

continuação

Companhia Energética de Brasília - CEB

quidação provisória de sentença, que apurará o valor real dos prejuízos materiais sofridos pela companhia. A pericia de liquidação não foi iniciada e o valor original da causa foi atualizado para R\$ 45.947. Em 31 de outubro de 2018 foi proferida decisão acolhendo o pedido de intervenção do Estado de Goiás na lide. Em 29 de novembro de 2018 determinada a intimação do Estado de Goiás para apresentar nos autos documentos e informações que julgar importantes ao deslinde da causa. A pericia de liquidação permanece suspensa. A Administração da coligada considerou como provável a perda da ação, sendo mantida nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2018. (ii) **Procedimento Arbitral:** No período de julho de 2005 a abril de 2008, a Serveng Civilsan S.A. (“Serveng”) aportou na Corumbá Concessões S.A. o montante de R\$ 38.195, enquanto a CEB destinou R\$ 3.232, para suprir desequilíbrio de caixa daquela geradora. Entretanto tais aportes, inicialmente, foram contabilizados no Patrimônio Líquido e, posteriormente, migraram para conta de passivo. Restou a indefinição se os montantes estariam caracterizados como Adiantamentos para Futuros Aumentos de Capital ou como mútuos. Diante do cenário de discordância, em agosto de 2017, a Controladora Serveng Civilsan S.A. requereu ao Centro de Arbitragem e Medição da Câmara de Comércio Brasil-Canadá, o reconhecimento de dívida (mútuo), com correção dos respectivos valores. O resultado do procedimento de arbitragem em curso envolvendo a Serveng Civilsan S.A. e a Corumbá Concessões S.A. poderá impactar os resultados econômico-financeiros do negócio, bem como afetar as participações acionárias da CEB e da CEB Participações S.A. no empreendimento. A Serveng, na audiência ocorrida em outubro de 2018, apresentou fortes argumentações e parecer de especialista renomado, Prof. Tavares Guerreiro, sobre o direito à correção monetária e aos juros legais sobre os valores aportados pela Serveng na Corumbá Concessões S.A.. Recentemente, os advogados da Corumbá Concessões S.A. apresentaram prognóstico de risco da arbitragem como perda possível e valor estimado de R\$ 165.084, sendo que R\$ 38.195 já está registrado no balanço como Adiantamento para futuro aumento de capital. A data prevista para apresentação das alegações finais das partes é 12 de abril de 2019. Em função das indefinições no procedimento, a Administração não constituiu qualquer provisão em face de eventuais perdas relacionadas a esse evento. (iii) **Aumento da Garantia Física:** Em 19 de dezembro de 2017, por intermédio da Portaria nº 387 do Ministério das Minas e Energia, foi concedido o aumento de 2,0 MW médios de Garantia Física à UHE Corumbá IV, decorrente dos Processos Administrativos nº 48.500.001395/1998-10 no âmbito da ANEEL e nº 48000.000065/2014-95 na esfera do Ministério de Minas e Energia. Esse evento impactou significativamente as receitas da Companhia em 2018. **2.2.2.3. Investco S.A. (Participação Indireta):** A Investco S.A. é uma empresa de capital aberto que tem como objeto social a elaboração de estudos, planejamentos, projetos, constituição e exploração dos sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comércio de energia elétrica, especialmente a exploração dos ativos da Usina Hidrelétrica Luis Eduardo Magalhães e Sistema de Transmissão Associado. A CEB detém através de sua controlada CEB Lajeado S.A. uma participação direta no capital social total da Investco S.A. de 16,98%. Deste total, 20,0% são representados por ações ordinárias; 20,0% de ações preferenciais classe R; 6,02% de ações preferenciais classe A; e 20% de ações preferenciais classe B. A Investco S.A., juntamente com as sociedades empreendedoras, é parte do consórcio denominado “Consórcio Lajeado” cujo objeto é a exploração compartilhada da concessão de uso de bem público para a exploração da UHE Luis Eduardo Magalhães, nos termos do Contrato de Concessão nº 05/1997 e respectivos aditivos da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. O prazo de duração do contrato de concessão é de 35 anos, contados a partir da data de sua publicação no Diário Oficial ocorrida em 15 de janeiro de 1998, com vigência até 15 de janeiro de 2033, podendo ser prorrogado nas condições que forem estabelecidas, mediante requerimento das concessionárias. **2.2.3. Ligada: 2.2.3.1. BSB Energética S.A.:** A BSB Energética S.A. é uma sociedade por ações, constituída em 31 de março de 2000, para explorar a geração de energia elétrica no segmento de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs, com potência global máxima instalada de 200 MW e, estatutariamente, está autorizada a participar de outros empreendimentos ou sociedades, seja como acionista ou quotista. A CEB detém uma participação acionária de 9,0% do capital social da BSB Energética S.A.. **2.2.4. Concessões:** A CEB, suas controladas e controlada em conjunto, são detentoras das seguintes concessões:

Investidas	Localização	Data do Ato	Data de Vencimento
Distribuição			
CEB Distribuição S.A.	Brasília - DF	09/12/2015	07/07/2045(a)
Geração			
CEB Participações S.A.	Brasília - DF	26/01/2000	18/12/2032
CEB Geração S.A.	Brasília - DF	14/09/2005	29/04/2020
Energética Corumbá III S.A.	Brasília - DF	07/11/2001	07/11/2036
CEB Lajeado S.A.	Brasília - DF	31/12/1999	15/12/2032
Outros			
Companhia Brasileira de Gás	Brasília - DF	23/03/2001	09/01/2030

(a) A CEB Distribuição S.A. era detentora do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 66/1999, celebrado com a União Federal, por intermédio da ANEEL, em 26 de agosto de 1999, cujo vencimento ocorreu em 7 de julho de 2015. Em 09 de dezembro de 2015, foi celebrado o aditamento do contrato nº 66/1999, que tem como objeto a prorrogação do Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica da CEB Distribuição S.A., até 7 de julho de 2045. O aditamento ocorreu com base no Despacho do Ministro de Estado de Minas e Energia, com fulcro na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; no Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012; e no Decreto nº 8.461, de 2 de janeiro de 2015. **2.2.5. Participação de acionistas não-controladores:** É registrado como transações entre acionistas. Consequentemente, nenhum ágio ou deságio é reconhecido como resultado de tais transações. **2.2.6. Transações eliminadas na consolidação:** Saldos e transações intragrupo e quaisquer receitas ou despesas derivadas de transações intragrupo, são eliminados na preparação das demonstrações financeiras consolidadas. Ganhos não realizados oriundos de transações com companhias investidas, registradas por equivalência patrimonial, são eliminados contra o investimento na proporção da participação da controladora na companhia investida. Prejuízos não realizados são eliminados da mesma maneira como são eliminados os ganhos não realizados, mas somente até o ponto em que não haja evidência de perda por redução ao valor recuperável. **2.3. Conversão de moeda estrangeira: 2.3.1. Moeda funcional e moeda de apresentação:** Os itens incluídos nas demonstrações financeiras de cada uma das empresas do Grupo são mensurados usando a moeda do principal ambiente econômico no qual a empresa atua (“a moeda funcional”). As demonstrações financeiras individuais e consolidadas estão apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia e, também, a moeda de apresentação do Grupo. **2.3.2. Transações em moeda estrangeira:** A Companhia definiu que sua moeda funcional para todo o Grupo é o Real de acordo com as definições do Pronunciamento Técnico CPC nº 2 (R2) - Efeitos nas Mudanças nas Taxas de Câmbio e Conversão de Demonstrações Financeiras (IAS 21). As transações em moeda estrangeira, isto é, todas aquelas que não realizadas na moeda funcional, são convertidas pela taxa de câmbio das datas de cada transação. Ativos e passivos monetários em moeda estrangeira são convertidos para a moeda funcional pela taxa de câmbio da data do fechamento. Os ganhos e as perdas de variações nas taxas de câmbio sobre os ativos e os passivos monetários são reconhecidos na demonstração de resultados. **2.4. Caixa e Equivalentes de Caixa:** Incluem saldos de caixa, de depósitos bancários em contas-correntes e de aplicações financeiras resgatáveis sem custo no prazo máximo de 90 dias da data da contratação e com risco insignificante de mudança de seu valor de mercado. São registrados inicialmente pelo valor justo das transações que lhes deram origem e são atualizados, quando aplicável, com base nos encargos contratuais (Nota Explicativa nº 5). **2.5. Ativos Financeiros: 2.5.1. Classificação:** O Grupo classifica os ativos financeiros não derivativos nas seguintes categorias: ativos mensurados ao valor justo por meio do resultado; empréstimos e recebíveis; ativos financeiros mantidos até o vencimento; e ativos financeiros disponíveis para venda. A classificação dependerá do modelo de negócios da entidade para a gestão dos ativos financeiros, e as características contratuais dos fluxos de caixa. **2.5.1.1. Ativos Financeiros registrados pelo custo amortizado:** Um ativo financeiro é classificado pelo custo amortizado quando a entidade possui como modelo de negócios, manter seus ativos financeiros até o vencimento. Entende-se como modelo de negócios a forma como a entidade gerencia seus ativos financeiros para geração de fluxos de caixa. Nesta categoria foram consideradas Caixa e Bancos (Nota Explicativa nº 5); Contas a Receber (Nota Explicativa nº 6); Valores a Receber de Parcela A e outros itens financeiros (Nota Explicativa nº 8); e Aplicações Financeiras de curto prazo (Nota Explicativa nº 5). **2.5.1.2. Ativos Financeiros ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes:** A Companhia tem como modelo de negócios manter os ativos tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros, então tais ativos financeiros são classificados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes. O Grupo não possui ativos classificados nessa categoria. **2.5.1.3. Ativos Financeiros ao valor justo por meio do resultado:** Ativos Financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado são todos os ativos que não atenderam aos demais critérios de mensuração como custo amortizado e valor justo por meio de outros resultados abrangentes. Os Ativos Financeiros ao valor justo por meio do resultado compreendem: Aplicações Financeiras de longo prazo (Nota Explicativa nº12); e Ativo Financeiro Indenizável (Nota Explicativa nº 11). **2.5.2. Reconhecimento e mensuração:** O Grupo reconhece todos os ativos financeiros, em sua mensuração inicial, pelo seu valor justo mais os custos incorridos para a sua obtenção ou emissão. Posteriormente, cada instrumento financeiro é classificado pelo custo amortizado, valor justo por meio de outros resultados abrangentes e valor justo por meio de outros resultados. Para os ativos financeiros registrados pelo custo amortizado e valor justo por meio de outros resultados abrangentes, a Companhia reconhece uma provisão para perdas de crédito esperadas, nos casos em que há aumentos significativos no risco de crédito desde o reconhecimento inicial. A Companhia definiu o modelo de perda por re-

