos de liquidação duvidosa	-	101.973	-	-	101.973	47.130
Reversão de provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	-	-	-	(6.323)	(6.323)	(20.384)
Custo de construção da infraestrutura	-	-	635.291	-	635.291	430.576
Outros (1)	-	671	120	51.041	51.832	72.595
Total	2.544.196	661.411	635.427	209.170	4.050.204	3.629.567

(1) Inclui no custo de serviço de operação referente a reembolso de geração térmica conforme Lei 12.111/2009.

Energia elétrica comprada para revenda

	MWH (***)		Energia elétrica comprada p/ revenda	
	2019	2018	2019	2018
Energia de Itaipú - Binacional	1.365.699	1.283.513	397.748	382.659
Energia de leilão	2.953.684	2.714.734	638.115	660.482
Energia bilateral	3.168.390	3.135.369	795.169	734.671
Cotas de Angra REN 530/12 (*)	256.553	239.767	59.240	52.205
Energia de curto prazo - CCEE (**)	131.183	82.607	282.714	193.498
Cotas Garantia Física-Res. Homol. ANEEL 1410 - Anexo I	1.684.874	1.545.022	229.584	225.694
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	175.358	168.473	76.341	63.354
Energia de reserva - ERR	-	-	17.470	18.391
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	-	(230.649)	(215.323)
Total	9.735.741	9.169.485	2.265.732	2.115.631

(*) Contempla valor da REN 1.585/2013.

(**) Inclui demais custos na CCEE tais como, efeitos da CCEARs, liminares/ajuste de energia leilão e encargos de serviços do sistema.

(***) Informações fora do escopo dos auditores independentes.

27. Outros resultados

	2019	2018
Outras receitas:		
Ganhos na desativação/alienação de bens e direitos	24.167	36.630
	24.167	36.630
Outras despesas:		
Perdas na desativação/alienação de bens e direitos	(46.635)	(66.508)
Outras	(2.644)	(1.996)
	(49.279)	(68.504)
Total	(25.112)	(31.874)

28. Receitas e despesas financeiras

	2019	2018
Receitas financeiras:		
Receita de aplicações financeiras	14.060	18.453
Variação monetária e acréscimos moratórios de energia vendida	89.167	82.040
Juros ativos	10.834	10.588
Ajuste a valor presente	(73)	259
Atualização financeira - Ativos financeiros setoriais	15.414	7.139
Outras receitas financeiras	27.295	12.781
Total das receitas financeiras	156.697	131.260
Despesas financeiras:		
Encargos de dívidas - juros	(218.145)	(182.589)
Encargos de dívidas - variação monetária e cambial	(46.321)	(66.515)
Juros e multas	(12.651)	(13.445)
Marcação a mercado de dívidas	(33.372)	(38.616)
Marcação a mercado de derivativos	33.575	32.560
Instrumentos financeiros derivativos	29.993	43.995
Ajuste a valor presente	(8.322)	808
Atualização projetos PEE - P&D	(3.826)	2.005
Juros de incorporação de redes	(32.660)	(33.341)
Atualização de contingência	(3.457)	(2.827)
Atualização financeira - Passivos financeiros setoriais	(8.179)	(8.106)
Outras despesas financeiras	(12.422)	(44.174)
Total das despesas financeiras	(315.787)	(310.245)
Despesas financeiras líquidas	(159.090)	(178.985)

29. Lucro por ação

Cálculo de lucro por ação (em milhares de reais, exceto o valor por ação):

	Exercícios findos em:	
	2019	2018
Lucro líquido básico por ação:		
Numerador		
Lucro líquido do exercício		
Lucro disponível aos acionistas preferenciais	401.709	288.673
Lucro disponível aos acionistas ordinárias	192.447	138.295
	594.156	426.968
Denominador (em milhares de ações)		
Média ponderada de número de ações preferenciais	139.433	139.433
Média ponderada de número de ações ordinárias	73.478	73.478
	212.911	212.911
Lucro líquido básico por ação: (*)		
Ação preferencial	2,88102	2,07030
Ação ordinária	2,61911	1,88210

(*) A Companhia não possui instrumento diluidor

30. Cobertura de seguros

A política de seguros da Companhia baseia-se na contratação de seguros com coberturas bem dimensionadas, consideradas suficientes para cobrir prejuízos causados por eventuais sinistros em seu patrimônio, bem como por reparações em que seja civilmente responsável pelos danos involuntários, materiais e/ou corporais causados a terceiros decorrentes de suas operações, considerando a natureza de sua atividade. As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo dos nossos auditores independentes.

As principais coberturas são:

Ramos	Data de Vencimento	Importância Segurada	Prêmio Anual	
			2019	2018
Riscos Operacionais	07/11/2020	90.000	1.772	1.772
Responsabilidade Civil Geral	23/11/2020	90.000	1.112	1.112
Auto Frota	23/10/2020	Até 360/veículos	427	359
Vida em Grupo e acidentes pessoais (*)	31/01/2021	115.844	275	244
Transporte Nacional	04/04/2020	Até 2.000/transporte	50	62
Responsabilidade Civil Administradores e Diretores (D&O)	05/03/2021	75.000	85	88
Responsabilidade do Explorador ou Transporte Aéreo-R.E.T.A (Drones)	12/01/2021	228/drone	3	2
			3.724	3.639

(*) Importância Segurada relativa ao mês de janeiro /2020 e prêmio anualizado

31. Instrumentos financeiros e gerenciamento de risco

Hierarquia de valor justo

Os diferentes níveis foram assim definidos:

Nível 1 - Preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos e idênticos.

Nível 2 - Inputs, exceto preços cotados, incluídas no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (preços) ou indiretamente (derivado de preços).

Nível 3 - Premissas, para o ativo ou passivo, que não são baseadas em dados observáveis de mercado (inputs não observáveis).

Em função de a Companhia ter classificado o ativo financeiro indenizável da concessão como melhor estimativa de valor justo por meio do resultado, os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis. Por isso, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3. A movimentação e respectivos ganhos no resultado do exercício foram de R\$98.012 (R\$154.900 em 2018), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas na nota explicativa nº 14.

