RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2018

COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA – CEB

Sumário

I. MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO 3
II. CENÁRIO MACROECONÔMICO 5
III. PERFIL DA COMPANHIA 6
IV. NEGÓCIOS DA COMPANHIA 7
V. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO CONSOLIDADO 16
VI. GESTÃO DE PESSOAS 20
VII. RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL 21
VIII. PERSPECTIVAS EMPRESARIAIS 22
IX. AUDITORES INDEPENDENTES 23

I. MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Senhores e Senhoras Acionistas,

De acordo com a legislação vigente e as disposições estatutárias, apresentamos o Relatório da Administração, as Demonstrações Financeiras Consolidadas da Companhia Energética de Brasília – CEB, acompanhadas da notas explicativas e dos pareceres dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, relativos ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2018.

O ano de 2018 caracterizou-se por conjuntura econômico-financeira, assim como climática, de difícil gerenciamento, exigindo da Companhia ações de mitigação dos efeitos dessa conjuntura adversa sobre o seu desempenho.

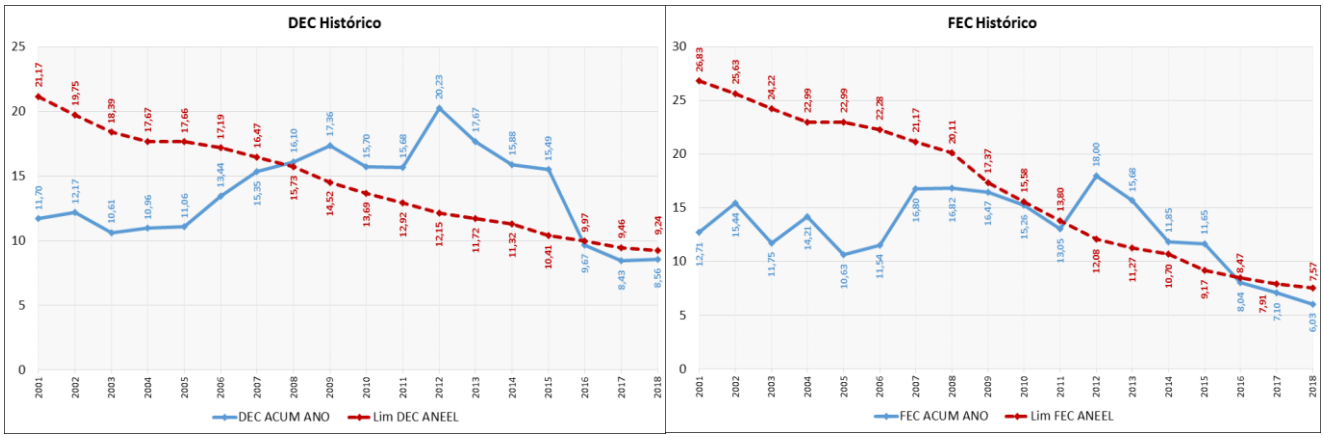
No ambiente interno, particularmente no âmbito do seu principal negócio, a CEB Distribuição S.A., as elevadas despesas operacionais, o alto endividamento, a sobrecontratação do suprimento de energia comprada e os compromissos regulatórios com a qualidade dos serviços prestados mereceram especial atenção.

Por outro lado, a CEB Distribuição S.A. conseguiu melhorias na qualidade do serviço e no relacionamento com o seu consumidor.

A qualidade do fornecimento do serviço de energia elétrica é monitorada pela ANEEL por meio de dois principais indicadores: o DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidades Consumidoras e o FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidades Consumidoras. O primeiro indica o número de horas que um consumidor fica sem energia elétrica e, o segundo, o número de interrupções do fornecimento de energia elétrica por unidade consumidora.

Tanto para o DEC como para o FEC, concluiu-se o ano de 2018 dentro dos limites estabelecidos pelo órgão regulador e com os melhores resultados obtidos desde a criação destes indicadores em 2001.

Os gráficos seguintes mostram a evolução destes indicadores nos últimos 18 anos:



No mesmo sentido, o relacionamento com o cliente foi um dos principais focos da atuação da Distribuidora, que investiu na otimização do serviço prestado pelos empregados responsáveis pelo atendimento direto ao consumidor. Palestras de sensibilização, treinamentos específicos e provas de conhecimento foram realizadas com os atendentes do *Call Center*, visando a eliminação de imperfeições no atendimento telefônico, para tornar o processo mais ágil, cortês e eficiente.

O reconhecimento dos consumidores da CEB Distribuição S.A. refletiu-se na premiação IASC de 2018, promovido pela ANEEL, na qual a concessionária obteve a segunda colocação como “Melhor Distribuidora da Região Centro-Oeste”.

Ainda em 2018, a Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE conferiu à CEB Distribuição S/A o "Prêmio na Categoria Menção Especial à Maior Evolução do Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida".

Para esta *holding*, em 2018 , o desempenho no segmento de geração de energia, embora dentro do esperado, não foi suficiente para suprir as dificuldades econômico-financeiras encontradas no negócio de distribuição. A CEB Distribuição registrou prejuízo de R$ 33,7 milhões no exercício, enquanto o Plano de Negócios previa lucro de R$ 33,2 milhões.

A tabela seguinte mostra, entre outros indicadores, o EBTIDA e o Lucro Líquido consolidados, alcançados nos exercícios de 2017 e 2018:

(R$ Mil)	2018	2017 Reapresentado	Δ 2018/2017
Receita Operacional Líquida	**2.590.209**	**2.716.256**	**-4,64%**
Custo/Despesa Operacional	**2.365.059**	**2.485.758**	**-4,85%**
EBITDA	**293.107**	**296.067**	**-1,00%**
Lucro Líquido/Prejuízo Consolidado	**89.972**	**130.401**	**-31,00%**
Investimentos	**92.960**	**73.843**	**25,75%**
Patrimônio Líquido	**587.113**	**542.867**	**8,15%**

Adicionalmente, é relevante destacar que, em função de medidas adotadas pela companhia no último quadriênio, o prejuízo acumulado que persistia até 2017 foi revertido, conforme demonstra a tabela seguinte:

(R$ Milhões)	2014	2015 Reapresentado	2016 Reapresentado	2017 Reapresentado	2018
Lucro Líquido/Prejuízo Acumulado Consolidado	**(251,0)**	**(231,7)**	**(188,2)**	**(65,5)**	**24,5**

Para o alcance de tais resultados, foi determinante a alienação de imóvel da CEB Geração S.A., compensando em parte o prejuízo apurado na CEB Distribuição.