dução ao valor recuperável de ativos financeiros, substancialmente àqueles referentes ao Contas a Receber, utilizando uma matriz de provisões e um critério para cada classe de consumo, realizando o arrasto para os clientes que estiverem dentro do critério estabelecido, vinculado ao corte de energia, haja vista o potencial de recebimento das faturas. **2.5.3. Perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros (impairment): 2.5.3.1. Ativos mensurados ao custo amortizado:** O Grupo avalia na data de cada balanço, se há evidência objetiva de que um ativo ou grupo de ativos financeiros está deteriorado. Há evidência objetiva de *impairment* se, após o reconhecimento inicial dos ativos, for constatada perda apurada por meio de fluxos de caixa futuros, estimada de maneira confiável. Os critérios que o Grupo usa para determinar se há evidência objetiva de uma perda por *impairment* incluem: • Dificuldade financeira relevante do emissor ou devedor; • Uma quebra de contrato, como inadimplência ou mora no pagamento dos juros ou principal; • O Grupo, por razões econômicas ou jurídicas relativas à dificuldade financeira do tomador de empréstimo, estende ao tomador uma concessão que um credor normalmente não consideraria; • Torna-se provável que o tomador declare falência ou outra reorganização financeira; • O desaparecimento de um mercado ativo para aquele ativo financeiro devido às dificuldades financeiras; ou • Dados observáveis indicando que há uma redução mensurável nos futuros fluxos de caixa estimados a partir de uma carteira de ativos financeiros desde o reconhecimento inicial daqueles ativos, embora a diminuição não possa ainda ser identificada com os ativos financeiros individuais na carteira, incluindo: • Mudanças adversas na situação do pagamento dos tomadores de empréstimo na carteira; e • Condições econômicas nacionais ou locais que se correlacionam com as inadimplências sobre os ativos na carteira. O montante de perda por *impairment* quando incorrido é registrado no resultado e, se num período subsequente, o valor dessa perda diminuir, em função de um evento que ocorreu após a deterioração anteriormente reconhecida, tal perda deverá ser revertida na demonstração do resultado. **2.6. Contas a Receber:** O Grupo classifica os valores a receber dos consumidores, dos revendedores, das concessionárias e das permissionárias na rubrica contas a receber. Os recebíveis são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e estão apresentados pelo valor presente e são deduzidos pelo ajuste para redução ao seu provável valor de recuperação por meio da constituição de estimativa de perda com crédito de liquidação duvidosa. Os saldos de contas a receber de consumidores, revendedores, concessionários e permissionários incluem valores faturados e não faturados referentes aos serviços de distribuição de energia elétrica e de prestação de serviços de manutenção e obras de Iluminação pública; incluem ainda o uso do sistema de distribuição por clientes livres, bem como o saldo de energia vendida no mercado de curto prazo comercializada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (Nota Explicativa nº 6). **2.6.1. Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa:** A Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa foi constituída com base na estimativa das prováveis perdas que possam ocorrer na cobrança dos créditos, sendo os saldos demonstrados no Ativo Circulante ou Não Circulante, de acordo com a classificação do título que as originaram. Para a CEB D foi definido o modelo de perdas ao valor recuperável, através de critérios estabelecidos para cada classe de consumo, conforme definido no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, bem com o incremento do risco de recebimento das faturas adjacentes aos clientes que possuem um histórico de inadimplemento. **2.7. Estoques:** Representam os materiais e os equipamentos em estoque (almoxarifado de manutenção e administrativo), classificados no ativo circulante e aqueles destinados a investimentos (material de depósito), classificados no ativo não circulante - imobilizado, que estão registrados pelo custo médio de aquisição. Quando exceder os custos de reposição ou valores de realização, são deduzidos pelo ajuste para redução ao seu provável valor de recuperação. **2.8. Reconhecimento dos Valores a Receber/Pagar de Parcela A e Outros Itens Financeiros:** Em 25 de novembro de 2014, a ANEEL aditou os contratos de concessão e permissão das companhias de distribuição de energia elétrica, visando eliminar eventuais incertezas quanto ao reconhecimento e à realização das diferenças temporais, cujos valores são repassados à tarifa de distribuição de energia elétrica - Parcela A (CVA) e outros componentes financeiros. No termo aditivo emitido pela ANEEL, o Órgão Regulador garante que os valores de CVA e outros componentes financeiros serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão. Como consequência, a CVM emitiu a Deliberação nº 732/2014 e o CPC aprovou a Orientação Técnica OCPC08, que teve por objetivo tratar dos requisitos básicos de reconhecimento, mensuração e evidênciação destes ativos ou passivos financeiros, que passam a ter a característica de direito (ou obrigação) incondicional de receber (ou entregar) caixa ou outro instrumento financeiro a uma contraparte claramente identificada. De acordo com a OCPC 08, o aditamento do contrato de concessão representou um elemento novo, que eliminou as eventuais incertezas quando à realização do ativo ou exigibilidade do passivo dos itens da Parcela A e outros componentes financeiros, que até então, não eram reconhecidos. O Grupo efetuou o reconhecimento dos saldos de CVA e outros componentes financeiros de forma prospectiva quando da sua aplicação inicial, a partir da assinatura dos respectivos aditivos contratuais. O registro dos valores a receber foi efetuado em contas de ativo em contrapartida ao resultado deste exercício na rubrica de receita de vendas de bens e serviços (Nota Explicativa nº 8). A Companhia reconhece os valores a receber/pagar da “Parcela A” e Outros Componentes Financeiros, pelo regime de competência. Esta forma de apresentação, além de atender aos preceitos da Contabilidade Societária, resulta em uma informação mais confiável e relevante para a compreensão dos efeitos destas transações nas Demonstrações Financeiras. **2.9. Ativo Não Circulante Mantido para Venda:** A Companhia classifica um ativo não circulante como mantido para a venda, se o seu valor contábil for recuperável por meio de transação de alienação. Neste caso, deve estar disponível para venda imediata em suas condições atuais, sujeito apenas aos procedimentos habituais para operações desta natureza. Além disso, sua venda deve ser altamente provável. A Administração deve estar comprometida com o plano de venda do ativo, e iniciar um programa firme para localizar um comprador e concluir o plano. O ativo mantido para alienação deve ser efetivamente colocado à venda por preço que seja razoável em relação ao seu valor justo corrente. Espera-se, ainda, que a operação de desmobilização do ativo seja concluída em até um ano a partir da data da classificação. O grupo de ativos mantidos para a venda é mensurado pelo menor valor entre seu “valor contábil” e o “valor justo menos as despesas de venda”. Caso o valor contábil seja superior ao seu valor justo, uma perda por *impairment* é reconhecida em contrapartida do resultado. Qualquer reversão ou ganho somente será registrado até o limite da perda reconhecida. A depreciação dos ativos mantidos para negociação cessa quando um grupo de ativos é designado como mantido para a venda. O Grupo tem classificado como ativos mantidos para venda apenas terrenos e prédios (Nota Explicativa nº 13). **2.10. Contrato de Concessão (ativo intangível de concessão e ativo financeiro indenizável) - Atividade de Distribuição:** A Interpretação ICPC 1/IFRIC 12 prevê que uma vez considerado que o concessionário não controla os ativos subjacentes, a infraestrutura de concessões (incluindo energia elétrica) não pode ser reconhecida como ativo imobilizado passando a ser reconhecida de acordo com um dos modelos contábeis previstos na interpretação. Dependendo do tipo de compromisso de remuneração do concessionário assumido junto ao Poder Concedente, conforme contrato estabelecido entre as partes (modelos do ativo financeiro, do ativo intangível e do bifurcado). Na atividade de concessão de distribuição de energia elétrica, é aplicado o modelo denominado bifurcado em razão de as empresas do segmento possuir o direito às seguintes fontes de remuneração, derivadas da concessão: • Do Poder Concedente, no tocante ao valor contábil da infraestrutura ao final do contrato de concessão (ativo financeiro da concessão); e • Dos usuários, pela parte que lhes cabe dos serviços de construção e pela prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica (ativo intangível). Na avaliação da Administração da Companhia, em conjunto com consultoria técnica externa, não é aplicável a adoção do ICPC 1/IFRIC 12 nas concessões relativas à geração de energia do Grupo. Os ativos classificados como financeiros representam a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão, sobre a qual a CEB D possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente a título de indenização. Essa indenização tem como objetivo reembolsar a CEB D pelos investimentos em infraestrutura que possuem vida útil superior ao prazo da concessão. Os ativos financeiros relacionados ao contrato de concessão são classificados como disponíveis para venda e em 31 de dezembro de 2015, foram valorizados com base na BRR - Base de Remuneração Regulatória, conceito de valor de reposição, que é utilizada para a determinação tarifária. A valorização pela BRR, apesar de não haver legislação que confirmasse que a indenização seria neste conceito, guarda coerência com o critério utilizado pela ANEEL para determinar a tarifa de energia das distribuidoras. Com a edição da Medida Provisória nº 579, convertida na Lei nº 12.783/2013, foram definidos os critérios utilizados pelo Poder Concedente para apurar o valor de indenização a ser pago ao término do contrato de concessão. A indenização será determinada com base no valor novo de reposição depreciado, utilizando a Base de Remuneração Regulatória - BRR. Desta forma, o valor da indenização a ser recebido (fluxo de caixa) através deste ativo financeiro foi estabelecido com base nessas informações. Conforme estabelecido pelo pronunciamento técnico CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, as variações na estimativa de fluxo de caixa são registradas diretamente no resultado do exercício. Portanto, com o advento da Medida Provisória nº 579, confirmou-se que as variações no valor da indenização decorrentes da atualização monetária ou dos valores de reposição constituem-se em elemento do fluxo de caixa esperado e, consequentemente, devem ser registrados no resultado. Os ativos classificados como intangível representam o direito de exploração da infraestrutura, construída ou adquirida sob o regime de concessão do serviço público de energia elétrica, e de cobrar dos consumidores o serviço público prestado, de acordo com o CPC 04 - Ativos Intangíveis, a ICPC 01(R1) e a OCPC 05 - Contratos de Concessão. Os ativos intangíveis foram mensurados pelo valor contábil na data de transição para os Pronunciamentos, Interpretações e Orientações emitidas pelo CPC e IFRS (1º de janeiro de 2009). Esses ativos foram mensurados com base nas práticas contábeis anteriores à transição e eram mensurados com base nos mesmos critérios do ativo imobilizado descritos abaixo. As adições subsequentes são reconhecidas inicialmente pelo valor justo na data de sua aquisição ou construção. Após o seu reconhecimento inicial, os ativos intangíveis são amortizados com base no prazo de benefício econômico esperado até o final do prazo da concessão. A CEB D