Abaixo, são comparados os valores contábeis, valor justo e os níveis hierárquicos dos principais ativos e passivos financeiros:

ATIVO	Nível	2019		2018	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Custo amortizado					
Caixa e equivalente de caixa		108.325	108.325	47.365	47.365
Consumidores e concessionárias		1.425.795	1.425.795	1.111.898	1.111.898
Títulos de crédito a receber		13.958	13.958	16.645	16.645
Ativos financeiros setoriais		261.857	261.857	368.605	368.605
		1.809.935	1.809.935	1.544.513	1.544.513
Valor justo por meio do resultado					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	260.470	260.470	147.860	147.860
Ativo financeiro indenizável da concessão	3	2.689.436	2.689.436	2.118.843	2.118.843
Instrumentos financeiros derivativos	2	191.397	191.397	122.356	122.356
		3.141.303	3.141.303	2.389.059	2.389.059

PASSIVO	Nível	2019		2018	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor Justo
Custo amortizado					
Fornecedores		461.136	461.136	432.263	432.263
Empréstimos e financiamentos, debêntures e encargos de dívidas		3.812.978	3.805.813	3.189.373	3.195.159
Arrendamentos Operacionais		7.397	7.397	-	-
Taxas Regulamentares		-	-	34.497	34.497
Passivos financeiros setoriais		262.398	262.398	229.344	229.344
		4.543.909	4.536.744	3.885.477	3.891.263
Valor justo por meio do resultado					
Instrumentos financeiros derivativos	2	14.117	14.117	18.716	18.716
		14.117	14.117	18.716	18.716

Derivativos

O valor justo estimado de ativos e passivos financeiros foi determinado por meio de informações disponíveis no mercado e por metodologias apropriadas de avaliação.

A Companhia tem como política o gerenciamento dos riscos, evitando assumir posições relevantes expostas a flutuações de valor justo. Nesse sentido, buscam operar instrumentos que permitam maior controle de riscos. Os contratos de derivativos são efetuados com operações de *swap* e opções envolvendo juros e taxa de câmbio, visando eliminar a exposição à variação do dólar além de adequação do custo das dívidas de acordo com o direcionamento do mercado.

As operações de proteção contra variações cambiais adversas requerem monitoramento constante, de forma a preservar a eficiência das suas estruturas. As operações vigentes são passíveis de reestruturação a qualquer tempo e podem ser objeto de operações complementares ou reversas, visando reduzir eventuais riscos de perdas relevantes.

Hedge Accounting

Em 01 de julho de 2015, a Companhia efetuou a designação formal de parte de suas operações de proteção do tipo “swap” (instrumento de hedge) para troca de variação cambial e juros, para variação do CDI como hedge accounting. Em 31 de dezembro de 2019 essas operações, assim como as dívidas (objeto do hedge) estão sendo avaliadas de acordo com a contabilidade de “hedge” de valor justo. Em tais designações de hedge a Companhia documentou: (i) a relação de hedge; (ii) o objetivo e estratégia de gerenciamento de risco; (iii) a identificação do instrumento financeiro; (iv) o objeto ou transação coberta; (v) a natureza do risco a ser coberto; (vi) a descrição da relação de cobertura; (vii) a demonstração da correlação entre o hedge e o objeto de cobertura; e (viii) a demonstração da efetividade do hedge.

Os contratos de “swap” são designados e efetivos como “hedge” de valor justo em relação à taxa de juros e/ou variação cambial, quando aplicável. Durante o exercício, o “hedge” foi altamente efetivo na exposição do valor justo às mudanças de taxas de juros e, como consequência, o valor contábil das dívidas designadas como hedge foi impactado em R\$34.784 (R\$35.852 em 2018) e reconhecido no resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de “swap” de taxa de juros era reconhecido no resultado.

Fair Value Option

A Companhia optou pela designação formal de novas operações de dívidas contratadas no exercício, para as quais a Companhia possui instrumentos financeiros derivativos de proteção do tipo “swap” para troca de variação cambial e juros, como mensuradas ao valor justo. A opção pelo valor justo (“Fair Value Option”) tem o intuito de eliminar ou reduzir uma inconsistência de mensuração ou reconhecimento de determinados passivos, no qual de outra forma, surgiria. Assim, tanto os “swaps” quanto as respectivas dívidas passam a ser mensuradas ao valor justo e tal opção é irrevogável, bem como deve ser efetuada apenas no registro contábil inicial da operação. Em 31 de dezembro de 2019, tais dívidas e derivativos, assim como os demais ativos e passivos mensurados ao valor justo por meio do resultado tem quaisquer ganhos ou perdas resultantes de sua re-mensuração reconhecidos no resultado da Companhia.

Durante o exercício, o valor contábil das dívidas designadas como “Fair Value Option” foi impactado em R\$1.412 (R\$2.764 em 2018) e reconhecido como resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de “swap” de taxa de juros era reconhecido no resultado.

A Companhia não possui avaliação de risco de crédito ou instrumento derivativo contratado para esta exposição. Na avaliação da Companhia, a alteração do risco de crédito não tem impacto significativo.

Incertezas

Os valores foram estimados na data do balanço, baseados em informações disponíveis no mercado e por metodologias apropriadas de avaliações, entretanto, considerável julgamento foi requerido na interpretação dos dados de mercado para produzir a estimativa mais adequada do valor justo. Como consequência, as estimativas utilizadas e apresentadas a seguir não indicam, necessariamente, os montantes que poderão ser realizados no mercado de troca corrente.

Administração financeira de risco

O Conselho de Administração tem responsabilidade geral pelo estabelecimento e supervisão do modelo de administração de risco da Companhia.

A gestão de risco da Companhia visa identificar, analisar e monitorar riscos enfrentados, para estabelecer limites e mesmo checar a aderência aos mesmos. As políticas de gerenciamento de riscos e sistemas são revisadas regularmente, a fim de avaliar mudanças nas condições de mercado e nas atividades da Companhia. A partir da entrada da Energisa como acionista controladora da Rede Energia, a Diretoria adotou como prática reportar mensalmente a performance orçamentária e os fatores de riscos que envolvem a Companhia.

A Companhia conta com serviços de empresa especializada e independente na gestão de risco de caixa e dívida, de modo que é procedido monitoramento diário sobre o comportamento dos principais indicadores macroeconômicos e seus impactos nos resultados, em especial nas operações de derivativos. Este trabalho permite definir estratégias de contratação e reposicionamento, visando menores riscos e melhor resultado financeiro.

Gestão de Risco de Capital

O índice de endividamento no final do exercício é como segue:

	2019	2018
Dívida (1)	3.812.978	3.189.373
Caixa e equivalentes de caixa	(108.325)	(47.365)
Dívida líquida	3.704.653	3.142.008
Patrimônio líquido (2)	2.080.543	1.745.952
Índice de endividamento líquido	1,78	1,80

(*) A dívida é definida como empréstimos, financiamentos, debêntures de curto e longo prazos e encargos de dívidas (excluindo derivativos e contratos de garantia financeira), conforme detalhado nas notas explicativas nº 17 e 18.

a) Risco de liquidez

A administração, através do fluxo de caixa projetado, programa suas obrigações que geram passivos financeiros ao fluxo de seus recebimentos ou de fontes de financiamentos de forma a garantir o máximo possível a liquidez, para cumprir com suas obrigações, evitando inadimplências que prejudiquem o andamento das operações da Companhia.