Em busca do equilíbrio financeiro da companhia, a administração utilizou ainda outras fontes de recursos, com destaque para a redução de capital da CEB Participações S.A. e da CEB Lajeado S.A.

A partir da posse, em janeiro de 2019, a atual administração fez uma avaliação do Plano de Negócios da Companhia para o período de 2019 a 2023, identificando a necessidade de revisá-lo, para adequação de algumas premissas e prazos, como, por exemplo, no caso da alienação de ativos de geração e venda de terrenos, à luz do cenário encontrado nos registros contábeis da companhia e de condições de mercado verificadas na atual conjuntura econômica.

O cenário para a companhia em 2019 é desafiador, já que, embora o PMSO esteja em trajetória declinante, essas despesas operacionais permanecem em níveis elevados em relação aos parâmetros regulatórios, e o grau de alavancagem no principal negócio da Companhia (distribuição) continua alto. Diante dessa conjuntura, é realista que se trabalhe com a perspectiva de novos aportes de capital na CEB Distribuição, de forma a assegurar o cumprimento rigoroso dos compromissos e obrigações do Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 066/1999 – ANEEL, prorrogado em dezembro de 2015.

Finalmente, a CEB agradece aos seus consumidores, fornecedores, acionistas, colaboradores, entidades de classe e à população do Distrito Federal pela confiança depositada em sua gestão, e reafirma seu compromisso de continuar prestando os serviços de energia elétrica com qualidade e confiabilidade.

EDISON ANTÔNIO COSTA BRITTO GARCIA – Diretor-Presidente

SAVIO DE FARIA CARAM ZUQUIM – Presidente do Conselho de Administração

II. CENÁRIO MACROECONÔMICO

Em 28 de fevereiro de 2019, o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE divulgou o crescimento de 1,1% do PIB em 2018. Esta apuração, equivalente ao resultado de 2017, reverteu os desempenhos negativos de 2016 e 2015, quando foram registradas retrações correspondentes a (3,3%) e (3,5%).

Ainda de acordo com o Banco Central, a Taxa Básica de Juros – SELIC, que estava em 14,25% ao ano desde julho de 2015, iniciou uma trajetória de queda a partir de outubro de 2016, chegando em março de 2018 no patamar de 6,5% a.a, que se manteve estável até o final do exercício social.

Em resumo, a evolução do PIB foi modesta e a inflação medida pelo IPCA encerrou o ano de 2018 com 3,75%. Por sua vez, o dólar reverteu a tendência de desvalorização dos últimos anos e fechou 2018 cotado a R$ 3,88, ante aos R$ 3,31 apurado em 2017, aos R$ 3,40 em 2016 e aos R$ 4,20 em 2015. Complementarmente, a taxa de desemprego alcançou 11,6% no final do exercício, atingindo 12,2 milhões de brasileiros.

No entanto, embora os investimentos em infraestrutura no Brasil nos últimos anos estejam em declínio, o setor de energia (eletricidade e gás) tem se diferenciado e atraído capitais estrangeiros expressivos, em função das disponibilidades de recursos globais franceses, italianos, espanhóis, latino-americanos, indianos e chineses, dentre outros.

Têm-se observado nos últimos anos grande volume de recursos investidos nos segmentos de gás e eletricidade. Nota-se assim, uma ascensão dos investimentos estrangeiros em detrimento aos investimentos internos através das estatais e empreiteiras nacionais, em especial no segmento de transmissão de energia elétrica, que demanda grandes volumes de recursos.

REPERCUSSÕES GERAIS NO GRUPO CEB

Indicadores Inflacionários – Os preços das energias produzidas pelas empresas geradoras do Grupo CEB são reajustados anualmente por meio do IGP-M. A trajetória de alta ocorrida em 2018 contribuiu no sentido de recuperação das receitas, se comparado com os anos imediatamente anteriores. Já na CEB Distribuição S.A. o índice de reajuste aplicável à tarifa é o IPCA. Em função do comportamento praticamente similar, houve repercussão no mesmo sentido na receita da Distribuidora.

PIB e Desemprego – O moderado comportamento geral da economia e a alta taxa de desemprego impactaram o mercado consumidor de energia, particularmente na CEB Distribuição S.A..

Taxa Selic e Câmbio – As dívidas mais relevantes da CEB Distribuição S.A. são corrigidas pelo CDI, índice diretamente atrelado à taxa SELIC. A trajetória de estabilidade daquele indicador ocorrida em 2018, contribuiu positivamente para redução dos encargos das dívidas (empréstimos bancários e debêntures), quando se compara com o ocorrido em 2017, embora no último trimestre tenham sido efetivadas novas captações. Destaque-se ainda, as debêntures contratadas pela Corumbá Concessões S.A., remuneradas com 128% do CDI, cujo saldo em dezembro de 2018 alcançou cerca de R$ 314,6 milhões. Neste caso, também ocorreu importante redução das despesas financeiras. Por sua vez, o comportamento ascendente do dólar em relação ao real, propiciou pressão no caixa da CEB Distribuição S.A., considerando que a aquisição da energia de suprimento de Itaipu Binacional é dolarizada.

III. PERFIL DA COMPANHIA

A Companhia Energética de Brasília – CEB originou-se da Companhia de Eletricidade de Brasília, criada em 16 de dezembro de 1968, oriunda do Departamento de Força e Luz – DFL da Novacap.

No início da década de 1990 a CEB passou a investir em novos negócios, obtendo concessão de gás canalizado em 1993 bem como participação em consórcio de aproveitamento hidrelétrico, em 1994. No ano de 2006, atendendo ao disposto na Lei nº 10.848/2004 e na Resolução Autorizativa nº 318/2005 – ANEEL, a CEB foi submetida a uma reestruturação societária, passando, respectivamente, as concessões de distribuição de energia elétrica no Distrito Federal e de gerações das Usinas Hidrelétrica do Paranoá, Termelétrica de Brasília, e da Usina de Queimado (parte da CEB no Consórcio Cemig/CEB), para as empresas CEB Distribuição S.A., CEB Geração S.A. e CEB Participações S.A..