continua

continuação	Companhia Energética de Brasília - CEB
mantém outros ativos intangíveis que têm vidas úteis finitas limitadas ao prazo da concessão e que são mensurados pelo custo, deduzido da amortização acumulada e das perdas para redução ao valor recuperável, quando aplicável (Nota Explicativa nº 11). 2.11. Propriedade para Investimento: Propriedade para investimento é aquela mantida visando auferir receita de aluguel e/ou alcançar valorização de capital, não disponível para venda no curso normal dos negócios e não utilizada na produção ou no fornecimento de produtos e serviços para propósitos administrativos. Além disso, a propriedade para investimento é mensurada pelo custo. O custo inclui despesa que é diretamente atribuível à aquisição de uma propriedade para investimento. O custo da propriedade para investimento construída pelo proprietário inclui os custos de material e mão de obra direta, qualquer custo diretamente atribuído para colocar essa propriedade para investimento em condição de uso conforme o seu propósito e os juros capitalizados dos empréstimos. Os ganhos e perdas na alienação de uma propriedade para investimento (calculado pela diferença entre o valor líquido recebido e o valor contábil) são reconhecidos no resultado do exercício. Quando uma propriedade para investimento previamente reconhecida como ativo imobilizado é vendida, qualquer montante reconhecido em ajuste de avaliação patrimonial é transferido para lucros acumulados. Quando a utilização da propriedade muda de tal forma que ela é reclassificada como imobilizado, seu valor contábil apurado na data da reclassificação se torna seu custo para a contabilização subsequente (Nota Explicativa nº 14.4). 2.12. Ativo Imobilizado: Os itens do imobilizado são mensurados pelo custo de aquisição ou construção, deduzido de depreciação acumulada e perdas de redução ao valor recuperável (<i>impairment</i>), acumuladas, quando aplicável. O custo inclui gastos que são diretamente atribuíveis à aquisição de um ativo. O custo de ativos construídos pelo Grupo inclui: • O custo de materiais e mão de obra direta; • Quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e condições necessários para que esses sejam capazes de operar de forma adequada; e • Custos de empréstimos e financiamento sobre ativos qualificáveis. 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 no resultado. Gastos subsequentes são capitalizados na medida em que seja provável que benefícios futuros associados com os gastos serão auferidos pelo Grupo. Gastos de manutenção e reparos recorrentes são registrados no resultado. A depreciação e amortização são calculadas sobre o saldo das imobilizações em serviço e investimentos em consórcios, pelo método linear, mediante aplicação das taxas determinadas pela ANEEL para os ativos relacionados às atividades de energia elétrica, e refletem a vida útil estimada dos bens. As principais taxas de depreciação dos bens do ativo imobilizado estão demonstradas na Nota Explicativa nº 15. 2.13. Intangível: 2.13.1. Ativos intangíveis vinculados à concessão - Atividade de distribuição: A parcela dos ativos da concessão que será integralmente utilizada durante a concessão é registrada como um ativo intangível e amortizada integralmente durante o período de vigência do contrato de concessão. A amortização reflete o padrão de consumo dos direitos adquiridos, sendo calculada sobre o saldo dos ativos vinculados à concessão pelo método linear, tendo como base a aplicação das taxas determinadas pela ANEEL para a atividade de distribuição de energia elétrica. O Grupo mensura a parcela do valor dos ativos que não estará integralmente amortizada até o final da concessão, registrando esse valor como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do Poder Concedente. Os novos ativos são registrados inicialmente no ativo intangível, mensurados pelo custo de aquisição, incluindo os custos de empréstimos capitalizados. Quando da sua entrada em operação são bifurcados entre ativos financeiro e intangível, conforme critério mencionado no item 2.10 - Contrato de concessão (ativo intangível de concessão e ativo financeiro indenizável). A parcela dos ativos que é registrada no ativo financeiro é avaliada com base no custo novo de reposição, tendo como referência os valores homologados pela ANEEL da Base de Remuneração de Ativos nos processos de revisão tarifária (Nota Explicativa nº 16). O valor contábil dos bens substituídos é baixado em contrapartida ao resultado do exercício. 2.13.2. Direito de exploração da concessão: Refere-se ao direito da concessão pelo uso de bem público para exploração de aproveitamento hidroelétrico. É constituído pelo valor de aquisição do direito relacionado com o uso do bem público até o final do prazo de concessão e amortizado pelo prazo de concessão (Nota Explicativa nº 16). 2.13.3. Outros ativos intangíveis: Ativos intangíveis com vida útil definida, adquiridos separadamente, são registrados ao custo, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável, acumuladas. A amortização é reconhecida linearmente com base na vida útil estimada dos ativos. A vida útil estimada e o método de amortização são revisados no fim de cada exercício e o efeito de quaisquer mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente (Nota Explicativa nº 16). 2.14. Perda Por Redução ao Valor Recuperável de Ativos Não Financeiros (<i>impairment</i>): A Administração avalia, no mínimo anualmente, o valor contábil líquido dos ativos não financeiros com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Não foram identificadas tais circunstâncias que levasse o Grupo a avaliar a necessidade de constituição de provisão para perda sobre o valor dos ativos não financeiros. O valor recuperável do ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor de uso e o valor líquido de venda. As unidades geradoras de caixa são as atividades de gerenciamento dos negócios da rede de distribuição e geração. 2.15. Passivos Financeiros: O Grupo reconhece títulos de dívida e passivos subordinados inicialmente na data em que são originados. Todos os outros passivos financeiros (incluindo passivos designados pelo valor justo registrado no resultado) são reconhecidos inicialmente na data de negociação na qual a Companhia ou suas controladas e coligadas se torna uma parte das disposições contratuais do instrumento. O Grupo baixa um passivo financeiro quando tem suas obrigações contratuais retiradas, canceladas ou vencidas. O Grupo classifica os passivos financeiros não derivativos na categoria de outros passivos financeiros. Tais passivos financeiros são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transações atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, esses passivos financeiros são medidos pelo custo amortizado através do método de juros efetivos. O Grupo tem os seguintes passivos financeiros não derivativos: Passivos Financeiros Setoriais (Nota Explicativa nº 11); fornecedores (Nota Explicativa nº 17); Encargos Regulatórios (Notas Explicativas nº 20); debêntures (Nota Explicativa nº 21); empréstimos e financiamentos (Nota Explicativa nº 22); obrigações societárias (Nota Explicativa nº 23); e demais obrigações (Nota Explicativa nº 27). 2.16. Fornecedores: As contas a pagar aos fornecedores são obrigações a pagar por bens ou serviços que foram adquiridos no curso normal dos negócios, sendo classificadas como passivos circulantes se o pagamento for devido no período de até um ano. Caso contrário, as contas a pagar são apresentadas como passivo não circulante. 2.17. Empréstimos e Financiamentos: Os empréstimos e financiamentos são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo, líquido dos custos incorridos na transação e são, subsequentemente, demonstrados pelo custo amortizado. Qualquer diferença entre os valores captados (líquidos dos custos da transação) e o valor total a pagar é reconhecida na demonstração do resultado durante o período em que os empréstimos estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros (Nota Explicativa nº 22). Os empréstimos e financiamentos são classificados como passivo circulante, a menos que o Grupo tenha um direito incondicional de diferir a liquidação do passivo por, pelo menos, 12 meses após a data do balanço. 2.18. Obrigações Tributárias: A despesa com imposto de renda e contribuição social compreende os impostos de renda correntes e diferidos. O imposto corrente e o imposto diferido são reconhecidos no resultado, a menos que estejam relacionados à combinação de negócios, ou itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido ou em outros resultados abrangentes. O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber esperado sobre o lucro tributável do exercício, a taxas de impostos vigentes ou substantivamente vigentes na data de apresentação das demonstrações financeiras e qualquer ajuste aos impostos a pagar com relação aos exercícios anteriores. O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos e os correspondentes valores usados para fins de tributação. O imposto diferido é mensurado pelas alíquotas que se espera serem aplicadas às diferenças temporárias quando elas revertem, baseando-se nas leis que foram decretadas ou substantivamente decretadas até a data de apresentação das demonstrações financeiras. Os ativos e passivos fiscais diferidos são compensados caso haja um direito legal de compensar passivos e ativos fiscais correntes, e eles se relacionam a impostos lançados pela mesma autoridade tributária sobre a mesma entidade sujeita à tributação. A Administração do Grupo decidiu pela constituição de ativo fiscal diferido já que os planos de recuperação econômico-financeira do Grupo irão resultar na apuração de lucro tributário futuro de forma consistente no âmbito da Companhia. As demais empresas do grupo ainda não reúnem condições necessárias para a contabilização de ativo fiscal diferido. O Grupo registrou passivo fiscal diferido relativo ao ganho na utilização do custo atribuído (<i>Deemed Cost</i>), aplicado sobre os imóveis do Grupo quando da convergência para o IFRS; quanto ao ganho no registro do VNR (Valor Novo de Reposição) aplicado sobre os bens objeto da concessão; e também sobre o registro dos Ativos e Passivos Regulatórios reconhecidos de acordo com a orientação técnica OCP 08. Ativos de imposto de renda e contribuição social diferido são revisados a cada data de relatório e serão reduzidos na medida da sua realização ou que sua realização não seja mais provável. 2.19. Operações de Compra e Venda de Energia Elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE: Os registros das operações de compra e venda de energia elétrica estão reconhecidos pelo regime de competência, com base em informações divulgadas pela CCEE, responsável pela apuração dos valores e quantidades de compras e vendas realizadas no âmbito desta entidade, ou por estimativa da Administração, quando essas informações não estão disponíveis. 2.20. Demais Ativos e Passivos: Os outros ativos estão apresentados ao valor de realização, incluindo, quando aplicável, os rendimentos e as variações monetárias auferidas até a data do balanço, deduzidos por provisão para perdas e/ou ajuste a valor presente, quando aplicável. As outras obrigações são demonstradas pelos valores conhecidos ou calculáveis acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e das variações monetárias e/ou cambiais incorridas até a data do balanço. 2.21. Capital Social: As ações ordinárias e as preferenciais são classificadas no patrimônio líquido. 2.21.1. Ações ordinárias: Ações ordinárias são classificadas como patrimônio líquido. Custos adicio-	
nais diretamente atribuíveis à emissão de ações e opção de ações são reconhecidos como dedução do patrimônio líquido, livre de quaisquer efeitos tributários, quando aplicável. 2.21.2. Ações preferenciais: Ações preferenciais são classificadas no patrimônio líquido caso não sejam resgatáveis, ou resgatáveis somente à escolha da Companhia e quaisquer dividendos sejam discricionários. Dividendos pagos são reconhecidos no patrimônio líquido quando da aprovação dos acionistas da Companhia. Os dividendos mínimos obrigatórios, conforme definido em estatuto, são reconhecidos como passivo. 2.22. Reconhecimento de Receita: A receita é reconhecida por meio de contratos firmados, cuja obrigação de desempenho é atendida ao longo do tempo e o valor da contraprestação reflete o valor justo a receber no momento em que os serviços são efetivamente transferidos ao cliente, deduzida dos impostos e dos eventuais descontos incidentes sobre a mesma. A partir de 1º de janeiro de 2018 o CPC 47 foi adotado pela Companhia, todos os ativos estão registrados conforme a respectiva prática. O reconhecimento da receita se dá quando ou à medida que a entidade satisfizer uma obrigação de performance ao transferir o bem ou serviço ao cliente, sendo que por obrigação de performance entende-se como uma promessa executória em um contrato com um cliente para a transferência de um bem/serviço ou uma série de bens ou serviços. A transferência é considerada efetuada quando ou à medida que o cliente obtiver o controle desse ativo. 2.22.1. Receita de prestação de serviços: A receita de serviços prestados é reconhecida no resultado com base no estágio de conclusão do serviço na data de apresentação das demonstrações financeiras. O estágio de conclusão é avaliado por referência a pesquisas de trabalhos realizados. 2.22.2. Receita de distribuição de energia elétrica: Os serviços de distribuição de energia elétrica são medidos através da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. Essa medição ocorre de acordo com o calendário de leitura estabelecido pela concessionária. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado de acordo com esse calendário de leitura, sendo a receita de serviços registrada à medida que as faturas são emitidas, ou seja, pela competência. Os serviços prestados entre a data da leitura e o encerramento de cada mês são registrados através de estimativas (fornecimento não faturado). 2.22.3. Receita de construção: A ICP 01 (IFRIC 12) estabelece que a concessionária de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 (R1) (IAS 11) - Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 (R1) (IAS 18) - Receitas (serviços de operação - fornecimento de energia elétrica), como componentes separados do mesmo contrato de concessão. A CEB D contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é praticamente nula, considerando que: (i) a atividade fim da concessionária é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a concessionária terceiriza a construção da infraestrutura. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após a dedução dos recursos provenientes do ingresso das obrigações especiais. 2.22.4. Receita de juros: É reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia ou suas controladas e coligadas e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade. A receita de juros é reconhecida com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto. A taxa de juros efetiva é aquela que desconta os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida econômica do ativo financeiro, em relação ao valor contábil líquido inicial deste ativo. 2.23. Receitas e Despesas Financeiras: As receitas financeiras referem-se, principalmente, à receita de aplicação financeira; acréscimos moratórios em contas de energia elétrica; juros sobre ativos financeiros da concessão; e juros sobre outros ativos financeiros. A receita de juros é reconhecida no resultado através do método de juros efetivos. A receita de dividendos é reconhecida no resultado na data em que o direito da Companhia ou suas controladas e coligadas em receber o pagamento é estabelecido. As distribuições recebidas de investidas registradas por equivalência patrimonial reduzem o valor do investimento. As despesas financeiras abrangem encargos, variação cambial e variação monetária sobre empréstimos e financiamentos. Os custos dos empréstimos são reconhecidos no resultado através do método de juros efetivos. Os ganhos e perdas cambiais são reportados em uma base líquida. 2.24. Informações por Segmento de Negócios: Um segmento operacional é um componente do Grupo que desenvolve atividades de negócio das quais pode obter receitas e incorrer em despesas, incluindo receitas e despesas relacionadas com transações com outros componentes do Grupo. Todos os resultados operacionais dos segmentos operacionais são revistos frequentemente pela Administração da Companhia para decisões sobre os recursos a serem alocados ao segmento e para avaliação de seu desempenho, e para o qual informações financeiras individualizadas estão disponíveis. 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. Os itens não alocados compreendem, principalmente, os elementos patrimoniais e de resultado da CEB (Nota Explicativa nº 30). 2.25. Novas Normas e Interpretações Ainda Não Adotadas: Diversas normas e interpretações foram revisadas, com aplicabilidade a partir de 1º de janeiro de 2019. A companhia não adotou nenhuma das normas de forma antecipada. As mudanças nessas normas contábeis internacionais merecem o adequado monitoramento sobre as modificações e entrada em vigor, tendo em vista os eventuais reflexos na condução dos negócios e na comunicação com os investidores. 2.25.1. IFRS 16 / Pronunciamento Técnico CPC 06 (Operações de Arrendamento Mercantil): Esse pronunciamento estabelece os princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de arrendamentos. O objetivo é garantir que arrendatários e arrendadores forneçam informações relevantes, de modo que representem fielmente essas transações. A norma traz uma forma única de reconhecimento dos arrendamentos para os arrendatários. Os arrendatários passam a ter que reconhecer o passivo dos pagamentos e o direito de uso do ativo arrendado na maioria dos contratos de arrendamento mercantil, inclusive os operacionais. Os critérios de reconhecimento e mensuração dos arrendamentos nas Demonstrações Financeiras dos arrendadores ficam substancialmente mantidos. O CPC 06 entra em vigor para exercícios iniciados em, ou após, 1º de janeiro de 2019 e substitui o IAS 17/CPC 06 - Operações de Arrendamento Mercantil e correspondentes; e o IFRIC 4/CP 03 - Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil. Na Companhia há apenas um Contrato de Arrendamento na Subsidiária CEB Lajeado (Arrendamento dos ativos da UHE Luis Eduardo Magalhães pertencentes à Investco). A Companhia concluiu que se houver aderência a norma, poderá ter uma redução nas despesas operacionais e um aumento nas despesas financeiras, uma vez que o ativo “direito de uso” passaria a ser amortizado e o passivo de arrendamento atualizado para refletir as contraprestações a serem pagas ao longo do período do contrato. A Companhia Ainda não estimou o impacto no consolidado no reconhecimento inicial do direito de uso e passivos de arrendamento. 2.25.2. IFRIC 23 / ICP 22 (Incerteza sobre Tratamento de tributos sobre o Lucro): Esta interpretação esclarece como aplicar os requisitos de reconhecimento e mensuração do CPC 32 quando há incerteza sobre os tratamentos de tributo sobre o lucro. Nessa circunstância, a entidade deverá reconhecer e mensurar seu tributo corrente ou diferido ativo ou passivo, aplicando os requisitos do CPC 32 com base em lucro tributável (prejuízo fiscal), bases fiscais, prejuízos fiscais não utilizados, créditos fiscais não utilizados e alíquotas fiscais determinados, aplicando esta Interpretação. A interpretação aborda especificamente o seguinte: • Se a entidade considera tratamentos tributários incertos separadamente; • As suposições que a entidade faz em relação ao exame dos tratamentos tributários pelas autoridades fiscais; • Como a entidade determina o lucro real (prejuízo fiscal), bases de cálculo, prejuízos fiscais não utilizados, créditos tributários extemporâneos e alíquotas de imposto; e • Como a entidade considera as mudanças de fatos e circunstâncias. O ICP 22 entra em vigor para exercícios iniciados em, ou após, 1º de janeiro de 2019. 2.26. Pronunciamentos novos ou revisados aplicados pela primeira vez em 2018: 2.26.1. IFRS 15 / Pronunciamento Técnico CPC 47 (Receita de Contrato com Cliente): O Pronunciamento Técnico CPC 47 estabelece os critérios a serem aplicados no reconhecimento da receita decorrente dos contratos com clientes. Para que uma receita de contrato com cliente seja reconhecida, conforme o Pronunciamento Técnico CPC 47, o contrato deve atender as 5 etapas, a saber: • Identificação do contrato; • Identificação das obrigações de performance; • Determinação do preço total da transação; • Alocação do preço da transação às obrigações de desempenho; • Receita reconhecida quando do atendimento às obrigações de desempenho. A Companhia analisou as cinco etapas para reconhecimento da receita de contrato com cliente. Dentre as receitas de fornecimento de energia, receitas pela disponibilidade de rede elétrica TUSD, receita de venda de energia na CCEE e demais receitas, a Administração concluiu que essas receitas são reconhecidas conforme contratos firmados, cuja obrigação de desempenho é atendida ao longo do tempo e o valor da contraprestação reflete o valor justo a receber no momento em que os serviços são efetivamente transferidos ao cliente. O Pronunciamento determina que, havendo a expectativa de não recebimento da receita de contrato com um cliente, ela deverá ser apresentada de forma líquida. Com base nessas informações a Companhia concluiu que as penalidades contratuais e regulatórias (DIC, FIC, DMIC e DICRI) deveriam ser reclassificadas de despesa operacional para redutora da receita (Nota Explicativo nº 3). 2.26.2. IFRS 09 / Pronunciamento Técnico CPC 48 (Instrumentos Financeiros): O Pronunciamento Técnico CPC 48, correlacionado à norma internacional de contabilidade IFRS 9, estabelece os princípios para o reconhecimento e mensuração dos ativos e passivos financeiros, das perdas por redução ao valor recuperável de ativos, e contabilização de hedge. Conforme a norma, os instrumentos financeiros deverão ser mensurados ao custo amortizado ou ao valor justo, e serão classificados em uma das três categorias: • Instrumentos financeiros ao custo amortizado; • Instrumentos financeiros ao valor justo por meio dos outros resultados abrangentes; e • Instrumentos financeiros ao valor justo por meio do resultado. Para que os ativos financeiros sejam classificados conforme o referido Pronunciamento, eles deverão ter um modelo de negócios da entidade para a gestão dos ativos financeiros, e as características contratuais dos fluxos de caixa do ativo financeiro. Os ativos financeiros que possuem um modelo de negócios cujo objetivo é de recolher apenas fluxos de caixa contratuais devem ser classificados como ativos financeiros ao custo amortizado. E os ativos que	
continua	

continuação

Companhia Energética de Brasília - CEB

tem o objetivo de coletar fluxos de caixa contratuais e também de vender seus ativos, devem ser classificados como ativos financeiros ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes. Os demais ativos devem ser mensurados e reconhecidos ao valor justo por meio do resultado. Com relação ao reconhecimento e mensuração das perdas em decorrência da redução ao valor recuperável dos ativos financeiros, o tratamento foi alterado, incorrendo em redução ao valor recuperável das faturas com lastro até o período factível de efetuação de “corte de energia”. Sendo assim, a entidade deverá reconhecer a perda por meio de uma “matriz de provisões”, segundo o qual o montante das perdas esperadas será definido através da realidade da entidade. Para o Grupo, foi definido o modelo de perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros, utilizando uma matriz de provisões, com critério para cada classe de consumo, e realizando o arrasto para os clientes que estiverem dentro do critério estabelecido, vinculado ao corte de energia, haja vista o potencial de recebimento dessas faturas (Notas Explicativas nº 6).