A seguir, apresentamos a estratificação dos passivos financeiros, incluindo pagamentos de juros estimados. Não é esperado que possa ocorrer alterações significativas nos fluxos de caixa incluídos nesta análise.

	Taxa média de juros efetiva ponderada (%)meses	Até 6 meses	De 6 a 12 meses	De 1 a 3 anos	De 3 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	4,59%	422.691	-	-	-	38.445	461.136
Empréstimos e financiamentos, debêntures e encargos de dívidas	5,64%	584.695	179.619	2.004.615	840.459	1.186.059	4.795.447
Instrumentos Financeiros Derivativos		(20.292)	6.090	(78.937)	(57.538)	(26.603)	(177.280)
Total		987.094	185.709	1.925.678	782.921	1.197.901	5.079.303

O risco de liquidez representa o risco de a Companhia enfrentar dificuldades para cumprir suas obrigações relacionadas aos passivos financeiros. A Companhia monitora o risco de liquidez mantendo investimentos prontamente conversíveis para atender suas obrigações e compromissos, e também se antecipando para futuras necessidades de caixa.

b) Risco de crédito

A Administração avalia que os riscos de caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras e instrumentos financeiros derivativos são reduzidos, em função de não haver concentração e as operações serem realizadas com bancos de percepção de risco aderentes à “Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro” do Grupo Energisa.

O risco de crédito é representado por contas a receber de consumidores e concessionárias, o que, no entanto, é atenuado por vendas a uma base pulverizada de clientes e por prerrogativas legais para suspensão da prestação de serviços a maioria dos clientes inadimplentes.

O ativo financeiro indenizável da concessão que corresponde a parcela estimada do capital investido na infraestrutura do serviço público que não será totalmente amortizada até o final da concessão, será um direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura.

Para os ativos financeiros setoriais referem-se aos ativos decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados da Parcela A e outros componentes financeiros, constitui um direito a receber da Companhia. Esses valores são efetivamente liquidados por ocasião dos próximos períodos tarifários ou, em caso de extinção da concessão com a existência de saldos apurados que não tenham sido recuperados, serão incluídos na base de indenização já prevista quando da extinção por qualquer motivo da concessão.

Exposição a riscos de crédito

O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do crédito. A exposição máxima do risco do crédito na data das demonstrações financeiras foi:

	Nota	2019	2018
Caixa e equivalentes de caixa	5.1	108.325	47.321
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	5.2	260.470	147.860
Consumidores e concessionárias	6	1.425.795	1.111.898
Títulos de crédito a receber	7	13.958	16.645
Ativos financeiros setoriais	10	261.857	368.605
Ativo financeiro indenizável da concessão	14	2.689.436	2.118.843
Instrumentos financeiros derivativos	31	191.397	122.356

c) Risco de mercado: taxa de juros e de câmbio

Parte dos empréstimos e financiamentos em moeda nacional, apresentados na nota explicativa nº 18, é composta de financiamentos obtidos junto a diversos agentes de fomento nacional (Eletrobrás e BNDES) e outras instituições do mercado de capitais. A taxa de juros é definida por estes agentes, levando em conta os juros básicos, o prêmio de risco compatível com as empresas financiadas, suas garantias e o setor no qual estão inseridas. Na impossibilidade de buscar alternativas ou diferentes hipóteses de mercado e/ou metodologias para suas estimativas, em face dos negócios e às peculiaridades setoriais, esses são mensurados pelo “método do custo amortizado” com base em suas taxas contratuais.

Os resultados da Companhia são suscetíveis a variações dos passivos atrelados a moedas estrangeiras, principalmente ao dólar norte-americano. A taxa de câmbio do dólar norte-americano encerrou o exercício findo em 31 de dezembro de 2019 com alta de 3,85% sobre 31 de dezembro de 2018, cotado a R\$4,0301 /USD. A volatilidade do dólar norte-americano em 31 de dezembro de 2019 era de 10,37%, enquanto em 31 de dezembro de 2018 foi de 14,34%. A taxa de câmbio do euro encerrou o exercício findo em 31 de dezembro de 2019 com baixa de 1,47% sobre 31 de dezembro de 2018, cotado a R\$4,5028/Euro. A volatilidade do Euro era de 7,73% em 31 de dezembro de 2019.

Do montante das dívidas bancárias e de emissões da Companhia em 31 de dezembro de 2019, excluídos os efeitos dos custos a apropriar de R\$3.826.931 (R\$3.206.431 em 2018), R\$816.391 (R\$622.873 em 2018) estão representados em dólares.

O empréstimo em dólar tem custo de até variação cambial + 2,1964% ao ano e o último vencimento de longo prazo, em dezembro de 2022.

Em 31 de dezembro de 2019 a marcação a mercado e instrumentos financeiros derivativos atrelados ao câmbio e aos juros, originados da combinação de fatores usualmente adotados para precificação a mercado de instrumentos dessa natureza, como volatilidade, cupom cambial, taxa de juros e cotação do dólar se apresentam conforme segue:

	2019	2018
Ativo circulante	28.319	3.099
Ativo não circulante	163.078	119.257
Passivo circulante	14.117	17.295
Passivo não circulante	-	1.421

Não se trata de valores materializados, pois refletem os valores da reversão dos derivativos na data de apuração, o que não corresponde ao objetivo de proteção das operações de “hedge” e não reflete a expectativa da Administração.