Dessa forma, a Companhia tornou-se controladora de empresas nos ramos de distribuição e de geração de energia elétrica, tendo também participações em empresas coligadas, controlada em conjunto e ligada.

Estrutura Societária

A Companhia Energética de Brasília é uma sociedade de economia mista, de capital aberto, regida pela Lei das Sociedades Anônimas (Lei nº 6.404/1976), tendo por órgão fiscalizador de suas ações mercadológicas a Comissão de Valores Mobiliários (CVM), desde seu registro na entidade, em 4 de julho de 1994.

Em atendimento à orientação da Bolsa de Valores do Estado de São Paulo (BM&FBOVESPA), por intermédio do Ofício nº 041/2007 – SEO, de 15 de março de 2007, a CEB, após decisão tomada na 45ª Assembleia Geral Ordinária, agrupou suas ações, a partir de 18 de junho de 2007. Dessa forma, foi adotada a cotação unitária, passando o seu capital social a ser representado por 9.183.458 ações escriturais, sem valor nominal, sendo 4.576.432 ações ordinárias, 1.313.002 ações preferenciais classe A e 3.294.024 ações preferenciais classe B.

Em 23 setembro de 2015, a 89ª Assembleia Geral Extraordinária – AGE homologou o aumento de capital da CEB em R$ 223.969.190,00, mediante as subscrições particulares de 2.607.746 ações ordinárias e de 2.625.179 ações preferenciais Classe B.

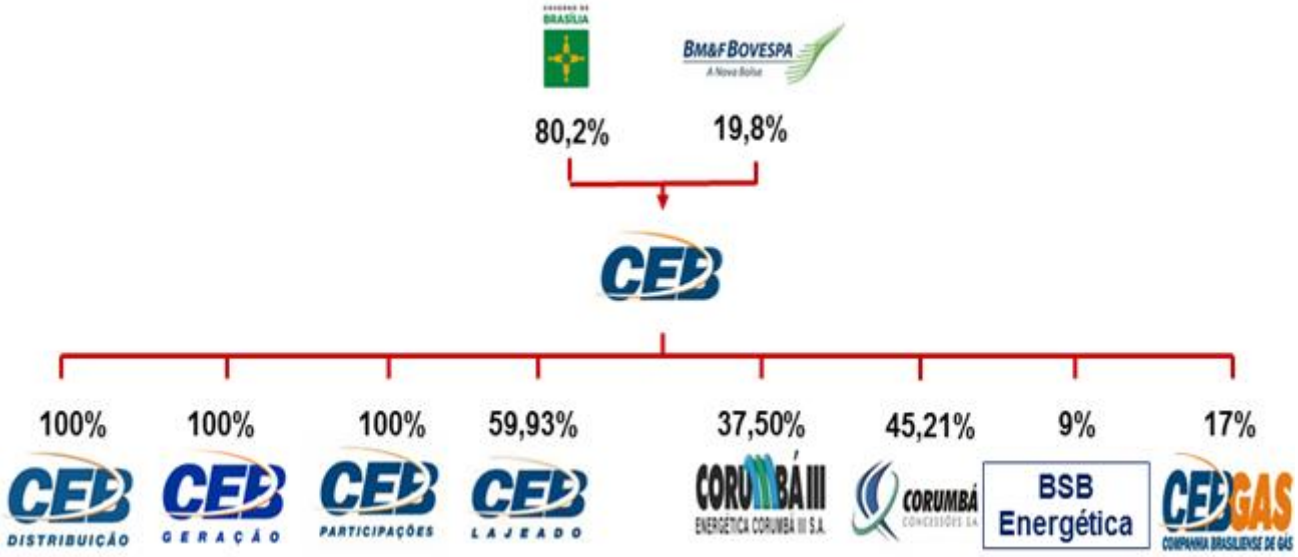
Atualmente, o capital social da CEB, no montante de R$ 566.025.355,62 (quinhentos e sessenta e seis milhões, vinte e cinco mil, trezentos e cinquenta e cinco reais e sessenta e dois centavos), apresenta a seguinte composição:

Composição Acionária (Controlador)

Acionistas	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais		Ações Totais	
	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%
Governo do Distrito Federal	6.696.409	93,21	4.865.700	67,28	11.562.109	80,20
Outros Acionistas	487.760	6,79	2.366.514	32,72	2.854.274	19,80
Total	7.184.178	100,00	7.232.205	100,00	14.416.383	100,00

Referência: Composição Acionária em 31 de dezembro de 2018.

Organização Societária



Dados Econômico-Financeiros Consolidado

(R$ Mil)	2018	2017 Reapresentado	Δ 2018/2017
Receita Operacional Bruta	**4.086.212**	**4.201.571**	**-2,75%**
Receita Operacional Líquida	**2.590.210**	**2.716.256**	**-4,64%**
Resultado Operacional Líquido Antes dos Tributos	**123.305**	**281.317**	**-56,17%**
EBITDA (LAJIDA)	**293.107**	**296.067**	**-1,00%**
Lucro Líquido	**89.972**	**130.401**	**-31,00%**
Patrimônio Líquido Controladora	**587.113**	**542.867**	**8,15%**

Fonte: Demonstrações Contábeis da Companhia Energética de Brasília.

Em 2018 a Receita Operacional Líquida apresentou redução de 4,64% em relação a 2017, justificada pelo fato de que embora a receita de Fornecimento de Energia Elétrica tenha crescido 8,84%, as receitas de Recursos de Parcela A e Outros Itens Financeiros reduziram significativamente, de R$ 212.685 mil para reversão de R$ 94.548, 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.

O Lucro Líquido atribuído aos Controladores atingiu R$ 89.972 mil no exercício de 2018, representando uma redução de R$ 40.429 mil, em relação àquele reapresentado em 2017 (R$ 130.401 mil).
Por último, destaca-se o acréscimo do Patrimônio Líquido, ao evoluir de R$ 542.867 mil em 2017, para R$ 587.113 mil em 2018. Este comportamento se justifica pelo resultado apurado no exercício de 2018 e do efeito negativo do benefício pós-emprego, registrado diretamente no patrimônio líquido da Companhia.