3. REAPRESENTAÇÃO DOS EXERCÍCIOS ANTERIORES

Na apresentação das Demonstrações Financeiras comparativas de 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017 foram efetuados ajustes visando apresentar, retrospectivamente, os efeitos das adoções dos Pronunciamentos Técnicos CPC 47 e CPC 48, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2018. Adicionalmente, foram realizadas reapresentações de saldos nas Demonstrações Financeiras decorrentes de retificação de erros materiais, conforme critérios estabelecidos pelo Pronunciamento Técnico CPC 23. Tais incorreções foram decorrentes da duplicidade de registro contábil da atualização do Valor Novo de Reposição - VNR, de ajustes em contas de obrigações trabalhistas, bem como da revisão da metodologia de cálculo utilizada para a precificação das atualizações monetárias dos créditos tributários relativos às contribuições FINSOCIAL e PIS/PASEP, decorrentes de ação judicial. Conforme previsto no CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, essa retificação de erros requer a aplicação retrospectiva, ajustando os períodos anteriores apresentados para fins de comparação com o período atual, como se estivessem corretos a partir do início do período mais antigo apresentado. Seguem demonstrativos contendo os montantes reapresentados para cada item das demonstrações contábeis afetada em períodos anteriores:

3.1. Balanço Patrimonial:

3.1.1. Ativo:

Ativo	Controladora				Consolidado							
	31/12/17	Ajustes	31/12/17	01/01/17	Ajustes	01/01/17	31/12/17	Ajustes	31/12/17	01/01/17	Ajustes	01/01/17
			Reapresentado			Reapresentado			Reapresentado			Reapresentado
Circulante												
Caixa e Equivalentes de Caixa	6.964		6.964	4.248		4.248	92.001		92.001	86.041		86.041
Contas a Receber	15.323		15.323	7.232		7.232	555.376	(16.837)	538.539	520.706	(152)	520.554
Depósitos e Bloqueios Judiciais	95		95	731		731	5.385		5.385	4.536		4.536
Estoque	565		565	579		579	7.846		7.846	8.768		8.768
Tributos e Contribuições Compensáveis	1.758		1.758	1.366		1.366	40.813	4.037	44.850	72.720	(44.170)	28.550
Valores a Receber de Parcela “A” e Outros Itens Financeiros							922.669		922.669	392.433		392.433
Demais Créditos	8.877		8.877	7.525		7.525	69.728		69.728	117.477		117.477
Ativos não Circulante Mantido para Venda	2.094		2.094	2.094		2.094	2.094		2.094	3.663		3.663
Total do Circulante	35.676		35.676	23.775		23.775	1.695.912	(12.800)	1.683.112	1.206.344	(44.322)	1.162.022
Não Circulante												
Aplicações Financeiras							7.770		7.770	7.767		7.767
Contas a Receber							43.295		43.295	21.874		21.874
Empréstimos e Financiamentos	11.849		11.849	8.579		8.579	13.529		13.529	4.797		4.797
Depósitos e Bloqueios Judiciais	150		150	150		150	5.010		5.010	2.176		2.176
Tributos e Contribuições Compensáveis	30.228		30.228	37.677		37.677	36.252		36.252	46.234		46.234
Ativo Financeiro Indenizável							140.856	(3.375)	137.481	129.189	(3.375)	125.814
Demais Créditos							15.167		15.167	17.289		17.289
Realizável a Longo Prazo	42.227		42.227	46.406		46.406	261.879	(3.375)	258.504	229.326	(3.375)	225.951
Investimentos	660.813	(90.112)	570.701	652.844	(68.431)	584.413	599.487	(2.794)	596.693	604.948		604.948
Imobilizado	13.136		13.136	13.313		13.313	104.066		104.066	118.014		118.014
Intangível	2.650		2.650	46		46	975.741	(15.368)	960.373	982.956	(15.368)	967.588
Total do Não Circulante	718.826	(90.112)	628.714	712.609	(68.431)	644.178	1.941.173	(21.537)	1.919.636	1.935.244	(18.743)	1.916.501
Total do Ativo	754.502	(90.112)	664.390	736.384	(68.431)	667.953	3.637.085	(34.337)	3.602.748	3.141.588	(63.065)	3.078.523

3.1.2. Passivo:

Passivo	Controladora				Consolidado							
	31/12/17	Ajustes	31/12/17	01/01/17	Ajustes	01/01/17	31/12/17	Ajustes	31/12/17	01/01/17	Ajustes	01/01/17
			Reapresentado			Reapresentado			Reapresentado			Reapresentado
Circulante												
Fornecedores	8.795		8.795	3.251		3.251	403.602		403.602	219.195		219.195
Obrigações tributárias	5.488		5.488	1.344		1.344	198.161	73.996	272.157	224.115	15.550	239.665
Contribuição de iluminação pública							79.130		79.130	127.532		127.532
Encargos regulatórios							101.030		101.030	202.102		202.102
Debêntures							64.641		64.641	53.145		53.145
Empréstimos e financiamentos							125.030		125.030	43.844		43.844
Obrigações societárias	7.741		7.741	10.691		10.691	16.766		16.766	20.231		20.231
Obrigações sociais e trabalhistas	174		174	97		97	50.819	(17.073)	33.746	46.325	(9.036)	37.289
Valores a pagar de Parcela “A” e outros itens financeiros							543.297		543.297	285.271		285.271
Benefícios pós emprego							4.791		4.791	30.252		30.252
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios							4.013		4.013	3.905		3.905
Demais obrigações	1.960		1.960	950		950	34.523		34.523	37.418		37.418
Total do Circulante	24.158		24.158	16.333		16.333	1.625.803	56.923	1.682.726	1.293.335	6.514	1.299.849
Não Circulante												
Obrigações tributárias	97.270		97.270	97.270		97.270	299.017	(1.148)	297.869	178.745	(1.148)	177.597
Contribuição de iluminação pública							42.494		42.494	79.880		79.880
Debêntures							61.987		61.987	128.763		128.763
Empréstimos e financiamentos							255.312		255.312	175.142		175.142
Benefícios pós emprego							166.427		166.427	59.101		59.101
Encargos regulatórios							168.748		168.748	222.209		222.209
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	96		96	10.827		10.827	75.166		75.166	68.512		68.512
Obrigações vinculadas a concessão							65.420		65.420	76.863		76.863
Valores a pagar de Parcela “A” e outros itens financeiros							32.563		32.563	11.820		11.820
Demais obrigações							9.741		9.741	16.046		16.046
Total do Não Circulante	97.366		97.366	108.097		108.097	1.176.875	(1.148)	1.175.727	1.017.081	(1.148)	1.015.933
Patrimônio Líquido												
Capital social	566.025		566.025	566.025		566.025	566.025		566.025	566.025		566.025
Reserva de lucros	1.615	(1.615)					1.615	(1.615)				
Ajuste de avaliação patrimonial	42.319		42.319	165.702		165.702	42.319		42.319	165.702		165.702
Dividendos adicionais propostos	23.019	(23.019)					23.019	(23.019)				
Prejuízos acumulados		(65.478)	(65.478)	(119.773)	(68.431)	(188.204)		(65.478)	(65.478)	(119.773)	(68.431)	(188.204)
Atribuível as acionista controlador	632.978	(90.112)	542.866	611.954	(68.431)	543.523	632.978	(90.112)	542.866	611.954	(68.431)	543.523
Atribuível aos acionistas não controladores							201.429		201.429	219.218		219.218
Total do Patrimônio Líquido	632.978	(90.112)	542.866	611.954	(68.431)	543.523	834.407	(90.112)	744.295	831.172	(68.431)	762.741
Total do Passivo	754.502	(90.112)	664.390	736.384	(68.431)	667.953	3.637.085	(34.337)	3.602.748	3.141.588	(63.065)	3.078.523

3.2. Demonstrações do Resultado:

	Controladora			Consolidado				Controladora			Consolidado		
	31/12/17	Ajuste	31/12/17	31/12/17	Ajuste	31/12/17		31/12/17	Ajuste	31/12/17	Ajuste	31/12/17	
			Reapresentado			Reapresentado			Reapresentado			Reapresentado	
Receita Operacional Líquida	49.776		49.776	2.720.486	(4.230)	2.716.256	Receitas Financeiras	10.176		10.176	149.069	467	149.536
Custo com Energia Elétrica				(1.854.211)		(1.854.211)	Despesas Financeiras	(700)		(700)	(87.290)	(10.706)	(97.996)
Custo de Operação				(319.134)	5.156	(313.978)	Variação Cambial				(721)		(721)
Custo do Serviço Prestado a Terceiros	(34.512)		(34.512)	(41.642)		(41.642)	Lucro Operacional antes dos Tributos	161.293	(21.681)	139.612	302.998	(21.681)	281.317
Lucro Bruto	15.264		15.264	505.499	926	506.425	Imposto de Renda e Contribuição Social	(9.211)		(9.211)	(125.765)	-	(125.765)
Receitas / (Despesas) Operacionais	136.553	(21.681)	114.872	(263.559)	(12.368)	(275.927)	Imposto de Renda e Contribuição Social - Corrente	(5.803)		(5.803)	(27.672)		(27.672)
Despesas com Vendas	39.837		39.837	(97.513)	(11.294)	(108.807)	Imposto de Renda e Contribuição Social - Diferido	(3.408)		(3.408)	(98.093)		(98.093)
Despesas Gerais e Administrativas	(11.023)		(11.023)	(236.251)	1.720	(234.531)	Lucro do Exercício	152.082	(21.681)	130.401	177.233	(21.681)	155.552
Resultado de Equivalência Patrimonial	96.979	(21.681)	75.298	18.352	(2.794)	15.558	Atribuído aos Acionistas Controladores				152.082	(21.681)	130.401
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	10.760		10.760	51.853		51.853	Atribuído aos Acionistas não Controladores				25.151		25.151
Outras Receitas Operacionais	10.901		10.901	99.604		99.604	Lucro Básico e Diluído por Ação em Reais:						
Outras Despesas Operacionais	(141)		(141)	(47.751)		(47.751)	Ações Ordinárias - Básicas e diluídas	10,0456		8,6135	10,0456		8,6135
Lucro Operacional antes do Resultado Financeiro	151.817	(21.681)	130.136	241.940	(11.442)	230.498	Ações Preferenciais - Básicas e diluídas	11,0502		9,4748	11,0502		9,4748
Receitas (Despesas) Financeiras	9.476		9.476	61.058	(10.239)	50.819							