A Companhia possui proteção contra variação cambial adversa de 100% dos financiamentos atrelados ao dólar, protegendo o valor principal e dos juros até o vencimento. As proteções acima estão divididas nos instrumentos descritos a seguir:

Operação	Notional (USD)	Custo Financeiro (% a.a.)		Vencimento	Designação
		Ponta Ativa	Ponta Passiva		
Resolução 4131 - Bank of America ML	28.235	(Libor + 1,60%) x 117,65%	CDI + 1,70%	15/06/2020	Fair Value Option
Resolução 4131 - Citibank	14.351	(Libor + 1,70%) x 117,65%	CDI + 1,53%	21/06/2022	Fair Value Option
Resolução 4131 - Citibank	14.351	(Libor + 1,80%)	CDI + 1,53%	21/06/2022	Fair Value Option
Resolução 4131 - Bank of America ML	24.615	(Libor + 1,20%) x 117,65%	CDI + 1,43%	15/01/2021	Fair Value Option
Resolução 4131 - Citibank	31.785	(LIBOR + 0,82%) x 117,65%	CDI + 0,80%	08/09/2021	Fair Value Option
Resolução 4131 - JPM	26.709	(LIBOR + 1,05%) x 117,65%	CDI + 1,33%	12/11/2021	Fair Value Option
Resolução 4131 - Bank of America ML	10.676	EUR + 0,81%	CDI + 0,85%	15/12/2022	Fair Value Option
Resolução 4131 - Scotiabank	49.200	USD + 2,58%	CDI + 1,00%	29/12/2022	Fair Value Option

Adicionalmente, a Companhia possui operações de swap de taxa de juros (taxas pré-fixadas, CDI) associada ao “Notional” de seu endividamento em moeda local (Reais). As operações de swap de juros estão relacionadas a seguir:

Operação	Notional (BRL)	Custo Financeiro (% a.a.)		Vencimento	Designação
		Ponta Ativa	Ponta Passiva		
Itaú BBA X EMT	81.885	IPCA + 5,60%	101,75% CDI	15/06/2022	Fair Value Hedge
Itaú BBA X EMT	73.494	IPCA + 5,66%	102,65% CDI	17/06/2024	Fair Value Hedge
JP Morgan X EMT	10.544	IPCA + 4,49%	100,90% CDI	17/10/2022	Fair Value Hedge
JP Morgan X EMT	1.965	IPCA + 4,71%	101,60% CDI	15/10/2024	Fair Value Hedge
JP Morgan X EMT	3.657	IPCA + 5,11%	103,50% CDI	15/10/2027	Fair Value Hedge
Itaú BBA x ETO	385.000	IPCA + 5,08%	103,70% CDI	15/09/2025	Fair Value Hedge

De acordo com o CPC 40, apresentam-se abaixo os valores dos instrumentos financeiros derivativos da Companhia, cujos valores não foram contabilizados como “fair value hedge”, vigentes em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018:

Fair Value Option	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	2019	2018		2019	2018
Dívida designada para “Fair Value Option”	740.000	560.000	Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(816.157)	(623.063)
Swap Cambial (Derivativo)	740.000	560.000	Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	816.157	623.063
			Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(742.663)	(564.024)
			Posição Líquida Swap	73.494	59.039
			Posição Líquida Dívida + Swap	(742.663)	(564.024)

A Companhia designa certos instrumentos de “hedge” relacionados a risco com variação cambial e taxa de juros dos empréstimos como “hedge” de valor justo (“fair value hedge”), conforme demonstrado abaixo:

Fair Value Hedge	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	2019	2018		2019	2018
Dívida (Objeto de Hedge) *	556.545	556.545	Taxa Pré-Fixada	(669.386)	(611.434)
Swap de Juros (Instrumento de Hedge)	556.545	556.545	Posição Ativa		
			Taxa Pré-Fixada	671.009	611.363
			Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(567.223)	(566.762)
			Posição Líquida Swap	103.786	44.601
			Posição Líquida Dívida + Swap	(565.600)	-566.833

(*) Os empréstimos designados formalmente como “Fair Value Hedge” são reconhecidos a valor justo na proporção da parcela efetiva em relação ao risco que está sendo protegido.

O valor justo dos derivativos contratados pela Companhia em 31 de dezembro de 2019 e 2018 foi apurado com base nas cotações de mercado para contratos com condições similares. Suas variações estão diretamente associadas às variações dos saldos das dívidas relacionadas na nota explicativa nº 18 e ao bom desempenho dos mecanismos de proteção utilizados, descritos acima. A Companhia não tem por objetivo liquidar esses contratos antes dos seus vencimentos, bem como possuem expectativa distinta quanto aos resultados apresentados como Valor Justo - conforme abaixo demonstrado. Para uma perfeita gestão, é procedido monitoramento diário, com o intuito de preservar menores riscos e melhores resultados financeiros.

A Marcação a Mercado (MtM) das operações da Companhia foi calculada utilizando metodologia geralmente empregada e conhecida pelo mercado. A metodologia consiste basicamente em calcular o valor futuro das operações, utilizando as taxas acordadas em cada contrato, descontando a valor presente pelas taxas de mercado. No caso das opções, é utilizado para cálculo do MtM uma variante da fórmula de Black & Scholes, destinada ao cálculo do prêmio de opções sobre moeda. Os dados utilizados nesses cálculos foram obtidos de fontes consideradas confiáveis. As taxas de mercado, como a taxa Pré e o Cupom de Dólar, foram obtidas diretamente do site da BM&F (Taxas de Mercado para Swaps). A taxa de câmbio (Ptax) foi obtida do site do Banco Central. No caso das opções, as volatilidades implícitas de dólar também foram obtidas na BM&F.

Análise de Sensibilidade

De acordo com o CPC 40, a Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais os instrumentos financeiros e derivativos estão expostos, conforme demonstrado:

a) Variação cambial

Considerando a manutenção da exposição cambial de 31 de dezembro de 2019, com a simulação dos efeitos nas informações financeiras futuras, por tipo de instrumento financeiro e para três cenários distintos, seriam obtidos os seguintes resultados (ajustados a valor presente para a data base das informações financeiras intermediárias):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I	Cenário II	Cenário III
			(Provável) (1)	(Deterioração de 25%)	(Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(740.000)		(710.974)	(907.757)	(1.104.540)
Variação Dívida	-		29.026	(167.757)	(364.540)
Swap Cambial					
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros Derivativos - USD e LIBOR	816.157	Alta USD	787.131	983.914	1.180.697
Variação - USD e LIBOR	-		(29.026)	167.757	364.540
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Taxa de Juros CDI	(742.663)		(742.663)	(742.663)	(742.663)
Variação - Taxa de Juros CDI	-		-	-	-
Subtotal	73.494		44.468	241.251	438.034
Total Líquido	(666.506)		(666.506)	(666.506)	(666.506)

(1) O cenário provável é calculado a partir da expectativa do dólar futuro do último boletim Focus divulgado para a data de cálculo. Os cenários de deterioração de 25% e de deterioração de 50% são calculados a partir da curva do cenário provável. Nos cenários a curva de dólar é impactada, a curva de CDI é mantida constante e a curva de cupom cambial é recalculada. Isto é feito para que a paridade entre dólar spot, CDI, cupom cambial e dólar futuro seja sempre válida.