IV. NEGÓCIOS DA COMPANHIA

Empresas Controladas

CEB Distribuição S.A.

Nos termos do Contrato de Concessão nº 66/1999 – ANEEL, a Empresa tem por objeto a distribuição e comercialização de energia elétrica no Distrito Federal ou em outras áreas do País, cuja concessão para exploração seja-lhe outorgada.

Em 9 de dezembro de 2015, a CEB Distribuição S.A. e o Poder Concedente, por intermédio do Ministério de Minas e Energia – MME, celebraram o Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 66/1999 – ANEEL, publicado na edição de 24 de dezembro de 2015 do Diário Oficial da União, que formalizou a prorrogação do

Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica por mais 30 anos, vigente até 7 de julho de 2045.

A área de concessão da CEB Distribuição S.A. corresponde a 5.780 km^2 e abrange todo o Distrito Federal, dividido em regiões administrativas, atendendo a 1.056.773 clientes.

Dados Econômico-Financeiros

(R$ Mil)	2018	2017	Δ 2018/2017
Receita Operacional Bruta	**3.918.332**	**4.104.389**	**(186.057)**
Receita Operacional Líquida	**2.463.279**	**2.651.663**	**(188.384)**
Resultado Operacional Líquido Antes dos Tributos	**(77.121)**	**124.614**	**(201.735)**
EBITDA (LAJIDA)	**89.546**	**145.365**	**(55.819)**
Lucro Líquido (Prejuízo)	**(33.678)**	**29.522**	**(63.200)**
Patrimônio Líquido	**267.463**	**320.459**	**(52.996)**

Fonte: Demonstrações Contábeis da CEB Distribuição S.A.

No exercício de 2018, apesar de um modesto cenário de recuperação econômica que afetou o consumo de energia, a CEB Distribuição S.A. registrou prejuízo de R$ 33.678 mil, resultado aquém ao alcançado em 2017 (lucro de R$ 29.522 mil).

Por sua vez, no mesmo exercício, registrou-se um EBITDA no montante de R$ 89.546 mil, 38,40% inferior ao apurado em 2017, no valor de R$ 145.365 mil.

Finalmente, observe-se que houve uma redução no Patrimônio Líquido de R$ 52.996 mil ocasionado pelo prejuízo apurado no exercício.

CEB Geração S.A.

A CEB Geração S/A é uma concessionária na condição de Produtora Independente, obtendo sua receita operacional exclusivamente da venda de energia da PCH Paranoá.

A receita operacional líquida da Companhia, em 2018, totalizou R$ 18.306 mil, com diminuição em 10,2% em relação ao ano de 2017, tal variação justifica-se, principalmente, pelo fato do aumento da receita dos contratos de venda de energia pela correção da inflação (IPCA) não ter sido suficiente para compensar a variação negativa oriunda do efeito do Mercado de Curto Prazo – MCP e do aumento das deduções de encargos do setor elétrico. Embora apresente diminuição na receita líquida do ano, o resultado operacional líquido e o lucro líquido apresentou considerável aumento em outras receitas com a alienação do terreno do SIA registrada em outubro de 2018.

Dados Econômico-Financeiros

(R$ Mil)	2018	2017	Δ 2018/2017
Receita Operacional Bruta	**19.596**	**21.520**	**-1.924**
Receita Operacional Líquida	**18.306**	**20.390**	**-2.084**
Resultado Operacional Líquido Antes dos Tributos	**82.948**	**7.412**	**75.536**
EBITDA (LAJIDA)	**82.465**	**7.764**	**74.701**
Lucro Líquido (Prejuízo)	**56.009**	**6.571**	**49.438**
Patrimônio Líquido	**51.880**	**11.444**	**40.436**

Fonte: Relatório de Administração da CEB Geração S.A.

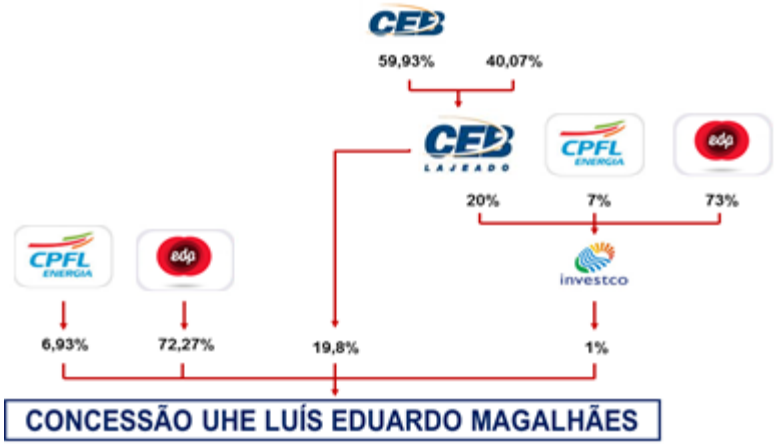
CEB Lajeado S.A.

A CEB Lajeado S.A. é uma sociedade por ações de capital fechado, autorizada pela Lei Distrital nº 2.515, de 31 de dezembro de 1999, controlada pela Companhia Energética de Brasília – CEB, com 59,93% do total das ações, representada por ações ordinárias. As Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobrás detém 40,07% do total das ações, representada por ações preferenciais.

A CEB Lajeado S.A. em conjunto com a EDP Lajeado Energia S.A. e a Paulista Lajeado Energia S.A. são titulares de ações representativas de 100% do capital votante da Investco S.A.. Sobre este capital, a CEB Lajeado S.A. detém 20% de participação.

As referidas sociedades, juntamente com a Investco S.A., são parte do consórcio denominado "Consórcio Lajeado", cujo objeto é a exploração compartilhada da concessão de uso de bem público para a exploração da UHE Luís Eduardo Magalhães e Sistema de Transmissão Associado, nos termos do Contrato de Concessão n° 05/1997 e respectivos aditivos. O prazo de duração do contrato de concessão é de 35 anos contados a partir de 16 de dezembro de 1997.