continua

Companhia Energética de Brasília - CEB						
continuação						
3.3. Demonstrações dos Resultados Abrangentes:						
	Controladora		Consolidado			
	31/12/17	Ajuste	31/12/17	31/12/17	Ajuste	31/12/17
			Reapresentado			Reapresentado
Lucro Líquido/(Prejuízo) do Exercício	152.082	(21.681)	130.401	177.233	(21.681)	155.552
Outros Resultados Abrangentes				(123.383)		(123.383)
Itens que não serão Reclassificados Subsequentemente ao Resultado						
Ganho (Perda) Atuarial com Plano de Benefício Definido				(123.383)		(123.383)
Equivalência Patrimonial sobre Obrigação Atuarial sobre Benefícios Definido	(123.383)		(123.383)			
Resultado Abrangente Total	28.699	(21.681)	7.018	53.850	(21.681)	32.169
Atribuído aos Acionistas Controladores				28.699	(21.681)	7.018
Atribuído aos Acionistas Não Controladores				25.151		25.151
3.4. Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido:						
	Atribuído aos acionistas controladores			Participação de		Total do
Eventos	Capital Social	Ajuste de Avaliação Patrimonial/ Outros Resultados Abrangentes	Lucros/(Prejuízos) Acumulados	Acionista Controlador	Acionistas não Controladores	Patrimônio Líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2016	566.025	165.702	(119.773)	611.954	219.218	831.172
Ajustes reapresentação			(68.431)	(68.431)		(68.431)
Saldo em 1º de janeiro de 2017 - Reapresentado	566.025	165.702	(188.204)	543.523	219.218	762.741
Transação de Capital com Acionistas:						
Constituição de Provisão de Partes Beneficiárias					(4.805)	(4.805)
Dividendos pagos					(38.135)	(38.135)
Resultado Abrangentes Total:						
Lucro do Exercício			130.401	130.401	25.151	155.552
Dividendos destinados aos acionistas			(7.675)	(7.675)		(7.675)
Equiv. Patrim. sobre Resultados Abrangentes - Controladas - Benefícios Pós-Emprego		(123.383)		(123.383)		(123.383)
Saldo em 31 de dezembro de 2017 - Reapresentado	566.025	42.319	(65.478)	542.866	201.429	744.295
3.5. Demonstrações do Valor Adicionado:						
	Controladora		Consolidado			
	31/12/17	Ajuste	31/12/17	31/12/17	Ajuste	31/12/17
			Reapresentado			Reapresentado
Receitas	95.931	95.931	4.199.555	(20.915)	4.178.640	
Venda de Energia e Serviços Prestados	56.089		56.089	4.122.331	(4.230)	4.118.101
Receita de Construção de Ativos Próprios				83.471		83.471
Provisão/Rev. para Créditos de Liquidação Duvidosa	39.837		39.837	(58.769)	(16.685)	(75.454)
Receita de Alienação de Ativo Imobilizado	(16)		(16)	(9.711)		(9.711)
Outras Receitas	21		21	62.233		62.233
Insumos Adquiridos de Terceiros	(27.342)	(27.342)	(2.338.685)	4.230	(2.334.455)	
Custos com Serviço de Energia Elétrica				(2.057.833)		(2.057.833)
Custos de Construção				(83.471)		(83.471)
Serviços de Terceiros	(34.680)		(34.680)	(175.449)		(175.449)
Material	(348)		(348)	(3.256)		(3.256)
Provisões/Reversões	10.801		10.801	27.194		27.194
Outros	(3.115)		(3.115)	(45.870)	4.230	(41.640)
Valor Adicionado Bruto	68.589	68.589	1.860.870	(16.685)	1.844.185	
Retenções	(208)	(208)	(65.569)		(65.569)	
Depreciação e Amortização	(208)		(208)	(65.569)		(65.569)
Valor Adicionado Líquido Produzido	68.381	68.381	1.795.301	(16.685)	1.778.616	
Valor Adicionado						
Recebido em Transferência	108.533	(21.681)	86.852	170.787	(2.327)	168.460
Receitas Financeiras	10.561		10.561	151.327	467	151.794
Resultado de Equivalência Patrimonial	96.979	(21.681)	75.298	18.351	(2.794)	15.557
Dividendos Recebidos	993		993	1.109		1.109
Valor Adicionado Total a Distribuir	176.914	(21.681)	155.233	1.966.088	(19.012)	1.947.076
Distribuição do Valor Adicionado	176.914	(21.681)	155.233	1.966.088	(19.012)	1.947.076
Empregados	11.618		11.618	217.590	(8.037)	209.553
Remuneração Direta	11.478		11.478	136.428		136.428
FGTS	83		83	20.391		20.391
Benefícios	57		57	50.717	(8.037)	42.680
Participação nos Lucros e Resultados				10.054		10.054
Impostos, Taxas e Contribuições	12.079		12.079	1.450.664		1.450.664
Federal	10.919		10.919	781.302		781.302
Estadual e Municipal	1.160		1.160	669.362		669.362
Remuneração de Capitais de Terceiros	1.135		1.135	120.601	10.706	131.307
Aluguéis	436		436	33.310		33.310
Despesas Financeiras	699		699	87.291	10.706	97.997
Remuneração de Capitais Próprios	152.082	(21.681)	130.401	177.233	(21.681)	155.552
Participação dos Acionistas						
Não Controladores				25.151		25.151
Lucros Líquidos Retidos	152.082	(21.681)	130.401	152.082	(21.681)	130.401
Os impactos apresentados estão de acordo com as justificativas abaixo: (i) Investimento - Corumbá Concessões S.A.: O valor do ajuste no investimento da Corumbá Concessões S.A. para o exercício de 2017 foi de R\$ 2.794, proporcionalmente ao investimento do Grupo, com reflexo na conta de investimento do ativo e na equivalência patrimonial no resultado, conforme detalhamento a seguir: a) Extinção do Regime Tributário de Transição (RTT) - FIP: Após estudo realizado sobre os efeitos da adoção inicial da Lei nº 12.973/14, considerando o disposto no inciso IV, do art. 69, foi apurada a diferença negativa de R\$ 1.861, que deverá ser adicionada pela Companhia na apuração do IRPJ/CSLL, em quotas fixas mensais, durante o prazo restante de vigência do contrato de concessão no valor mensal de R\$ 7. Referido montante foi apurado mediante a desconsideração dos efeitos da despesa com correção do FIP nos ajustes devido a extinção do Regime Tributário de Transição - RTT. b) Extinção do Regime Tributário de Transição (RTT) - Outorga: Sobre os ajustes de exercícios anteriores realizados em 2010 naquela Companhia, relativos a Outorga, foi verificado que no valor da atualização financeira do passivo, registrado contra ajustes de exercícios anteriores no patrimônio líquido da Companhia (R\$ 15.192), não foi contemplado pelos ajustes após a extinção do Regime Tributário de Transição - RTT, e, tão pouco, pela metodologia de apuração de IRPJ/CSLL oriunda da adoção inicial da Lei nº 12.973/2014. Assim, a partir da adoção inicial da Lei nº 12.973/2014, o montante em questão (R\$ 15.192 mil) é passível de exclusão nas bases de cálculo de IRPJ/CSLL da Companhia, em quotas fixas mensais, durante o prazo restante de vigência do contrato de concessão no valor mensal de R\$ 57, por referir-se, em última análise, a uma diferença positiva, apurada nos termos do inciso IV, do art. 69, da Lei. c) IRPJ/CSLL diferidos: Ocorreu a baixa proporcional referente aos IRPJ/CSLL diferidos constituídos na época sobre diferença temporária adoção Lei 12.973/14, pelos efeitos apresentados nos itens anteriores. d) Reclassificação Imobilizado: Reclassificação de terrenos para a classificação “Reservatório”, que se refere a propriedades alagadas para fins de formação do reservatório artificial da UHE Corumbá IV. Terrenos sem valor comercial, nos termos da Resolução Normativa nº 367/2009. Desta forma, houve o impacto referente a depreciação retroativa da rubrica “Reservatório”. (ii) Investimento - CEB Distribuição S.A.: (a) FINSOCIAL: Trata-se de sentença proferida na Ação Ordinária nº 2005.34.00.0169322, que tramitou na 2ª Vara da Justiça Federal do Distrito Federal, que reconheceu à Distribuidora o direito de compensar os valores do crédito tributário do FINSOCIAL, recolhidos indevidamente ou a maior nos períodos de agosto de 1991 a março de 1992. Em 27 de junho de 2016, a Delegacia de Orientação e Análise Tributária da Delegacia da Receita Federal em Brasília/DF, emitiu o Despacho Decisório nº 1.131/2016, deferindo o pedido de habilitação de crédito decorrente de decisão judicial transitada em julgado, autorizando a CEB Distribuição S.A. a efetuar a compensação tributária do referido crédito com qualquer tributo federal, nos termos do art. 82 da Instrução Normativa RFB nº 1.300, de 20 de novembro de 2012.						
Após a habilitação do crédito, ainda em 2016, a CEB D atualizou os montantes de FINSOCIAL em desacordo com as orientações da sentença proferida na Ação Ordinária e do Manual de Orientação de Procedimentos para os cálculos na Justiça Federal, elaborado pelo Conselho da Justiça Federal, gerando um crédito tributário de R\$ 31.676, que foi compensado com tributos federais referentes às competências de 2016 e 2017. Em 2018, a Administração da Companhia identificou a divergência e procedeu a revisão dos cálculos para atualização monetária dos créditos tributários do FINSOCIAL, obtendo o valor de R\$ 9.076. Tal feito gerou a reapuração dos tributos incidentes de 2016, tendo em vista o registro contábil a maior da receita, bem como promoveu a reavaliação das obrigações dos tributos federais compensados à época. (b) PIS/PASEP: Sentença proferida na Ação Ordinária nº 2005.34.00.0169322, de mesma natureza do referido FINSOCIAL, que tramitou na 2ª Vara da Justiça Federal do Distrito Federal, que reconheceu à Distribuidora o direito de compensar os valores do crédito tributário do PIS/PASEP, recolhidos indevidamente ou a maior nos períodos de outubro de 1991 a março de 1996. Em 03 de janeiro de 2017, a Delegacia de Orientação e Análise Tributária da Delegacia da Receita Federal em Brasília/DF, emitiu o Despacho Decisório nº 0008/2017, deferindo o pedido de habilitação de crédito decorrente de decisão judicial transitada em julgado, autorizando a CEB Distribuição S.A. a efetuar a compensação tributária do referido crédito com qualquer tributo federal, nos termos do art. 82 da Instrução Normativa RFB nº 1.300, de 20 de novembro de 2012. Após a habilitação do crédito, já em 2017, a Distribuidora atualizou os montantes de PIS/PASEP em desacordo com as orientações da sentença proferida na Ação Ordinária e do Manual de Orientação de Procedimentos para os Cálculos na Justiça Federal, elaborado pelo Conselho da Justiça Federal, gerando um crédito tributário de R\$ 66.025, que foi compensado com tributos federais de competência do exercício de 2017. Em 2018, a Administração da Companhia identificou a divergência e procedeu a revisão dos cálculos para atualização monetária dos créditos tributários do PIS/PASEP, obtendo o valor de R\$ 18.552. Tal feito gerou a reapuração dos tributos incidentes de 2016, com reflexos também em 2017 e 2018, tendo em vista o registro contábil a maior da receita, bem como promoveu a reavaliação das obrigações dos tributos federais compensados à época. (c) Valor Novo de Reposição - VNR: Atualização em duplicidade do Ativo Financeiro de Terrenos à Valor Novo de Reposição - VNR, reconhecidos indevidamente com Receita Financeira no exercício findo em 31 de dezembro de 2016. Com a renovação da concessão ocorrida em 2015, os valores de atualização dos Ativos Financeiros foram reclassificados para o Ativo Intangível, porém as atualizações de VNR subordinadas aos terrenos deveriam ter permanecido na rubrica de Ativo Financeiro. Tal ocorrência, impulsionou a geração em duplicidade da escrituração contábil da atualização do VNR no valor de R\$ 17.269. (d) Provisão e Encargos de Férias: A provisão e encargos de Férias é registrada mediante relatório fornecido pela Área de Recursos Humanos e quando do gozo, o valor foi realizado novamente na despesa, ocorrendo assim a duplicidade no resultado. O valor apurado da duplicidade soma R\$ 26.109, sendo R\$ 9.036 relativo a 2016 e R\$ 17.073 relativo a 2017. (e) Adoção inicial dos CPCs 47 e 48: Em atendimento ao CPC 47, a Distribuidora reclassificou as penalidades contratuais e regulatórias (DIC, FIC, DMIC e DICRI) de despesa operacional para o grupo de redutora da receita. Com relação ao reconhecimento e mensuração das perdas em decorrência da redução ao valor recuperável dos ativos financeiros do CPC 48, o tratamento foi alterado, incorrendo em redução ao valor recuperável das faturas com lastro até o período factível de efetuação de “corte de energia”. Os impactos do CPC 47, em 2017, na Distribuidora foi uma reclassificação entre despesas com vendas e a receita operacional líquida no montante de R\$ 4.230. Os impactos na Controladora foram de R\$ 152 do CPC 48 em relação ao Balanço de abertura, e R\$ 16.837 com impacto em 2017. A contrapartida destes valores são o prejuízo acumulado e despesas com vendas, respectivamente. (iii) Impactos na CEB: Em 2017, a Companhia havia contabilizado em seu patrimônio líquido duas reservas baseadas no lucro apurado. Com a reapresentação efetuada pela CEB Distribuição S.A., o impacto no resultado foi significativo a ponto de reverter o lucro em prejuízo. Neste caso, as reservas foram absorvidas contra o prejuízo apurado na reapresentação. O ajuste no investimento da Corumbá Concessões S.A. para o exercício de 2017 foi de R\$ 2.794. O ajuste no investimento da CEB Distribuição S.A. para o exercício de 2016 foi de R\$ 68.431 e 18.887 em 2017, com reflexo na conta de investimento do ativo em contrapartida com o Patrimônio Líquido e resultado de equivalência patrimonial, respectivamente. Nas demonstrações consolidadas, a Corumbá Concessões S.A. não é apresentada de forma consolidada, o reflexo do ajuste é o mesmo apresentado na controladora. Já os demais reflexos são os apresentados pela Distribuidora e estão segregados conforme o item (ii) desta nota.						
4. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCO						
4.1. Considerações gerais: O Grupo mantém operações com instrumentos financeiros, cujos limites de exposição aos riscos de crédito são aprovados e revisados periodicamente pela Administração. Todos os instrumentos financeiros são inerentes às respectivas atividades operacionais, e não operam com derivativos. Relativamente à gestão de risco, há duas vertentes predominantes que têm merecido particular atenção da Administração: (i) a conjuntura econômico-financeira da CEB Distribuição S.A.; e (ii) as consequências da crise hídrica que repercutem no Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, resultando em encargos relevantes para a CEB Lajeado S.A.; a CEB Participações S.A.; a CEB Geração S.A.; a Corumbá Concessões S.A.; e a Energética Corumbá III S.A.. Quanto à CEB D, a diretriz da Administração é oferecer um serviço de qualidade à população do Distrito Federal e garantir rentabilidade compatível com o mercado aos seus acionistas, bem como assegurar sua sustentabilidade econômico-financeira. Para tanto, a CEB concebeu o Plano de Negócios - Período 2019 a 2023, que está descrito no Subitem 2.2.1.1.1., “Letra (i) Informações sobre aspectos relacionados ao pressuposto da continuidade operacional da CEB D” destas Notas Explicativas. Com relação às empresas geradoras/comercializadoras, o “Item 1.2 Acordo GSF - Repactuação do Risco Hidrológico - Impactos Sobre as Investidas” destas Notas Explicativas, relata as iniciativas da Administração sobre este aspecto. 4.2. Gerenciamento de Riscos: A Administração da CEB e de suas controladas tem total responsabilidade pelo estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento de seus riscos observando, para tanto, as avaliações técnicas corporativas das empresas do Grupo. As políticas de gerenciamento de risco são estabelecidas para dar previsibilidade a eventuais riscos, objetivando definir limites e controles apropriados, de forma a propiciar monitoração permanente e aderência aos limites operativos estabelecidos a cada empresa. A Administração busca, efetivamente, a previsibilidade com vistas ao acompanhamento de operações que porventura possam comprometer a liquidez e rentabilidade do Grupo. Essa política, lastreada em sistemas de gerenciamento de riscos, trata da revisão periódica dos riscos financeiros associados às captações, de modo a antecipar eventuais mudanças nas condições de mercado e seus reflexos nas atividades do Grupo. A CEB, por meio de seus atos normativos e de gestão em suas controladas, atua de forma a desenvolver um ambiente de controle disciplinado e construtivo, no qual, as empresas ajustam seus padrões de riscos às recomendações da Administração. O Grupo mantém operações com instrumentos financeiros, cujos limites de exposição aos riscos de crédito são aprovados e revisados periodicamente pela Administração. Todos os instrumentos						
continua						

continuação

Companhia Energética de Brasília - CEB

financeiros são inerentes à atividade operacional do Grupo, que não opera com instrumentos financeiros derivativos. Em observância à Lei 13.303/16, cada empresa do Grupo deverá observar as regras de governança corporativa, de transparência e de estruturas, práticas de gestão de riscos e de controle interno, composição da administração e, havendo acionistas, mecanismos para sua proteção, todos constantes da citada Lei.