Os derivativos no “Cenário Provável”, calculados com base na análise líquida das operações acima apresentadas até o vencimento das mesmas, ajustadas a valor presente pela taxa prefixada brasileira em reais para 31 de dezembro de 2019, atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente negativo de R\$666.506 que serve para mostrar a efetividade da mitigação das variações cambiais adversas das dívidas existentes. Neste sentido, quanto maior a deterioração do câmbio (variável de risco considerada), maiores serão os resultados positivos dos swaps. Por outro lado, com os cenários de deterioração do real frente ao dólar, de 25% e 50%, o valor presente seria negativo de R\$606.506 em ambos os casos.

b) Variação das taxas de juros

Considerando a manutenção da exposição às taxas de juros de 31 de dezembro de 2019, com a simulação dos efeitos nas demonstrações financeiras futuras, por tipo de instrumento financeiro e para três cenários distintos,

seriam obtidos os seguintes resultados (ajustados a valor presente para a data base das demonstrações financeiras intermediárias):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Local - Taxa de Juros	(556.545)		(556.545)	(556.545)	(556.545)
Variação Dívida	-		-	-	-
Swap de Juros		Alta CDI			
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Taxa Pré	671.009		671.009	671.009	671.009
Variação	-		-	-	-
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros Derivativos - CDI	(567.223)		(567.223)	(599.529)	(631.655)
Variação	-		-	(32.306)	(64.432)
Subtotal	103.786		103.786	71.480	39.354
Total Líquido	(452.759)		(452.759)	(485.065)	(517.191)

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros de 31 de dezembro de 2019 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 5,96% ao ano e TJLP = 6,17% ao ano) e caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o resultado financeiro líquido seria impactado em:

Instrumentos	Exposição (R\$ mil)	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros ativos:					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	314.933	Alta do CDI	13.164	16.455	19.746
Instrumentos financeiros passivos:					
Swap	(742.663)	Alta do CDI	(31.043)	(38.804)	(46.565)
Empréstimos, financiamentos e debêntures.	(1.989.058)	Alta do CDI	(83.143)	(103.929)	(124.715)
	(668.080)	Alta do IPCA	(28.794)	(35.993)	(43.191)
	(353.402)	Alta do TR	-	-	-
Subtotal (**)	(3.753.203)		(142.980)	(178.726)	(214.471)
Total (Perdas)	(3.438.270)		(129.816)	(162.271)	(194.725)

(*) Considera o CDI de 31 de dezembro de 2020 (4,18% ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 31 de dezembro de 2019, IPCA 4,31% ao ano e TR 0,00 % ao ano.

(**) Não inclui as operações pré-fixadas no valor de R\$73.728.

Gerenciamento de risco de liquidez

O risco de liquidez representa o risco da Companhia enfrentar dificuldades para cumprir suas obrigações relacionadas aos passivos financeiros. A Companhia monitora o risco de liquidez mantendo investimentos prontamente conversíveis para atender suas obrigações e compromissos, e se antecipando para futuras necessidades de caixa.

32. Benefícios pós-emprego

32.1. Plano de suplementação de aposentadoria e pensão

A Companhia é patrocinadora de 4 planos de benefícios previdenciários aos seus empregados, sendo um na modalidade de benefício definido, um plano de contribuição variável, um plano exclusivamente para benefícios

de risco vinculado a um plano de contribuição variável e um plano de contribuição definida, estando apenas este último aberto ao ingresso de novos participantes. Os planos de benefício definido, contribuição variável e de risco são avaliados atuarialmente ao final de cada exercício, visando verificar se as taxas de contribuição estão sendo suficientes para a formação de reservas necessárias aos compromissos de pagamento atuais e futuros.

A Companhia patrocina, em conjunto com seus empregados em atividade, ex-empregados e respectivos beneficiários, planos de benefícios de aposentadoria e pensão, com o objetivo de complementar e suplementar os benefícios pagos pelo sistema oficial da previdência social, cuja administração é feita por meio da Energisaprev - Fundação Energisa de Previdência, entidade fechada de previdência complementar, multipatrocinada, constituída como fundação, sem fins lucrativos, com autonomia administrativa e financeira, com funcionamento autorizado pela Portaria nº 47, de 24/10/2003, do Ministério da Previdência Social - Secretaria de Previdência Complementar.

Os planos de benefício instituídos pela Companhia junto à Energisaprev são:

a. Plano de Benefícios CEMAT BD-I:

Instituído em 1 de agosto de 1986, encontra-se em extinção desde 31 de dezembro de 1998, quando foi bloqueada a adesão de novos participantes. Assegura benefícios suplementares à aposentadoria por tempo de serviço/idade, aposentadoria por invalidez, auxílio-doença, pensão por morte e pecúlio por morte.

O plano está estruturado na forma de Benefício Definido e é custeado pelos Participantes, pelos Assistidos e pelas Patrocinadoras.

b. Plano de Benefícios - R:

Instituído em 12 de janeiro de 2007, fechado para novas adesões, é estruturado na modalidade de benefício definido. Assegura os seguintes benefícios:

- Suplementação da aposentadoria por invalidez;
- Suplementação do auxílio-doença;
- Suplementação da pensão por morte; e
- Pecúlio por morte.

O plano está estruturado na forma de Benefício Definido.

Para efeitos desta Avaliação e para o cumprimento da Deliberação CVM 695/2012, impõe-se a aferição compartimentada dos compromissos atuariais das despesas com contribuições, dos custos e do ativo do Plano de Benefícios-R, por empresa patrocinadora.

c. Plano de Benefício CEMAT-OP:

Instituído em 1º de janeiro de 1999, fechado para novas adesões, é estruturado na modalidade de contribuição variável.

Durante o prazo de diferimento do benefício, este plano está estruturado na modalidade de Contribuição Definida, podendo o Participante optar por Renda Mensal Financeira ou Renda Mensal Vitalícia, esta última vinculada ao montante financeiro das contribuições acumuladas a favor do Participante.

A Renda Mensal Vitalícia, uma vez iniciada, é atualizada monetariamente anualmente, sendo nesta fase considerada Benefício Definido.

O custeio do plano é feito pelos Participantes (90%) e pela Patrocinadora (10%).

d. Plano Energisa CD:

O plano de benefícios Energisa CD, por ser de modalidade contribuição definida puro, tem seus benefícios de riscos totalmente terceirizados com seguradora. Em 31 de dezembro de 2019 o plano possuía 220 (104 em 2018) participantes ativos e nenhum assistido ou pensionista.

Dessa forma, planos nessa modalidade, não estão sujeitos à avaliação atuarial no âmbito do CPC 33 (R1).

A contribuição da patrocinadora para os planos durante o exercício de 2019 foi de R\$4.936 (R\$4.480 em 2018).