Organização Societária



Dados Econômico-Financeiros

(R$ Mil)	2018	2017	Δ 2018/2017
Receita Operacional Bruta	**196.051**	**195.487**	**564**
Receita Operacional Líquida	**171.589**	**171.891**	**-302**
Resultado Operacional Líquido Antes dos Tributos	**71.898**	**70.749**	**1.149**
EBITDA (LAJIDA)	**75.767**	**72.845**	**2.922**
Lucro Líquido (Prejuízo)	**47.149**	**45.676**	**1.473**
Patrimônio Líquido	**283.004**	**273.891**	**9.113**

Fonte: Demonstrações Contábeis da CEB Lajeado S.A.

Após a amortização dos financiamentos contraídos para a construção da UHE Luís Eduardo Magalhães, os resultados líquidos apurados pela CEB Lajeado S.A. vêm se mantendo consistentes ao longo dos anos. A CEB Lajeado S.A. tem cumprido, rigorosamente, com as obrigações legais do exercício, bem como com as metas fixadas pela Administração.

Quase todo montante de energia da CEB Lajeado S.A. é comercializado com a CEB Distribuição S.A. por meio de um contrato bilateral de compra e venda de energia com vencimento em 15 de dezembro de 2032, prazo limite de suprimento previsto no contrato de concessão do empreendimento, que significa garantia firme de receita até o final da concessão de produção independente da qual a CEB Lajeado S.A. é titular.

O exercício também foi caracterizado pelo expressivo desempenho econômico-financeiro da CEB Lajeado S.A, similar ao apurado em 2017. No campo econômico a Empresa alcançou um dos maiores resultados desde a sua

criação, fruto de práticas de governança corporativa eficientes, controle intensivo de custos e de estratégias comerciais adequadas.

Cabe ressaltar que o Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria nº 178, de 3 de maio de 2017, aprovando a metodologia adotada no relatório "Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional – SIN". O documento determinou uma redução do montante de Garantia Física de Energia da UHE Luís Eduardo Magalhães correspondente a 4,08%, diminuindo a Garantia Física da CEB Lajeado S.A. de 104,260 MWmédios para 100,010 MWmédios.

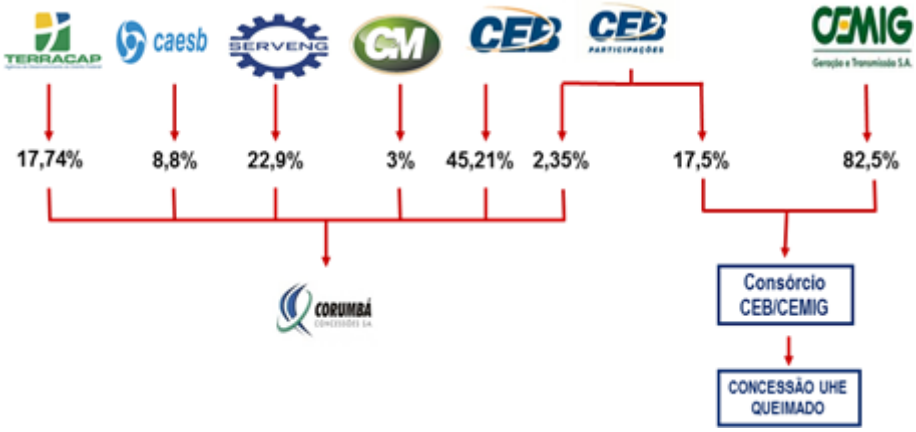
Observa-se bons resultados na apuração do EBITDA e do Lucro Líquido, mantendo o patamar do exercício anterior. Tais comportamentos refletem o conjunto das ações empregadas pela Administração da Empresa que resultaram, principalmente, na diminuição das despesas operacionais.

CEB Participações S.A.

A CEB Participações S.A. é uma sociedade por ações de capital fechado, autorizada pela Lei Distrital nº 1.788, de 27 de novembro de 1997, constituída como subsidiária integral da CEB, que atua na compra e venda de participações acionárias ou cotas de outras empresas energéticas, de telecomunicações e de transmissão de dados, majoritária ou minoritariamente.

Atua na comercialização de energia elétrica, na proporção de sua cota-parte de 17,50% no Consórcio Cemig-CEB, produzida pela Usina Hidrelétrica de Queimado, na condição de produtora independente de energia elétrica e detém a participação acionária correspondente a 2,35% do Capital da geradora Corumbá Concessões S.A..

Organização Societária



Dados Econômico-Financeiros

(R$ Mil)	2018	2017	Δ 2018/2017
Receita Operacional Bruta	**21.198**	**18.151**	**3.047**
Receita Operacional Líquida	**19.743**	**16.970**	**2.773**
Resultado Operacional Líquido Antes dos Tributos	**15.539**	**9.185**	**6.354**
EBITDA (LAJIDA)	**15.704**	**9.777**	**5.927**
Lucro Líquido (Prejuízo)	**14.621**	**8.293**	**6.328**
Patrimônio Líquido	**31.529**	**26.794**	**4.735**

Fonte: Relatório de Administração da CEB Participações S.A.

A receita da CEB Participações S.A. é proveniente, em sua maior parte, da comercialização de energia gerada pela Usina Hidrelétrica Queimado, complementada pelos recursos oriundos do contrato de prestação de serviços administrativo-financeiros prestados para o Consórcio Cemig-CEB, pelas aplicações financeiras e pelo recebimento de resultados da participação acionária na empresa Corumbá Concessões S.A..

A receita operacional bruta, composta pela soma das receitas auferidas da venda de energia e da prestação de serviços, cresceu 16,79% em 2018. A Receita Financeira em 2017, equivalente a R$ 880 mil, apresentou redução de 24,43% em 2018.

Destaca-se que os gastos de aquisição de energia necessários para adimplir os contratos de comercialização no ACR1 sofreram uma expressiva diminuição, saindo de R$ 2.370 mil em 2017, para R$ 105 mil, essa redução se deve pelo crédito financeiro obtido durante o exercício que foi suficiente para garantir as exposições negativas verificadas em alguns meses do segundo semestre, permitindo assim que a CEB Participações finalizasse o exercício com recursos financeiros junto à CCEE.

A Empresa celebrou contrato de mútuo com a Companhia Corumbá Concessões S.A. no valor de R$ 384 mil, com vigência total de 42 meses - 18 meses de carência inicial e 24 parcelas - corrigidos pelo sistema de amortização constante (SAC), acrescidos de correção monetária pela taxa de 128% do Certificado de Depósito Bancário – CDI.