4.2.1. Risco de crédito: A CEB e suas controladas qualificam o risco de crédito pela incerteza no recebimento de valores faturados a seus clientes, decorrentes das vendas de energia elétrica e da prestação de serviços correlatos. O principal mitigador do risco é a regulamentação setorial, uma vez que parcela da inadimplência vinculada ao contas a receber da Companhia estão incorporadas na Parcela “A” das tarifas, que são capturadas nos processos de reajustes e de revisões tarifárias subsequentes. A CEB D pratica linha de parcelamento para devedores em todas as suas agências e postos de atendimento, e programas de incentivo à negociação de débitos de longa data, com redução escalonada de encargos por atraso, objetivando manter a liquidez de seus faturamentos. Além dos aspectos apresentados, a Administração entende que a estrutura de controle e contratações adotada para a minimização de riscos de crédito, corroborada pela regulação setorial emanada da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, garante às concessionárias riscos mínimos de sofrer perdas decorrentes de inadimplência de suas contrapartes ou de instituições financeiras depositárias de recursos financeiros. Do mesmo modo, a prudência nos investimentos financeiros minimiza os riscos de crédito, uma vez que realiza operações com instituições financeiras de baixo risco avaliadas por agência de *rating*. Reitera-se, finalmente, que a Distribuidora utiliza todas as ferramentas de cobrança permitidas pelo Órgão Regulador, tais como: telecobrança; suspensão de fornecimento por inadimplência; negativação e protesto de débitos; ações judiciais; mediação no Centro Judiciário de Solução de conflitos e Cidadania de Brasília - CEJUS/TJDFT; e acompanhamento e negociação permanente das posições em aberto.

4.2.2. Risco de liquidez: O Grupo, em especial a CEB D, tem financiado suas operações com recursos oriundos de suas atividades operacionais, do mercado financeiro e de empresas controladas e coligadas. A situação econômica e financeira é constantemente avaliada por meio de informações da área financeira, tratadas em ambiente de executivos da Companhia. No que concerne ao acompanhamento de caixa, a Administração tem buscado efetividade no gerenciamento orçamentário, visando equilibrar o efeito financeiro da recomposição dos Ativos e Passivos Financeiros Setoriais (Nota Explicativa nº 8), bem como a incompatibilidade da estrutura tarifária vigente contra seus custos de Parcela A e Parcela B sem reconhecimento tarifário. Os planos da Administração para manutenção das atividades da concessionária passam, entre outros, pelo equilíbrio econômico-financeiro, em atendimento as metas regulatórias, previstas no Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 066/1999 - ANEEL, com alternativas para o saneamento e sustentabilidade da Distribuidora, conforme evidenciado na Nota Explicativa nº 2.2.1.1.1. Assim, as Demonstrações Financeiras daquela Companhia foram elaboradas no pressuposto de continuidade normal dos negócios da concessionária. A seguir, estão demonstrados os fluxos de caixa contratuais dos principais passivos financeiros:

Consolidado	Valor	Até 1 ano	De 1 a 2 anos	Acima de 2 anos
Passivos Financeiros não Derivativos				
Fornecedores	524.848	448.018	36.830	
Empréstimos e Financiamentos	274.263	86.069	115.498	76.366
Debêntures	262.797	247.778	15.019	
Total	1.061.908	781.865	167.347	76.366

4.2.3. Risco de taxa de juros: O Grupo possui ativos e passivos remunerados por taxas de expectativas inflacionárias e/ou encargos de juros. Esses ativos e passivos incluem, relevantemente, os créditos a receber na data-base do balanço, debêntures e os empréstimos passivos. Vide detalhamento desses encargos nas Notas Explicativas nos 21 e 22, respectivamente. A CEB Distribuição S.A possui Ativos e Passivos remunerados por taxas de expectativas inflacionárias e/ou encargos de juros, em especial das variações atreladas aos indexadores IGP-M, CDI e TJLP. Tais Ativos e Passivos incluem, principalmente, os créditos a receber com clientes, as obrigações com fornecedores ou dívidas em atraso, renegociadas até a data-base do balanço, e as obrigações com empréstimos, financiamentos e debêntures. Consequentemente, as variações positivas e negativas dos indexadores e juros atreladas a esses ativos e passivos afetam diretamente o resultado do Grupo.

4.2.3.1. Análise de sensibilidade: A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade para os instrumentos financeiros do Grupo que estão sujeitos às oscilações nas taxas CDI, TJLP, IGP-M e UMBNDES. Estimou-se que, em um cenário provável em 31 de dezembro de 2019, as taxas CDI e IGP-M atinjam um patamar de 6,5% e 4,17%, respectivamente, de acordo com o Relatório Focus do Banco Central do Brasil, de 28 de dezembro de 2018 (Mediana - Top 5 Curto Prazo). No caso da TLP, atribuiu-se a taxa de 7,03% a.a., para o primeiro trimestre de 2019. A Administração assumiu a premissa de que esta taxa não sofrerá alterações que possam impactar materialmente as projeções para a data de 31 de dezembro de 2019. Também se espera que a taxa de 4,631634% da UMBNDES se mantenha estável para os próximos trimestres de 2019. A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de uma alta nas taxas de 25% e 50% em relação ao cenário provável, considerados como possível e remoto.

		Provável	Possível	Remoto
CDI		6,5%	8,13%	9,75%
TLP		7,03%	8,79%	10,55%
IGP-M		4,17%	5,21%	6,26%
UMBNDDES		4,63%	5,79%	6,95%

Fica registrado que os empréstimos contratados com taxas pré-fixadas não foram objeto de avaliação.

Alta do CDI	Exposição	Cenários Projetados - Base 31/12/2018		
	(R\$ mil)	Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
Efeito da Variação do CDI		6,5%	8,13%	9,75%
	479.606	510.780	518.598	526.368
		(31.174)	(38.992)	(46.762)
Alta do CDI	Exposição	Cenários Projetados - Base 31/12/2017		
	(R\$ mil)	Provável	Possível - 25%	Provável
Efeito da Variação do CDI		6,75%	8,44%	10,13%
	420.344	448.717	455.821	462.925
		(28.373)	(35.477)	(42.581)
Alta da TLP	Exposição	Cenários Projetados - Base 31/12/2018		
	(R\$ mil)	Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
Efeito da Variação da TLP		7,03%	8,79%	10,55%
	50.686	54.249	55.141	56.033
		(3.563)	(4.455)	(5.347)
Alta da TLP	Exposição	Cenários Projetados - Base 31/12/2017		
	(R\$ mil)	Provável	Provável - 25%	Provável
Efeito da Variação da TLP		6,75%	8,44%	10,13%
	58.092	62.013	62.995	63.977
		(3.921)	(4.903)	(5.885)
Alta do IGP-M	Exposição	Cenários Projetados - Base 31/12/2018		
	(R\$ mil)	Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
Efeito da Variação do IGP-M		4,17%	5,21%	6,26%
	327	341	344	347
		(14)	(17)	(20)
Alta do IGP-M	Exposição	Cenários Projetados - Base 31/12/2017		
	(R\$ mil)	Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
Efeito da Variação do IGP-M		4,23%	5,29%	6,35%
	496	517	522	527
		(21)	(26)	(31)
Alta do UMBNDES	Exposição	Cenários Projetados - Base 31/12/2018		
	(R\$ mil)	Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
Efeito da Variação do UMBNDES		4,63%	5,79%	6,95%
	9.094	9.515	9.621	9.726
		(421)	(527)	(632)
Alta do UMBNDES	Exposição	Cenários Projetados - Base 31/12/2017		
	(R\$ mil)	Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
Efeito da Variação do UMBNDES		6,45%	8,06%	9,68%
	12.771	13.595	13.800	14.007
		(824)	(1.029)	(1.236)

4.2.4. Risco cambial: A Companhia, em outubro de 2018, firmou com as Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás), a renegociação da dívida de fornecimento de energia elétrica da Usina de Itaipu Binacional, referentes às faturas dos meses de março a julho de 2018, as quais totalizam US\$ 31.948 mil dólares americanos. Esses valores serão atualizados durante a realização do contrato a taxa de 0,5% (meio por cento), calculados *pro rata die*, durante os primeiros 15 (quinze) dias e de 1% (um por cento), também calculados *pro rata die*, a partir do 16º (décimo sexto dia) de cada mês. O valor total desta renegociação de dívida, será amortizado em 18 (dezoito) parcelas mensais e consecutivas, iniciado em 30 de novembro de 2018 e com juros remuneratórios da ordem de 1% (um por cento) ao mês, calculados *pro rata die*, a partir da assinatura do contrato. Além do valor renegociado, a Companhia possui outros passivos que montam US\$ 9.164 mil dólares americanos que também se referem a fornecimento de energia, porém estão fora dos valores negociados e possuem vencimentos em janeiro de 2019. O total da dívida efetiva em dólar em 31 de dezembro de 2018, representa US\$ 40.173 mil dólares americanos, equivalente, em R\$, a R\$ 154.192. A tabela seguinte mostra a possibilidade de perda ou ganho que poderá ser reconhecida no resultado Consolidado do exercício seguinte, dado o impacto da variação cambial:

Exposição em 31/12/2018	Risco	Efeito	Cenários Projetados - 12 meses		
			Provável	Possível - 10%	Remoto - 25%
US\$ 40.173 / R\$ 154.192	Alta do Dólar	Balanco	3,68*	4,05	4,60
		Resultado	147.836	162.701	184.796
			6.355	(8.509)	(30.604)
			3,68*	3,31	2,76
US\$ 40.173 / R\$ 154.192	Baixa do Dólar	Balanco	147.836	132.973	110.877
		Resultado	6.355	21.219	43.314

* Projeção Bradesco divulgada em 08 de fevereiro de 2018.

4.2.5. Risco operacional: Risco operacional é o risco de prejuízos diretos ou indiretos decorrentes de uma variedade de causas associadas a processos, pessoal, tecnologia e infraestrutura do Grupo e de fatores externos, exceto riscos de crédito, mercado e liquidez, como aqueles decorrentes de exigências regulatórias e de padrões geralmente aceitos de comportamento empresarial. Riscos operacionais surgem em todas as operações do Grupo. O objetivo da Administração da Companhia é administrar o risco operacional de todo o Grupo para: (i) evitar a ocorrência de prejuízos financeiros e danos à reputação da Organização e de suas controladas e coligadas; e (ii) buscar eficácia de custos. Relativamente à gestão de risco, há duas vertentes predominantes que têm merecido particular atenção da Administração: (i) a conjuntura econômico-financeira da CEB Distribuição S.A.; e (ii) as consequências da crise hídrica que repercutem no Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, resultando em encargos relevantes para a CEB Lajeado S.A.; a CEB Participações S.A.; a CEB Geração S.A.; a Corumbá Concessões S.A.; e a Energética Corumbá III S.A..

4.2.6. Risco regulatório: Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 066/1999 - ANEEL estabelece, entre outros, parâmetros mínimos de sustentabilidade econômico-financeiro, limites anuais globais de indicadores de continuidade coletivos, bem como condições para prorrogação do contrato de concessão. No exercício de 2018, a CEB D apresentou, por apuração interna, seu LAJIDA Regulatório inferior à Quota de Reintegração Regulatória - QRR. Caso haja descumprimento de qualquer meta, prevista no citado Aditivo, por dois anos consecutivos ou quaisquer das Condições ao final do quinto ano, é prevista a extinção da Concessão, respeitado o direito à ampla defesa e ao contraditório. Como alternativa, a Administração vem elaborando plano de ação, com critérios e metas pré-definidas para recuperação do equilíbrio econômico-Financeiro da Companhia, tendo em vista o não atendimento dos *covenants* regulatórios atribuídos para o exercício de 2019. Adicionalmente, a Companhia possui a obrigatoriedade de destinação de 1% da Receita Operacional Líquida aos Programas de Eficiência Energética (PEE), Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, Ministério de Minas e Energia (MME) e ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL). Dessa forma, à luz da Lei nº 9.991/2000, a concessionária que acumular, em 31 de dezembro de cada ano, um montante superior ao investimento obrigatório dos 24 meses anteriores, incluindo o mês de apuração (dezembro), obrigações com P&D e ou PEE, está sujeita às penalidades previstas na Resolução Normativa nº 63/2004. Em 2018, o cálculo de verificação do saldo das obrigações com PEE ficou aderente ao limite estabelecido pela ANEEL, enquanto na análise do saldo de obrigações com P&D a variação foi de R\$ 10.962 acima do limite permitido pelo Órgão Regulador.

4.2.7. Risco de aceleração de dívidas: A CEB Distribuição S.A. possui contratos de empréstimos, financiamentos, debêntures e parcelamentos, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação. Essas cláusulas não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações, se atendidas nas periodicidades exigidas contratualmente ou obtida anuência prévia dos credores para o não atendimento. A CEB Distribuição S.A. apresentou quebra de *Covenants* no seu contrato da 3ª emissão da Debêntures fazendo com que a dívida possa ser exigida a curto prazo, conforme mencionado na Nota nº 21.

4.2.8. Risco de sub/sobrecontratação: Risco inerente ao negócio de distribuição de energia no mercado brasileiro ao qual a CEB D e todas as distribuidoras do mercado estão expostas. A Companhia pode ficar impossibilitada de repassar integralmente os custos de suas compras de energia elétrica em duas situações: (i) quando o volume de energia contratada for superior a 105% da energia demandada pelos consumidores e (ii) quando o nível de contratos for inferior a 100% desta energia demandada. No primeiro caso, a energia contratada acima dos 105% é vendida na CCEE e não é repassada aos consumidores, ou seja, em cenários de PLD inferior ao preço de compra desses contratos, há uma perda para a concessionária. No segundo caso, além da Companhia ser obrigada a adquirir energia ao valor do PLD na CCEE e não possuir garantias de repasse integral na tarifa dos consumidores, há uma penalidade por insuficiência de lastro contratual. Essas situações podem ser mitigadas se as distribuidoras fizerem jus a exposições ou sobras involuntárias. Em 31 de dezembro de 2018, a CEB Distribuição S.A. estava sobrecontratada em torno de 107,8% no período de 2018, com 2,8 p.p acima do nível regulatório, operando com PLD médio acima do preço de compra apurando lucro na operação no período.