Situação financeira dos planos de benefícios - avaliação atuarial

Com base na avaliação atuarial elaborada por atuários independentes da Companhia em 31 de dezembro de 2019, seguindo os critérios requeridos pelo CPC 33 (R1) - Benefício a empregados, os planos apresentam a seguinte situação:

a. Número de participantes/beneficiários:

	2019			2018		
	BD-I	OP	R	BD-I	OP	R
Número Participantes	3	*	1.844	3	*	2.042
Número Assistidos	81	138	27	82	143	27
Número Beneficiários Pensionistas	53	38	31	54	37	31

(*) No plano Elétricas OP, os participantes ativos e determinados assistidos não foram avaliados, tendo em vista características do plano de capitalização financeira.

b. Premissas utilizadas nesta avaliação atuarial:

	2019			2018		
	BD-I	OP	R	BD-I	OP	R
I - Premissas Biométricas						
Tábua de Mortalidade Geral (1)	BR-EMS 2015	BR-EMS 2015	BR-EMS 2015	BR-EMS 2015	BR-EMS 2015	BR-EMS 2015
Tábua de Entrada em Invalidez	LIGHT (Média)	Não Aplicável	LIGHT (Média)	LIGHT (Média)	Não Aplicável	LIGHT (Média)
Tábua de Mortalidade de Inválidos (1)	MI-85	Não Aplicável	MI-85	MI-85	Não Aplicável	MI-85
Composição Familiar (Ativos)	Família Média Padrão	Não Aplicável	Família Média Padrão	Família Média Padrão	Não Aplicável	Família Média Padrão
Composição Familiar (Assistidos)	Família Real	Família Real	Família Real	Família Real	Família Real	Família Real
II - Variáveis Econômicas						
Taxa Real de Desconto da Obrigação Atuarial	2,87%	2,87%	3,24%	4,85%	4,85%	5,11%
Expectativa de Inflação Futura	3,50%	3,50%	3,50%	4,00%	4,00%	4,00%
Taxa de Rendimento Esperado dos Ativos	6,47%	6,47%	6,85%	9,04%	9,04%	9,31%
Fator Capacidade Salarial e de Benefício	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Taxa de Crescimento Real de Salários	3,25%	Não aplicável	3,25%	3,25%	Não aplicável	3,25%
Taxa de Rotatividade	0%	0%	0%	0%	0%	0%
III - Regime Financeiro de Capitalização						
	Crédito Unitário Projetado	Crédito Unitário Projetado	Crédito Unitário Projetado	Crédito Unitário Projetado	Crédito Unitário Projetado	Crédito Unitário Projetado

(1) Tábuas específicas por sexo.

As premissas atuariais adotadas são imparciais e mutuamente compatíveis. A taxa de desconto é baseada no rendimento do título público NTN-B, indexado ao IPCA. O título foi utilizado pois apresenta características condizentes com as características dos benefícios. A taxa de rendimento esperado sobre os ativos do plano reflete as expectativas de mercado relativas a rendimentos dos ativos do plano. A taxa de crescimento salarial real é baseada na experiência histórica da Companhia.

Para a apuração do valor presente das obrigações de benefício definido é empregado o método do crédito unitário projetado. Esse método é obrigatório segundo o CPC33 (R1).

O método do crédito unitário projetado considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cálculo da obrigação final. Adicionalmente são utilizadas outras premissas atuariais, tais como hipóteses biométricas e econômicas e, também, dados históricos de gastos incorridos e de contribuição dos empregados.

Eventuais diferenças atuariais são reconhecidas como “remensurações” em outros resultados abrangentes. Quando o saldo da obrigação se mostrar superior ao valor justo dos ativos do plano, o déficit deve ser reconhecido no passivo da patrocinadora.

Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de benefícios de pensão e aposentadoria são reconhecidos integralmente em outros resultados abrangentes no patrimônio líquido.

c. Conciliação da posição dos planos

A seguir apresentamos a conciliação e movimentação dos ativos e obrigações dos planos de aposentadoria e pensão da Companhia:

Conciliação entre o saldo de abertura e de fechamento - Ativo	2019				2018			
	BD-I	OP	R	TOTAL	BD-I	OP	R	TOTAL
Valor justo dos ativos em 2018 e 2017	47.104	86.329	34.134	167.567	49.548	105.163	36.006	190.717
Ganhos/(Perdas) dos ativos	6.814	42.308	6.829	55.951	(2.111)	12.572	(2.726)	(17.409)
Retorno esperado dos ativos do plano	4.040	7.521	3.113	14.674	4.412	9.521	3.352	17.285
Contribuições do empregador	537	-	1.029	1.566	486	-	499	985
Contribuições dos participantes do plano	452	-	117	569	133	-	-	133
Benefícios pagos	(5.427)	(5.649)	(2.766)	(13.842)	(5.364)	(6.179)	(2.997)	(14.540)
Custo do serviço passado	-	-	-	-	-	(9.604)	-	(9.604)
Valor justo dos ativos em 2019 e 2018	53.520	130.509	42.456	226.485	47.104	86.329	34.134	167.567

Conciliação entre o saldo de abertura e de fechamento - Obrigação	2019				2018			
	BD-I	OP	R	TOTAL	BD-I	OP	R	TOTAL
Valor presente das obrigações em 2018 e 2017	64.056	90.397	47.909	202.362	62.458	90.842	43.957	197.257
Custo do serviço corrente	38	-	456	494	35	-	397	414
Custo dos juros	5.545	7.889	4.341	17.775	5.596	8.182	4.052	17.830
Contribuições de participantes	452	-	117	569	-	-	-	-
(Ganhos)/Perdas atuariais	8.438	19.045	10.315	37.798	1.331	7.155	2.518	11.004
Benefícios pagos	(5.427)	(5.649)	(2.766)	(13.842)	(5.364)	(6.178)	(2.997)	(14.539)
Custo do serviço passado	-	-	-	-	-	(9.604)	-	(9.604)
Valor presente das obrigações em 2019 e 2018	73.102	111.682	60.372	245.156	64.056	90.397	47.909	202.362

Posição Líquida dos planos	2019				2018			
	BD-I	OP	R	TOTAL	BD-I	OP	R	TOTAL
Valor justo dos ativos	53.520	130.509	42.456	226.485	47.104	86.329	34.134	167.567
Valor presente das obrigações	(73.102)	(111.682)	(60.372)	(245.156)	(64.056)	(90.397)	(47.909)	(202.362)
Posição Líquida	(19.582)	18.827	(17.916)	(18.671)	(16.952)	(4.068)	(13.775)	(34.795)
Limite do Ativo	-	(18.827)	-	(18.827)	-	-	-	-
Déficit/Superávit passível de reconhecimento	(19.582)	-	(17.916)	(37.498)	(16.952)	(4.068)	(13.775)	(34.795)