Seguindo as diretrizes do Grupo CEB, a CEB Participações S.A. promoveu a redução do seu capital social em R$ 10.000 mil no exercício de 2017, considerado excessivo para a realização do objeto estatutário nos termos do art. 173 da Lei 6.404/1976, com a diminuição do número de ações ordinárias nominativas na mesma proporção, que passou a ser de R$ 21.270 mil.

Companhia Brasiliense de Gás

A Companhia Brasiliense de Gás é uma sociedade de economia mista, constituída em 20 de março de 2001, com autorização da Lei Distrital nº 2.518, de 10 de janeiro de 2000.

Tem por objeto social a exploração, com exclusividade, do serviço de distribuição e comercialização de gás natural canalizado, de produção própria ou de terceiros. Poderá, inclusive, importar o suprimento para distribuição nos segmentos comercial, industrial, residencial, automotivo, de geração termelétrica, ou quaisquer outras finalidades e usos possibilitados pelos avanços tecnológicos, em todo território do Distrito Federal.

A Companhia poderá ainda:

- Efetuar a implantação e a operação das redes de distribuição de gás canalizado, podendo ainda adquirir e importar diretamente gás natural e executar os serviços de transporte;

- Exercer atividades correlatas à sua finalidade principal, especialmente execução de estudos, pesquisas e projetos relacionados com o setor de gás, inclusive, sob a forma de prestação de serviços de consultoria técnica a terceiros; e

- Constituir ou participar de outras sociedades, inclusive subsidiárias integrais, visando o êxito na realização de suas atividades.

A concessão da exploração tem prazo de vigência até 9 de janeiro de 2030, podendo ser prorrogado por mais 30 anos.

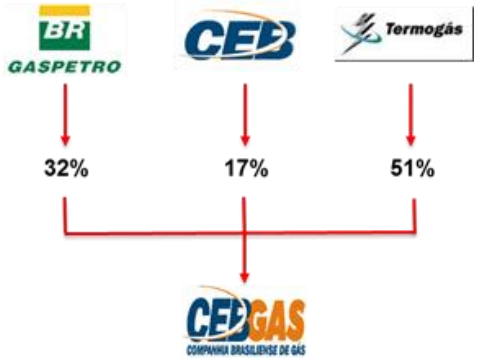
Atualmente, a Companhia explora a distribuição de gás veicular, em montantes limitados que tem impossibilitado a apuração de resultados favoráveis.

Para que sua operação seja similar à de outras empresas Distribuidoras de Gás Canalizado no Brasil, faz-se necessária a viabilização de um suprimento adequado às necessidades do Distrito Federal, por meio de um gasoduto de transporte de gás natural.

A CEB é controladora da Companhia Brasiliense de Gás, com 51% das ações ordinárias e 17% do total das ações.

[1] ACR - Ambiente de Contratação Regulada.

Organização Societária



Dados Econômico-Financeiros

(R$ Mil)	2018	2017	Δ 2018/2017
Receita Operacional Bruta	**5.242**	**3.721**	**1.521**
Receita Operacional Líquida	**4.053**	**2.834**	**1.219**
Resultado Operacional Líquido Antes dos Tributos	**(342)**	**(546)**	**204**
EBITDA (LAJIDA)	**(333)**	**(342)**	**9**
Lucro Líquido (Prejuízo)	**(342)**	**(546)**	**204**
Patrimônio Líquido	**791**	**733**	**58**

Fonte: Demonstrações Contábeis da Companhia Brasiliense de Gás.

O primeiro desafio para distribuição do gás canalizado é o desenvolvimento de uma infraestrutura logística adequada de suprimento. O Distrito Federal não é abastecido por gasoduto de transporte que possa garantir o suprimento contínuo de gás, de forma que, enquanto as iniciativas de implantação desta infraestrutura não se materializarem, a solução utilizada para a antecipação da oferta ao mercado é o suprimento de estoques de gás natural liquefeito.

O gás natural liquefeito é suprido para a Companhia Brasiliense de Gás pela empresa GNL Gemini Logística e Comercialização de Gás Ltda – Gemini, uma sociedade formada pelas empresas White Martins, Petrobrás e a Gaspetro.

A alternativa para redução do prejuízo que vem sendo apurado no negócio anualmente (R$ 342 mil em 2018), seria a estruturação de um projeto para conectar o gasoduto Bolívia-Brasil – Gasbol ao Distrito Federal, iniciativa que compete à União, por força do artigo 177 da Constituição da República.

Empresa Coligada

Corumbá Concessões S.A.

A Corumbá Concessões S.A. é uma sociedade por ações de capital fechado, constituída em 6 de dezembro de 2000, concessionária do serviço público de energia elétrica, atuando na geração de energia elétrica, na condição de produtora independente. A participação do Grupo CEB no capital social da Empresa é de 47,56%, sendo 45,21% de propriedade da CEB e 2,35% da CEB Participações S.A..

Organização Societária

Dados Econômico-Financeiros

(R$ Mil)	2018	2017 Reapresentado	Δ 2018/2017
Receita Operacional Bruta	**172.077**	**192.658**	**(20.581)**
Receita Operacional Líquida	**165.750**	**184.304**	**(18.554)**
Resultado Operacional Líquido Antes dos Tributos	**60.346**	**9.368**	**50.978**
EBITDA (LAJIDA)	**111.081**	**77.382**	**33.699**
Lucro Líquido (Prejuízo)	**40.000**	**5.887**	**34.113**
Patrimônio Líquido	**194.291**	**158.091**	**36.200**

Fonte: Demonstrações Contábeis da Corumbá Concessões S.A.

O ano de 2018 se mostrou, como previsto no Plano de Negócios da Companhia, um ano de retomada da sua lucratividade com bons projetos e iniciativas. A Companhia fechou o ano com lucro líquido de R$ 40.000 mil, representando um retorno sobre o capital próprio de quase 21% e propondo pagamento de dividendos, de acordo com o previsto no Estatuto Social, em valores bem superiores aos registrados nos últimos exercícios.

Sob outra perspectiva, a estrutura de endividamento que restou, preponderantemente, em decorrência do 1º Procedimento Arbitral demandado pela Controladora Serveng Civilsan S.A. contra a Corumbá Concessões S.A., cujo desfecho ocorreu em 2014, também produz resultados financeiros negativos que exigirão longo período para superação das obrigações relativas aos encargos de dívidas, situação que influencia a apuração de resultados mais satisfatórios nos próximos anos.