4.3. Gestão de Capital: Os objetivos do Grupo ao administrar seu capital são os de salvaguardar sua capacidade de continuidade para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de manter uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo. Para manter ou ajustar a estrutura de capital do Grupo, a Administração pode propor, nos casos em que precisar da aprovação dos acionistas, rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas ou, ainda, emitir novas ações ou vender ativos para reduzir, por exemplo, o nível de endividamento. O Grupo monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à dívida líquida expressa como percentual do capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curtos e longos prazos, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado, com a dívida líquida. Os índices de alavancagem financeira podem ser assim resumidos:

		31/12/2017	01/01/2017
		31/12/2018	Reapresentado
Total dos Empréstimos e Financiamento/Debêntures			
(Notas Explicativas nºs 21 e 22)			
		537.060	506.970
Menos: Caixa e Equivalentes de Caixa (Nota Explicativa nº 5)		(179.699)	(92.001)
Dívida líquida		357.361	414.969
Total do Patrimônio Líquido (Nota Explicativa nº 29)		587.113	542.867
Total do Capital		944.474	957.836
Índice de Alavancagem Financeira - %		37,8	43,3

4.4. Valor Justo: Os instrumentos financeiros ativos e passivos são registrados, inicialmente, pelo valor justo das transações que lhes deram origem e são atualizados, quando aplicável, com base nos encargos contratuais e ajustados pelas estimativas de perda. A Administração avalia que os valores apurados com base nesses critérios podem ser considerados a melhor estimativa para apuração do valor justo dos instrumentos financeiros detidos pelo Grupo. As tabelas seguintes demonstram, de forma resumida, os ativos financeiros registrados a valor justo em 31 de dezembro de 2018 e em 2017.

		31/12/2018			
		Controladora		Consolidado	
		Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil
Ativos Financeiros					
Empréstimos e Recebíveis					
Caixa e Bancos	Valor Justo	15	15	46.598	46.598
Contas a Receber	Custo Amortizado	26.994	26.994	655.972	655.972
Valores a Receber Parcela A e Outros Itens Financeiros	Custo Amortizado			862.704	862.704
Mantidos até o Vencimento					
Aplicações Financeiras	Custo Amortizado			10.355	10.355
Valor Justo Por Meio do Resultado					
Aplicações Financeiras	Valor Justo	12.769	12.769	133.101	133.101

continua

continuação

Companhia Energética de Brasília - CEB

	Avaliação	31/12/2018			
		Controladora		Consolidado	
		Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil
Disponível para Venda	Valor Justo			144.450	144.450
Ativo Financeiro Indenizável					
Passivos Financeiros					
Outros Passivos Financeiros					
Fornecedores	Custo Amortizado	15.237	15.237	524.848	524.848
Debêntures	Custo Amortizado			262.797	262.797
Empréstimos e Financiamentos	Custo Amortizado			274.263	274.263
Obrigações Societárias	Custo Amortizado	5.885	5.885	16.744	16.744
Valores a Pagar Parcela A e Outros Itens Financeiros	Custo Amortizado			626.004	626.004
Encargos Regulatórios	Custo Amortizado			269.022	269.022
Obrigações Vinculadas a Concessão	Custo Amortizado			3.400	3.400
		31/12/2017 - Reapresentado			
		Controladora		Consolidado	
		Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil
Ativos Financeiros					
Empréstimos e Recebíveis					
Caixa e Bancos	Valor Justo	571	571	38.722	38.722
Contas a Receber	Custo Amortizado	15.323	15.323	581.834	581.834
Valores a Receber Parcela A e Outros Itens Financeiros	Custo Amortizado			922.669	922.669
Mantidos até o Vencimento					
Aplicações Financeiras	Custo Amortizado			7.770	7.770
Valor Justo Por Meio do Resultado					
Aplicações Financeiras	Valor Justo	6.393	6.393	53.279	53.279
Disponível para Venda					
Ativo Financeiro Indenizável	Valor Justo			137.481	137.481
Passivos Financeiros					
Outros Passivos Financeiros					
Fornecedores	Custo Amortizado	8.795	8.795	403.602	403.602
Debêntures	Custo Amortizado			126.628	126.628
Empréstimos e Financiamentos	Custo Amortizado			380.342	380.342
Obrigações Societárias	Custo Amortizado	7.741	7.741	16.766	16.766
Valores a Pagar Parcela A e Outros Itens Financeiros	Custo Amortizado			575.860	575.860
Encargos Regulatórios	Custo Amortizado			269.022	269.022
Obrigações Vinculadas a Concessão	Custo Amortizado			65.420	65.420

4.4.1. Estimativa do valor justo: Os instrumentos financeiros ativos e passivos são registrados inicialmente pelo valor justo das transações que lhes deram origem e são atualizados, quando aplicável, com base nos encargos contratuais e ajustados pelas estimativas de perda. A Administração avalia que os valores apurados com base nesses critérios podem ser considerados a melhor estimativa para apuração do valor justo dos instrumentos financeiros detidos.

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Caixa e Bancos Conta Movimento	15	571	46.598	38.722
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata	12.769	6.393	133.101	53.279
Total	12.784	6.964	179.699	92.001

As aplicações financeiras correspondem a Certificados de Depósitos Bancários - CDB contratados com o Banco de Brasília - BRB, com possibilidade de resgate a qualquer tempo. Todas as operações são de liquidez imediata, prontamente conversíveis em montantes conhecidos de caixa, sujeitas a um risco baixo e sem restrição de uso. A remuneração destas Aplicações Financeiras é de 95% do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

6. CONTAS A RECEBER

6.1. Composição do Contas a Receber:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias			689.124	621.985
Títulos de Créditos a Receber			67.322	66.301
Serviços Prestados a Terceiros	36.606	25.229	57.287	37.650
Total a Receber Bruto	36.606	25.229	813.733	725.936
Estimativa de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa (Nota Explicativa 30.3)	(9.612)	(9.906)	(157.761)	(144.102)
Total a Receber Líquido	26.994	15.323	655.972	581.834
Circulante	26.994	15.323	622.655	538.539
Não Circulante			33.317	43.295

6.2. Valores a Receber por Idade de Vencimento:

	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos de 91 a 180 dias	Vencidos há mais de 180 dias	Total 31/12/2018	Total 31/12/2017
Classes de Consumidor						
Residencial	82.228	116.216	40.174	10.654	249.272	196.857
Industrial	5.357	3.817	757	1.030	10.961	9.883
Comércio, Serviços e Outros	67.601	38.489	10.346	20.654	137.090	114.938
Rural	3.406	4.083	1.580	667	9.736	8.109
Poder Público	21.934	13.682	2.573	24.504	62.693	64.554
Iluminação Pública	14.962	15.233		24.483	54.678	39.034
Serviço Público	14.557				14.557	10.992
Subtotal Consumidores	210.045	191.520	55.430	81.992	538.987	444.367
Fornecimento Não Faturado	155.033				155.033	143.230
Energia Elétrica Curto Prazo - CCEE	29.779				29.779	55.567
Serviços Prestados a Terceiros (Incluso Serviços de IP)	40.230	7.535	3.965	5.747	57.477	37.650
Concessionárias e Permissionárias	2.656				2.656	1.574
Parcelamentos a Faturar CP e LP	33.948				33.948	43.823
Serviço Taxado	1.667				1.667	1.347
Outros	7.071				7.071	19.639
Arrecadação a Classificar	(12.885)				(12.885)	(21.261)
Total	467.544	199.055	59.395	87.739	813.733	725.936
Estimativa de Perdas com Créditos Liquidação Duvidosa					(157.761)	(144.102)
Contas a Receber Líquido					655.972	581.834

6.3. Estimativa de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa: A estimativa de perdas com créditos de liquidação duvidosa foi constituída com premissas consideradas suficientes para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos e está constituída de acordo com os valores a receber dos consumidores da classe residencial vencidos há mais de 90 dias; da classe comercial, vencidos há mais de 180 dias; e das classes industrial, rural, poderes públicos, iluminação pública e

serviços públicos, vencidos há mais de 360 dias, incluindo parcelamento de débitos. Com a adoção do Pronunciamento Técnico CPC 48, foram considerados ainda, para efeitos de constituição da EPCLD, o incremento das faturas de clientes com histórico de inadimplimento, excetuando-se as faturas vencidas até noventa dias, haja vista seu potencial de recebimento através da cobrança administrativa vinculada ao corte de energia elétrica. Segue um resumo das faixas de atrasos sujeitas às provisões:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Poder Público	(9.612)	(9.906)	(37.192)	(50.316)
Iluminação Pública			(24.640)	(24.640)
Residencial			(51.987)	(39.170)
Comercial			(41.429)	(27.896)
Serviço Público			(728)	(8)
Industrial			(1.010)	(1.473)
Rural			(775)	(599)
Total	(9.612)	(9.906)	(157.761)	(144.102)

A Lei nº 5.434/2014 autorizou o Poder Executivo a transferir à CEB, como dação em pagamento de dívidas de obras do sistema de iluminação pública do Distrito Federal, os terrenos localizados na Quadra 1 do Setor de Indústria e Abastecimento de Brasília e na Quadra QI 16 do Setor de Indústria de Ceilândia. O § 1º do art. 3º da referida Lei reservou os terrenos, exclusivamente, para essa finalidade. Entretanto, o Governo do Distrito Federal optou por realizar a maior parte dos pagamentos dos débitos em espécie no âmbito administrativo e por intermédio de acordo judicial. A movimentação da estimativa de perdas com créditos de liquidação duvidosa está assim apresentada:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Saldo em 1º de janeiro de 2017 - Reapresentado			49.743	154.305
Adições			1.210	128.341
Baixa Para Perda - Lei 9.430/96				(79.775)
Reversões			(41.047)	(58.769)
Saldo em 31 de dezembro de 2017 - Reapresentado			9.906	144.102
Adições			5.846	162.358
Baixa Para Perda - Lei 9.430/96				(106.427)
Reversões			(6.140)	(42.273)
Saldo em 31 de dezembro de 2018			9.612	157.761

6.4. Créditos Com o Governo do Distrito Federal (Consolidado): Os créditos devidos pelo Governo do Distrito Federal são representados pelos valores a receber de entidades e órgãos da administração pública do Distrito Federal, cujo valor total corresponde a R\$ 95.304, em 31 de dezembro de 2018 (R\$ 62.325 em 2017 - Reapresentado), compostos por fornecimento de energia elétrica, serviços de manutenção e obras de iluminação pública. Em 31 de dezembro de 2018, o valor das perdas estimadas com crédito de liquidação duvidosa com o Governo do Distrito Federal totalizou R\$ 57.286, dos quais, R\$ 47.674 no âmbito da CEB D referentes a consumo de energia, e R\$ 9.612 relativos a serviços de iluminação pública prestados pela CEB. O quadro seguinte mostra a composição dos créditos com o acionista controlador por idade de vencimento:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Saldos Vincendos	19.459	2.126	59.443	36.676
Vencidos até 90 dias	7.435	13.074	33.675	25.526
Vencidos de 91 a 360 dias	3.965	123	6.051	9.429
Vencidos há mais de 360 dias	5.747	9.906	53.421	63.075
Estimativa de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa	(9.612)	(9.906)	(57.286)	(72.381)
Total	26.994	15.323	95.304	62.325

7. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES COMPENSÁVEIS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ (a)	19.443	22.425	26.096	47.680
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido - CSLL (a)	7.386	7.821	13.004	18.815
Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF	2.448		2.461	13
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestações de Serviços de Transportes Estaduais, Intermunicipais e de Comunicações - ICMS (b)			9.194	10.414
Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social - COFINS	80		623	324
Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza - ISS	384	780	2.721	2.825
Programa de Integração Social - PIS	404	387	615	458
Crédito de PIS/PASEP Sobre Decisão Judicial				
Contribuição Provisória Sobre Movimentação Financeira - CPMF	544	544	544	544
Outros	58	29	58	29
Total	30.747	31.986	55.316	81.102
Circulante	4.684	1.758	23.169	44.850
Não Circulante	26.063	30.228	32.147	36.252

(a) Os valores de Imposto de Renda e Contribuição Social referem-se às antecipações feitas no período; aos saldos negativos de exercícios anteriores; e às retenções fonte por órgãos públicos, em razão de a opção de apuração ser pelo Lucro Real Anual, bem como dos créditos provenientes de tributos diferidos e de ações judiciais.

(b) Os montantes de ICMS pagos na aquisição de bens utilizados na atividade de distribuição de energia da controlada CEB D são passíveis de ser compensados com os débitos do ICMS sobre faturamento, nos termos e critérios estabelecidos pela legislação fiscal vigente. A utilização dos créditos do ICMS é diferida em 48 parcelas mensais, de acordo com a Lei Complementar nº 102/2000.

7.1. Ativos Fiscais Diferidos Reconhecidos e Não Reconhecidos: 7.1.1. Ativos fiscais diferidos reconhecidos: Em conformidade com a Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002, a Administração, fundamentada em estudo técnico de viabilidade, estima a realização do ativo fiscal diferido no valor de R\$ 25.404, conforme demonstrado a seguir:

	Controle de Prejuízo Fiscal Acumulado a Compensar		Ativo Fiscal Diferido = Saldo x (+/-)34%
	Controle de Valores no Exercício		
	Saldo	D/C	
Histórico	75.067	C	25.523
Baixa por aproveitamento			
	Controle dos Custos a Faturar		Ativo Fiscal Diferido = Saldo x (+/-)34%
	Controle de Valores no Exercício		
	Saldo	D/C	
Histórico	1.041	C	354
Custo a faturar			
	Controle do Não Faturado		Ativo Fiscal Diferido = Saldo x (+/-)34%
	Controle de Valores no Exercício		
	Saldo	D/C	
Histórico	1.391	D	(473)
Não Faturado			
Total da Base de Apuração do Ativo Fiscal Diferido			74.718
Total Ativo Fiscal Diferido Apurado (34%)			25.404