Valor líquido reconhecido no balanço

Movimentação dos Saldos	2019	2018
Posição líquida em 2018 e 2017	34.795	20.863
Efeito em ORA	1.043	14.091
Juros sobre teto do ativo	-	(1.339)
Contribuição do empregador	(1.566)	(1.118)
Efeito no resultado do exercício	3.226	2.298
Posição líquida em 2019 e 2018	37.498	34.795
Circulante	3.057	4.086
Não Circulante	34.441	30.709

Demonstração das despesas para o exercício de 2020, segundo critérios do CPC 33 (R1):

	2020
Custo do serviço corrente	627
Custo dos juros	8.594
Retorno dos Ativos do Plano	(6.164)
Total da despesa bruta a ser reconhecida	3.057

d. Alocação percentual do valor justo dos ativos dos planos

	2019			2018		
	BD-I	OP	R	BD-I	OP	R
Investimentos:						
Títulos públicos	68,46%	77,54%	74,10%	64,44%	76,18%	72,78%
Créditos privados e depósitos	8,98%	6,89%	6,62%	8,07%	6,49%	6,57%
Fundos de investimento	21,82%	10,73%	18,48%	26,64%	12,69%	19,77%
Empréstimos e financiamentos	0,71%	4,81%	0,77%	0,82%	4,60%	0,85%
Outros	0,03%	0,03%	0,03%	0,03%	0,04%	0,03%
Total	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

32.2. Plano de saúde

A Companhia mantém benefício pós-emprego, de Assistência Médico-Hospitalar para os empregados ativos, aposentados e pensionistas e seus dependentes legais. As contribuições mensais da Companhia correspondem aos prêmios médios calculados pela Seguradora, multiplicado pelo número de vidas seguradas. Esses prêmios são reajustados anualmente, em função da sinistralidade, pela variação dos custos médicos e hospitalares, dos custos de comercialização, e de outras despesas incidentes sobre a operação do seguro, com o objetivo de manter o equilíbrio técnico-atuarial da apólice. As contribuições arrecadadas dos aposentados, pensionistas e ex-funcionários são reajustadas da mesma forma supracitado.

O saldo atuarial do plano (Despesas de Assistência Médico-Hospitalar) em 2019 é de R\$123.018 (R\$54.804 em 2018), tendo sido apurado no exercício o montante de R\$68.214 dos quais R\$2.363 (R\$1.127 em 2018) foi registrado na rubrica entidade de previdência privada - despesa de pessoal, R\$5.019 (R\$2.284 em 2018) em outras despesas financeiras na demonstração de resultado exercício. Além de, R\$60.832 (R\$26.778 em 2018) referente aos ganhos e perdas atuarias contabilizados em outros resultados abrangentes, líquidos de impostos no patrimônio líquido.

A Companhia participa do custeio de planos de saúde a seus empregados, administrados por operadoras reguladas pela ANS (Unimed Cuiabá, Central Nacional Unimed - CNU e SulAmérica). No caso de rescisão e/ou aposentadoria, os empregados podem permanecer no plano conforme legislação, desde que assumam a totalidade do custeio. No exercício findo em 31 de dezembro de 2019 as despesas com o plano de saúde foram de R\$17.773 (R\$16.085 em 2018). Inclui R\$2.363 (R\$1.127 em 2018) referente a cálculo atuarial do plano de benefício pós-emprego.

Abaixo apresentado a conciliação dos saldos reconhecidos no balanço, um demonstrativo da movimentação do passivo atuarial líquido, no exercício, e o total da despesa reconhecida na demonstração do resultado consolidado.

	2019	2018
Valor presente das obrigações no início do ano	54.804	24.615
Custo do serviço corrente bruto	2.363	1.127
Juros sobre obrigação atuarial	5.019	2.284
Perdas atuariais sobre a obrigação atuarial	60.832	26.778
Valor das obrigações calculadas no final do ano	123.018	54.804
Circulante	11.720	7.316
Não circulante	111.298	47.488

Demonstração das despesas para os exercícios de 2020, segundo critérios do CPC33 (R1):

Descrição	2020
Custo do serviço corrente	3.098
Juros sobre as obrigações atuariais	8.622
Valor das obrigações calculadas no final do ano	11.720

Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de assistência médica são reconhecidos integralmente em outros resultados abrangentes no patrimônio líquido.

33. Compromissos

A Companhia possui compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia, como segue:

Contratos de compra de energia (*)					
Vigência	2020	2021	2022	2023	Após 2023
2020 a 2054	1.905.505	1.932.004	1.733.181	1.903.756	25.839.435

(*) Não estão incluídos os valores referentes à Quota do Proinfa e Itaipu.

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, com vigência de 8 a 30 anos, representam o volume contratado pelo preço médio corrente findo do exercício de 2019 e foram homologados pela ANEEL.

34. Meio Ambiente (*)

A Companhia trata os impactos sociais e ambientais de seus serviços e instalações, através de programas e práticas que evidenciam a sua preocupação e responsabilidade para com o meio ambiente, dentre as quais merecem destaque:

1. Redes, linhas e subestações: Os empreendimentos em ampliação, instalação e operação são submetidos ao licenciamento ambiental de acordo com a esfera de licenciamento (municipal, estadual e federal). O licenciamento ambiental é um dos instrumentos da Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA), conforme Lei Federal Nº 6.938/1981, que preconiza que a construção, instalação, ampliação e funcionamento de estabelecimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, considerados efetiva ou potencialmente poluidores, bem como os capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental, dependerão de prévio licenciamento por órgão estadual competente, integrante do Sistema Nacional do Meio Ambiente (SISNAMA), e do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), em caráter supletivo, sem prejuízo de outras licenças exigíveis.
2. Na fase prévia são realizados estudos ambientais (EIA/RIMA, Relatórios Simplificados e outros) para avaliar se o empreendimento possui viabilidade socioambiental conforme sua características e localização, para obtenção da Licença Prévia. Nesta fase são envolvidos o órgão ambientais competentes (Secretarias municipais, Órgãos Estaduais e Ibama) e intervenientes (FUNAI, ICMBio, IPHAN e outros).
3. Na fase de instalação/ampliação dos empreendimentos, após a obtenção da Licença de Instalação, é prevista a necessidade de autorização e anuências complementares, sempre que aplicável, como autorizações de supressão de vegetação, intervenção em APP, outorgas, autorização de interferência em patrimônio históricos e cultural, interferência em Zonas de Amortecimentos de Unidades de Conservação e de Terras Indígenas e etc. Nesta fase também são implantados os programas e planos de prevenção e mitigação de impactos ambientais e medidas compensatórias.
4. Para as Redes Rurais - RDR's é necessário fazer o RAS - Relatório Ambiental Simplificado das ligações de clientes rurais em áreas sensíveis (Unidades de Conservação, Área de Preservação Permanente, Pantanal e Zonas de Amortecimento) e inventário florestal (quando necessário), o órgão emite um Certificado Ambiental e Autorização de desmate. Na companhia em 2019 teve o Programa Luz Para todos que ligou 8.411 clientes.