Por essas razões, os acionistas realizaram operações de mútuo para suprir as dificuldades de caixa da Empresa, restando à CEB e à CEB Participações S.A., as formalizações de empréstimos nos valores de R$ 3.706 mil e R$ 192 mil em 2016; e de R$ 7.461 mil e R$ 384 mil, em 2017, respectivamente.

Finalmente, é relevante comentar o 2º Requerimento de Instauração de Procedimento Arbitral também de iniciativa da Controladora Serveng Civilsan S.A., em desfavor da Corumbá Concessões S.A..

No período de julho de 2005 a abril de 2008, a Serveng Civilsan S.A. aportou na Corumbá Concessões S.A. o montante de R$ 38.195 mil, enquanto a CEB destinou R$ 3.232 mil, para suprir desequilíbrio de caixa da geradora.

Entretanto tais aportes, inicialmente, foram contabilizados no Patrimônio Líquido e, posteriormente, migraram para a conta de passivo. Restou a indefinição se os montantes estariam caracterizados como Adiantamentos Para Futuros Aumentos de Capital ou como mútuos. A solução a ser dada à questão poderá impactar os resultados econômico-financeiros do negócio, sem valores mensuráveis até a presente data, que dependem do resultado do processo de arbitragem em curso envolvendo a Serveng Civilsan S.A. e a Corumbá Concessões S.A., bem como afetar as participações acionárias da CEB e da CEB Participações S.A. no empreendimento.

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 valores.

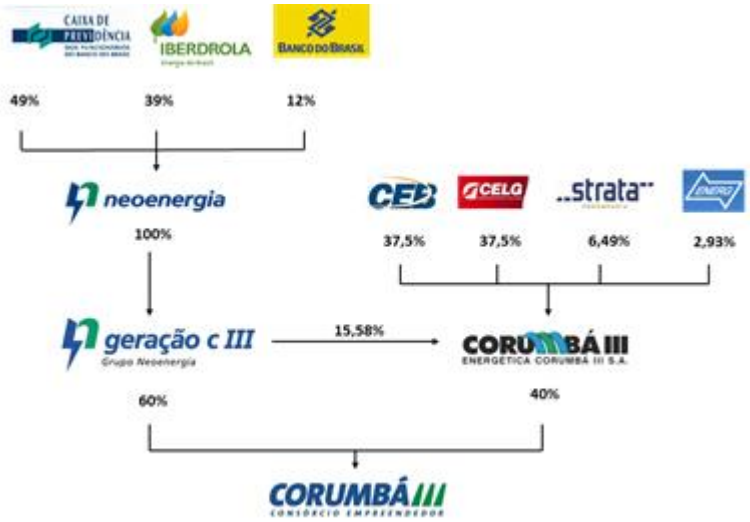
Em função da importância do tema, a CEB e a CEB Participações S.A., bem como os demais acionistas estatais (Terracap e CAESB), estão efetuando atento acompanhamento do desenrolar do processo instaurado, contando com a atenção da Procuradoria Geral do Distrito Federal.

Empresa Controlada em Conjunto

Energética Corumbá III S.A.

A Energética Corumbá III S.A. é uma sociedade por ações de capital fechado, constituída em 25 de julho de 2001, concessionária do serviço público de energia elétrica, na condição de produtora independente. A CEB detém uma participação de 37,5% do capital social, sendo 25% das ações ordinárias e 50% das ações preferenciais.

Organização Societária



Dados Econômico-Financeiros

(R$ Mil)	2018	2017	Δ 2018/2017
Receita Operacional Bruta	**47.659**	**45.263**	**2.396**
Receita Operacional Líquida	**44.830**	**43.182**	**1.648**
Resultado Operacional Líquido Antes dos Tributos	**15.694**	**16.103**	**(409)**
EBITDA (LAJIDA)	**25.054**	**24.868**	**186**
Lucro Líquido (Prejuízo)	**14.129**	**14.469**	**-340**
Patrimônio Líquido	**167.479**	**166.287**	**1.192**

Fonte: Demonstrações Contábeis da Energética Corumbá III S.A.

Ano a ano, os resultados da Energética Corumbá III S.A. têm sido positivos e crescentes, à medida em que se amortiza o montante do financiamento captado para a construção da Usina Corumbá III. Com efeito, verifica-se que o Lucro Líquido de 2018 foi no mesmo patamar daquele apurado em 2017.

Fato relevante a ser destacado foi a formalização do Acordo Global concluído em 2016, envolvendo diversas empresas, incluindo aquelas acionistas da Energética Corumbá III S.A., e participantes dos Consórcios Empreendedor Corumbá III e Construtor Corumbá III.

Em 2017, o mencionado Acordo resultou nas eliminações de diversas demandas tratadas em ambiente arbitral e jurídico, remanescentes de reivindicações (*claims*) oriundas da época da construção da usina. Tais eliminações significaram desistências e quitações de eventuais obrigações recíprocas, pendentes de julgamentos, que agregaram valor ao negócio, uma vez que deixaram de existir expectativas futuras de provisões no passivo da Energética Corumbá III S.A..

Outro aspecto positivo reside nas solicitações dos acionistas para que seja elevado o limite de distribuição de resultados, atualmente restrito ao percentual mínimo legal (25%), por exigência do BNDES quando da contratação do financiamento, tendo em vista que parte significativa deste compromisso foi honrado, de forma a permitir recebimentos de dividendos em montantes mais elevados.

Empresa Ligada

BSB Energética S.A.

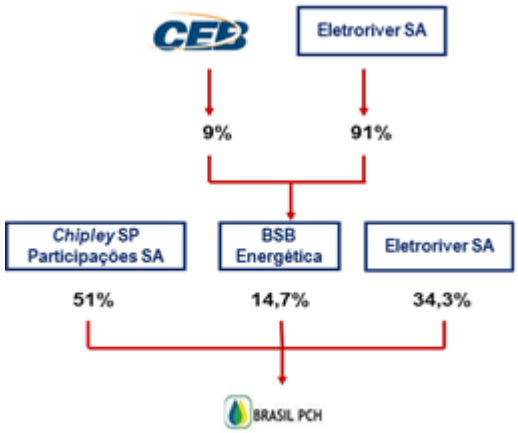
A BSB Energética S.A. é uma sociedade por ações, constituída em 24 de março de 2000, para explorar Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, com potência global máxima instalada de 200 MW e, estatutariamente, está autorizada a participar de outros empreendimentos ou sociedades, seja como acionista ou quotista. A CEB detém uma participação acionária de 9,0% do capital social da BSB Energética S.A..