A Administração, norteada pelo estudo técnico para a realização do ativo fiscal diferido, prevê que os créditos tributários sobre prejuízo fiscal e parte das diferenças temporárias possam ser realizados até 2019, a saber:

continua

Companhia Energética de Brasília - CEB					
continuação					
Controle do Ativo Fiscal Diferido	2018		2019		
	Base de Cálculo	Tributo	Base de Cálculo	Tributo	
Saldo Inicial	80.059	26.432	74.718	25.404	
(-)Saldo a ser Realizado de IRPJ	(3.025)	(756)	(74.718)	(25.404)	
(-)Saldo a ser Realizado de CSLL	(2.316)	(272)			
Saldo Final	74.718	25.404			
O estudo técnico de viabilidade elaborado pela Companhia foi objeto de apreciação no Conselho Fiscal e aprovado pelo Conselho de Administração em 14 de março de 2018 e 28 de março de 2018, respectivamente. 7.1.2. Ativos fiscais diferidos não reconhecidos: Segue o demonstrativo dos ativos fiscais diferidos não reconhecidos:					
	Controladora		Consolidado		
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	
Diferenças Temporárias	9.613	10.000	106.595	105.573	
Prejuízo Fiscal e Base Negativa			161.626	165.684	
Total	9.613	10.000	268.221	271.257	
A Companhia não reconheceu ativo fiscal diferido sobre Provisões para Contingências ou Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa, por entender que tais diferenças temporárias geram dívidas quanto a sua realização nos prazos previstos na Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002.					
As suas controladas não registram os efeitos dos ativos fiscais diferidos de imposto de renda e contribuição social, decorrentes de diferenças temporárias, Prejuízo Fiscal e Base Negativa, por não atenderem os critérios exigidos na referida instrução.					
8. VALORES A RECEBER DE PARCELA A E OUTROS ITENS FINANCEIROS					
Os Ativos e Passivos Financeiros Setoriais relacionam-se aos efeitos positivos e negativos (constituição, atualização e amortização) da variação entre os reajustes tarifários anuais e parte dos itens de custos não gerenciáveis (Parcela A) da Companhia. Segue demonstrativo das movimentações dos Ativos e Passivos Financeiros Setoriais ocorridas no período de 2018:					
Ativos Financeiros Setoriais	Saldo em				Saldo em
	31/12/2017	Constituição			
CVA Ativa	599.276	96.751	(190.256)	(1.064)	8.681
Aquisição de					
Energia - (CVA energia)	574.748	57.539	(172.230)	(2.725)	457.332
Energia Adquirida - Proinfra	539	750	(577)	27	739
Transporte Rede Básica	15.351	8.675	(9.248)	529	15.307
Transporte de Energia - Itaipu	8.638	3.247	(4.411)	90	7.564
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		26.540	(3.790)	1.015	8.681
Demais Ativos Financeiros Setoriais	323.392	313.353	(267.705)	6.593	(26.317)
Neutralidade da Parcela A	50.060	27.198	(44.217)	385	33.426
Sobrecontratação de Energia	3.182	214.343	(34.019)	8.801	(26.317)
Angra	21.803	4.110	(22.187)	(135)	3.591
Risco Hidrológico	96.060	89.995	(109.748)	(1.527)	74.780
Financeiros Mercado Curto Prazo	58.270		(57.344)	(926)	
Competência	93.962	(23.103)			70.859
Outros	56	810	(190)	(6)	671
Total Ativos Financeiros Setoriais	922.669	410.104	(457.961)	5.529	(17.636)
Circulante	922.669	410.104	(457.961)	5.529	(17.636)
Passivos Financeiros Setoriais	Saldo em				Saldo em
	31/12/2017	Constituição			
CVA Passiva	234.720	75.750	(173.071)	6.805	8.681
Aquisição de Energia					
- (CVAenergia)	3.711		(3.664)	(47)	
Energia Adquirida - PROINFA	3.240	(93)	(3.182)	91	56
Transporte Rede Básica		1.239		61	1.300
Encargos de Serviços de Sistema - ESS	153.181	96.896	(106.060)	6.317	150.334
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	74.588	(22.292)	(60.165)	383	8.681
Demais Passivos					
Financeiros Setoriais	341.140	235.228	(91.134)	14.204	(26.317)
Neutralidade da Parcela A		14.631		73	14.704
Sobrecontratação de Energia	96.348	13.924		6.386	(26.317)
Exposição Submercados	307		(302)	(5)	
Devoluções Tarifárias UD/ER	32.563	20.687	(14.161)	1.120	40.209
Baixa Renda	20.560		(20.233)	(327)	
Reversão Financeira MCP	69.175		(12.040)	2.044	59.179
Risco Hidrológico	114.037	89.995	(19.849)	3.370	187.553
Ressarcimento P&D		17.858	(3.019)		14.839
Reversão RTE 2018		78.133	(13.489)	1.653	66.297
Outros	8.150		(8.041)	(112)	(3)
Total Passivos Financeiros Setoriais	575.860	310.978	(264.205)	21.007	(17.636)
Circulante	543.297	290.291	(250.044)	19.887	4.930
Não Circulante	32.563	20.687	(14.161)	1.120	(22.566)
De acordo com o Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 066/1999, celebrado em 9 de dezembro de 2015, o Reajuste Tarifário Anual passa a ocorrer em 22 de outubro e tem como objetivo, restabelecer o poder de compra da receita por meio das tarifas praticadas pela concessionária. A receita da concessionária de distribuição é composta por duas parcelas: a "Parcela A", representada pelos custos não-gerenciáveis da Companhia (encargos setoriais, encargos de transmissão e compra de energia para revenda); e a "Parcela B", que agrega os custos gerenciáveis (despesas com operação e manutenção; e despesas de capital, dentre outras). No Reajuste Tarifário Anual, a "Parcela A" é totalmente recomposta de acordo com os custos vigentes naquele momento, enquanto a Parcela B é atualizada, basicamente, pela variação de mercado de referência (IPCA - Fator X), com a dedução de Outras Receitas (OR) e da Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativo (UD/ER) que são oferecidos à modicidade tarifária para o consumidor. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem aos valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias, devidamente comprovados pela distribuidora. A CVA - Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A", foi criada por meio da Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002 (PI nº 25). Tem por objetivo, registrar as variações observadas entre os gastos efetivamente incorridos e estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Seus valores são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC. Os custos da "Parcela A" cobertos pela CVA são os seguintes: I. Custo com Compra de Energia - tem por objetivo registrar as diferenças incorridas entre o custo efetivo da compra de energia para atendimento do mercado da distribuidora e o custo tarifário homologado pela ANEEL no último reajuste tarifário. II. Custos com Conexão e Uso dos Sistemas de Distribuição e/ou Transmissão - nesse grupo encontra-se cobertura para os seguintes custos: a) Custos de Rede Básica - referem-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às transmissoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST celebrado com o Operador Nacional do Sistema - ONS, para acesso à rede de transmissão do sistema interligado. b) Custo de Conexão - refere-se ao uso exclusivo, pelas distribuidoras, das demais instalações de transmissão não integrantes da rede básica e pertencentes às transmissoras, para conexão às instalações da rede básica de transmissão. Os valores desse custo são estabelecidos pela ANEEL e têm reajuste anual concatenado com a data de reajuste das tarifas de fornecimento das distribuidoras. c) Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional - refere-se ao custo de transmissão da quota parte de energia elétrica adquirida daquela geradora pela concessionária. d) Custo relativo ao Uso de Sistema de Distribuição - refere-se aos valores pagos pelas concessionárias a outras distribuidoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD celebrado entre as partes, para acesso à rede de distribuição. III. Encargos Seto-					
riais - os encargos setoriais são definidos em legislação própria, têm destinação específica e resultam de políticas de Governo para o setor elétrico nacional. Logo, a ANEEL não tem competência para criar ou extinguir encargos setoriais e os mesmos não representam ganhos de receita para a concessionária que recolhe os valores e os repassa aos gestores dos recursos. Na revisão tarifária, os Encargos Setoriais considerados são os seguintes: a) Conta de Desenvolvimento Energético - CDE - foi criada pela Lei nº 10.438/2002 e alterada pela Lei nº 12.783/2013, tem a finalidade de prover recursos para: i) universalização; ii) subvenção à subclasse residencial baixa renda; iii) Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; iv) amortização de operações financeiras vinculadas à reversão de ativos ao final das concessões; v) a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral. b) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE - foi instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, posteriormente alterada pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Esta última reduziu o valor da TFSEE de 0,5% para 0,4% do benefício econômico anual auferido pela concessionária. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades. c) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA - tem como objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica (energia eólica, biomassa e pequena central hidrelétrica). O custeio do PROINFA é estabelecido em conformidade com o Plano Anual do PROINFA - PAP, elaborado pela ELETROBRAS, conforme o disposto no art. 12 do Decreto nº 5.025/2004. Suas quotas são determinadas em função do mercado relativo aos consumidores cativos, livres e autoprodutores (caso o consumo seja maior que a geração própria) de cada distribuidora, conforme estabelece a Resolução Normativa ANEEL nº 127/2004. d) Encargo de Serviços do Sistema - ESS - foi estabelecido pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, representa um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços auxiliares, prestados aos usuários do Sistema Interligado Nacional - SIN. e) Encargo de Energia de Reserva - EER - previsto no Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN. Tais custos são provenientes de usinas especialmente contratadas mediante leilões para este fim. Inclui os custos administrativos, financeiros e tributários, que são rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN. f) Pesquisa e Desenvolvimento Energético - P&D - foi criado pela Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, que estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética no uso final, conforme determinam a Resolução ANEEL nº 271/2000 e a Resolução Normativa ANEEL nº 316/2008. IV. Sobrecontratação - o Decreto nº 7.945 determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até 105% (cento e cinco por cento) do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. V. Demais itens financeiros: a) Recuperação de Receita Diferida no IRT 2014: por determinação contida no art. 13 da Resolução Homologatória nº 1.937, de 25 de agosto de 2015, que homologou o resultado do reajuste tarifário de 2015, a receita tarifária reduzida no reajuste de 2014 retorna às tarifas, com atualização pelo IGP-M. b) Reversão Financeira Pela Postergação da Data Contratual: em consequência da prorrogação do Contrato de Concessão, com alteração de data de aniversário contratual de 26 de agosto para 22 de outubro, foi efetuada a reversão da parcela da receita correspondente aos componentes financeiros faturados nesse período adicional de vigência das tarifas homologadas no ano anterior. VI. Análise das variações ocorridas no período: A variação ocorrida em 2017 na CVA energia, principalmente nos meses de outubro a dezembro, foi decorrente dos altos valores de Risco Hidrológico que são precificados pelo PLD. Ainda nesse período, especificamente a partir do 2º semestre, o valor do PLD atingiu o seu limite máximo. Esse efeito, motivou a amortização de R\$ 172.230 da referida CVA em 2018. Além disso, foi alocado na CVA Energia as recontabilizações do Mercado de Curto Prazo em função da ausência de parametrização nos sistemas da CCEE. Em 2018, após a finalização dos ajustes dos relatórios da referida Empresa, foi realizada a permuta dos valores alocados na CVA energia para a conta de Sobrecontratação. Em março de 2017, a Anel recalculou o ERR de Angra III e reduziu nas tarifas dos consumidores a cobertura relativa ao encargo de Energia de Reserva. Essa variação é explicada pelo efeito da redução da cobertura tarifária no RTA de 2017/2018. Ao longo do ano de 2017 e 2018 não ocorreram pagamentos expressivos de ESS/ERR o que gerou delta negativo a ser repassado na tarifa aos consumidores. Na RTA de 2018, em razão do adiantamento do componente financeiro homologado pela ANEEL na RTE 2018, que resultou no faturamento adicional em 4 (quatro) meses (de julho a outubro), a agência capturou tal adiantamento no montante de R\$ 78 milhões, que teve seu efeito reconhecido no percentual de reajuste da tarifa de acordo com seus componentes. A relação entre a receita auferida pela Companhia e a cobertura tarifária prevista pela ANEEL decorrente da variação do Mercado de Energia resulta na Neutralidade da Parcela A. Assim, em 2017, a queda da receita resultou no montante de R\$ 44 milhões positivo a ser reconhecido no RTA de 2018. Ainda, com relação a Neutralidade da Parcela A do ano corrente, a leve reação no crescimento de mercado resultou na constituição da Neutralidade passiva. Os custos incorridos da Rede Básica proveniente da Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A. (VSB) não foram objeto de constituição de CVA Transporte Rede Básica, pois o ativo não foi efetivamente disponibilizado aos consumidores.					
9. DEMAIS CRÉDITOS					
	Controladora		Consolidado		
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	
Serviços em Curso (a)			40.041	24.838	
Repactuação do Risco Hidrológico			14.788	16.922	
Aportes da CDE - Decreto nº 7.945/2013 (b)			16.277	7.029	
Adiantamento a Fornecedores			11		
Desativações em Curso (c)			285	2.588	
Previdência Privada dos Empregados			2.604	8.783	
Dividendo/JSCP a Receber	24.119	8.795	7.402	7.717	
Despesas Pagas Antecipadamente	38		6.795	8.411	
Crédito com Empregados	65	82	10.636	5.812	
Valores a receber da venda de terreno (d)			48.832		
Outros Créditos	27		6.134	2.795	
Total	24.249	8.877	153.805	84.895	
Circulante	24.249	8.877	140.785	69.728	
Não Circulante			13.020	15.167	
a) Os serviços em curso são referentes aos Programas de Pesquisa e Desenvolvimento e Programa de Eficiência Energética os quais, após seus termos, são compensados com o respectivo passivo registrado para este fim, conforme legislação regulatória; b) Refere-se à Diferença Mensal de Receita - DMR, no âmbito da aplicação da Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE às unidades consumidoras da subclasse residencial baixa renda; e à subvenção da CDE para custear descontos tarifários; c) Refere-se ao valor das desativações dos bens anteriormente registrado em serviço na CEB D, cujo valor dos itens, quando desativados, é classificado pelo seu valor residual nesta rubrica. Tais bens são classificados nesta conta até que sua destinação seja definida, conforme os critérios de desativação estabelecidos pelo Órgão Regulador; e d) Refere-se a valores a receber sobre a venda de terreno da CEB Geração S.A., realizado no segundo semestre de 2018. A venda, conforme o edital, previa o recebimento dos valores da seguinte forma: i) entrada de 30%; e b) 70% do valor divididos em 24 parcelas, acrescidas de atualização monetária (IGP-M).					
10. DEPÓSITOS E BLOQUEIOS JUDICIAIS					
Estão classificadas neste grupo as penhoras judiciais on-line efetuadas pelas instituições financeiras nas contas-correntes da Companhia Energética de Brasília - CEB e da controlada CEB D, em atendimento ao convênio de cooperação entre o Tribunal Superior do Trabalho e o Banco Central do Brasil; e caucões referentes a leilões de energia. Também estão registrados os depósitos recursais que são oriundos das demandas judiciais.					
	Controladora		Consolidado		
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	
Bloqueios Judiciais			3.803	6.390	
Caucões	111	95	2.552	5.385	
Depósitos Recursais	150	150	11.145	5.010	
(-) Provisão Para Perdas de Depósitos Recursais e Bloqueios Judiciais					(6.390)
Total	261	245	17.500	10.395	
Circulante	111	95	2.552	5.385	
Não Circulante	150	150	14.948	5.010	
continua					