5. Na operação dos empreendimentos são implantados programas e planos ambientais específicos para esta fase, com o objetivo de manutenção e renovação das Licenças de Operação. Entre as medidas mitigadoras de impacto na fase de operação destaca as manutenções das redes em áreas arborizadas, são utilizados cabos protegidos nas redes de média tensão que têm proximidades com a vegetação, de forma a evitar podas indesejáveis. E em caso de necessidade de podas, são realizadas o mínimo possível, para não comprometer a distribuição de energia.
6. A Energisa tem consciência de sua responsabilidade ambiental, procedendo desta forma à regeneração de óleos isolantes utilizados em seus equipamentos e recuperação de óleo lubrificante industrial, garantindo a reutilização deste material e evitando a poluição do meio ambiente.
7. A realização de análises em amostras de óleo isolante, verificando-se a não existência de indícios de ascarel e/ou de impurezas, de forma a eliminá-los dos equipamentos da empresa, ratificando, assim, o cumprimento dos requisitos legais.
8. Destinação final de lâmpadas e outros resíduos: A Companhia possui procedimento para destinação de lâmpadas de vapor de sódio, vapor de mercúrio e fluorescente existentes em suas instalações próprias. Os resíduos são destinados por empresas especializadas e devidamente licenciadas.
9. Patrocínios de projetos ambientais, esse ano foi feito parceria com o Poder Judiciário de Mato Grosso com o Projeto Verde Novo, o projeto tem o objetivo de intensificar a distribuição de mudas de árvores nativas para a capital, foram feitas 271 ações com entrega de 70 mil mudas, também tivemos o projeto Rally Ecológico Cuiabá 300 anos.

Na Contratação de fornecedores: contrata fornecedores que comprovadamente tenham boa conduta ambiental. E informa aos parceiros e clientes sobre as boas práticas adotadas pela empresa na preservação e defesa do meio ambiente, que visam, em suma, preservar a vida. No exercício de 2019, os montantes investidos nos projetos acima descritos totalizaram R\$40.044 (R\$18.374 em 2018).

(*) Informações fora do escopo dos auditores independentes.

35. Informações adicionais aos fluxos de caixa

Em 2019 e 2018 as movimentações patrimoniais que não afetaram o fluxo de caixa da Companhia, são:

	2019	2018
Outras transações não caixa		
Ativo financeiro indenizável da concessão - Bifurcação de Ativo	483.455	165.025
Ativo financeiro indenizável da concessão - Valor justo ativo indenizável	98.012	154.900
Atividades Operacionais		
Pagamento de Fornecedores a prazo	38.679	49.450
Incorporação de redes - transferência para obrigações especiais	10.722	18.140
Arrendamento mercantil - CPC 06(R2)	9.246	-
Atividades de Investimentos		
Aquisição de intangível com pagamento a prazo	38.679	49.450
Obrigações especiais - transferência para incorporação de redes	10.722	18.140
Intangível - CPC 06(R2)	9.246	-

36. Eventos Subsequentes

36.1. Bandeira tarifária:

A ANEEL definiu a aplicação da Bandeira Amarela para o mês de janeiro e Bandeira Verde para os meses de fevereiro e março de 2020, resultado de análises do cenário hidrológico do país.

36.2. Empréstimos:

- Em 10 de fevereiro de 2020, a Companhia captou junto ao Banco Santander (Brasil) S/A, R\$190.000 em moeda corrente com vencimento em 10/02/2023, com remuneração de 100% do CDI + 0,95% a.a.

- Em 13 de fevereiro de 2020, a Companhia captou junto ao Citibank N.A., R\$50.000 em moeda estrangeira com vencimento em 13/02/2023, indexado pela taxa Libor com spread de 0,60% a.a. A Companhia realizou swap para a taxa de CDI + 0,65% a.a., retirando-se o risco cambial da operação.

36.3. Aumento de Capital:

O Conselho de Administração deliberou, em 12 de março de 2020, promover aumento do capital social da Companhia, dentro do limite do capital autorizado, equivalente a 3% de sua base atual de ações ou 6.387.319 novas ações de emissão da Companhia sendo 2.204.343 ações ordinárias e 4.182.976 ações preferenciais, pelo preço de R\$ 26,95 por ação, o que totalizará um aumento de capital de R\$172.138 (“montante máximo”), com utilização de recursos destinados para futuro aumento de capital.

Os titulares de ações de emissão da Companhia, ordinárias ou preferenciais, com posição em 17 de março de 2020, terão direito de preferência de subscrição, sendo que os titulares de ações ordinárias e preferenciais subscreverão na mesma espécie possuída, na quantidade de 0,03 nova ação para cada ação ordinária e preferencial possuída. O direito de preferência deverá ser exercido pelos acionistas no prazo de até 30 (trinta) dias, iniciando-se em 19 de março de 2020 e terminando em 17 de abril de 2020, inclusive. Após o aumento de capital, o capital social da Companhia, atualmente no valor de R\$1.514.569 passará a ser de no máximo, R\$1.686.707 ou no mínimo R\$ 1.673.574.

36.4. Risco do COVID-19

A Administração da Companhia vem acompanhando atentamente as notícias acerca do vírus Covid-19, assim como as reações dos mercados em razão da expectativa de desaquecimento da economia global. Não foram observadas até a data da apresentação das demonstrações financeiras interrupção relevante nas comunidades e atividades econômicas nas principais áreas onde a Companhia atua. Embora não seja possível prever nesse momento a extensão, severidade e duração dos impactos do vírus Covid-19, a Administração entende que, até a data da apresentação das demonstrações financeiras, não foram identificados impactos significativos que pudessem modificar suas premissas de negócio e a mensuração dos seus ativos e passivos nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2019. A Companhia espera que as providências tomadas pelas autoridades sanitárias e de saúde sejam suficientes para reter a expansão do vírus no âmbito regional e global.