Em 2006, ao associar-se com outras empresas que possuíam concessões, projetos e licenças ambientais de empreendimentos de mesma natureza (PCHs), a BSB Energética S.A. passou a deter participação acionária na Brasil PCH S.A..

A Brasil PCH S.A. possui 13 Pequenas Centrais Hidrelétricas com capacidade total de 291 MW e a BSB Energética S.A. tem participação equivalente a 14,70% do capital.

A venda da energia gerada se dá por meio de contratos de compra e venda firmados por cada uma das empresas relacionadas com as PCHs para a Eletrobrás, por intermédio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa.

Organização Societária



Dados Econômico-Financeiros

(R$ Mil)	2018	2017	Δ 2018/2017
Resultado Operacional Líquido Antes dos Tributos	**23.705**	**34.632**	**(10.927)**
Lucro Líquido (Prejuízo)	**23.705**	**34.632**	**(10.927)**
Patrimônio Líquido	**31.693**	**26.036**	**5.657**

Fonte: Demonstrações Contábeis da BSB Energética S.A..

O Lucro Líquido do exercício de 2018 (R$ 23.705 mil) foi 31,6% inferior ao apurado em 2017 (R$ 34.632 mil). Esse desempenho pode ser justificado com os seguintes argumentos:

- A BSB Energética S.A. é uma empresa *holding* pura, que recebe dividendos da Brasil PCH, companhia que controla 13 Sociedades de Propósito Específico – SPEs de geração hidrelétrica. Sua receita, portanto, é exclusivamente decorrente do recebimento da distribuição de resultados;

- Nos exercícios de 2014 e 2015, a crise hídrica atingiu todos os geradores hidrelétricos brasileiros. As empresas geradoras que não participam do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, apuraram as repercussões econômico-financeiras negativas nos próprios exercícios em que houve a escassez hídrica; e

- Como os empreendimentos do PROINFA estão 100% contratados, a mencionada crise hídrica causou exposição das geradoras ao preço de curto prazo (*spot*) elevados. Os efeitos desta exposição ocorreram nos citados exercícios, contudo, conforme definido no PROINFA, somente serão cobrados nos anos subsequentes em 12 parcelas.

-

V. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO CONSOLIDADO

Receita Operacional

A Receita Operacional Bruta consolidada apurada no ano de 2018 totalizou R$ 4.086.212 mil, R$ 115.359 mil inferior à receita obtida no ano de 2017, correspondente a R$ 4.201.571 mil.

As principais variações da Receita Operacional foram as seguintes:

	2018	2017	Δ Ano	
			(R$ Mil)	(%)
Fornecimento de Energia Elétrica	**3.622.738**	**3.328.555**	**294.183**	**8,84%**
Energia Elétrica de Curto Prazo	**195.879**	**380.646**	**(184.767)**	**-48,54%**
Recursos de Parcela A e Outros Itens Financeiros	**(94.548)**	**212.685**	**(307.233)**	**-144,45%**

- A Receita de Fornecimento de Energia Elétrica registrou, em 2018, R$ 3.622.738 mil, 8,84% superior ao reconhecido em 2017.

- A receita de Energia de Curto Prazo atingiu, em 2018, R$ 195.879 mil, 48,54% inferior à receita reconhecida em 2017, que não apresentou o efeito da redução das sobras de energia. Tal fato ocorreu em virtude da ausência de parametrização no sistema da CCEE, o qual não absorveu os efeitos do MCSD-EN em 2017. Em 2018, os valores do Mercado de Curto Prazo já foram contabilizados com os efeitos do referido Mecanismo, resultando na redução da receita, após o pleno funcionamento do sistema.

- A receita de Recursos da Parcela A e Outros Itens Financeiros, exclusiva da Controlada CEB Distribuição S/A, apresentou redução, no ano de 2018, de R$ 307.233 mil (144,45%). A variação negativa entre 2017 e 2018, decorreu dos altos valores de Risco Hidrológico que são precificados pelo PLD. Ressalte-se que, especificamente a partir do 2º semestre de 2017, o valor do PLD atingiu o seu limite máximo (R$533,82/Mwh). Além disso, foram alocadas 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 Sobrecontração. Em março de 2017, a Aneel recalculou o EER 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/EER o que gerou delta negativo a ser repassado na tarifa aos consumidores. A relação entre a receita auferida pela Companhia e a cobertura tarifária prevista pela Aneel resulta na Neutralidade da Parcela A. Assim, em 2017, a queda da receita resultou no montante de R$ 44 milhões, reconhecido no RTA de 2018. Ainda, com relação a Neutralidade da Parcela A de 2018, a leve reação no crescimento de mercado resultou na constituição da Neutralidade passiva. A CVA Rede Básica, os custos incorridos nessa rubrica, proveniente da Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S/A (VSB), não foram objetos de constituição, pois o ativo não foi efetivamente disponibilizado aos consumidores.

Custos e Despesas Operacionais (Exceto Depreciação e Amortização)

Os custos e despesas operacionais consolidados em 2018 totalizaram R$ 2.460.375 mil, correspondendo a uma redução de R$ 27.225 mil (1,09%), em relação ao montante registrado em 2017.

As principais variações dos custos e despesas operacionais constam no quadro seguinte:

	2018	2017	Δ Ano	
			(R$ Mil)	(%)
Custo da Compra de Energia Elétrica	**(1.441.133)**	**(1.169.677)**	**(271.456)**	**23,21%**
Energia Elétrica de Curto Prazo	**(113.464)**	**(352.229)**	**238.765**	**-67,79%**
Perdas Estimadas com Crédito de Liquidação Duvidosa	**(127.374)**	**(75.454)**	**(51.920)**	**68,81%**
Pessoal	**(207.443)**	**(243.203)**	**35.760**	**-14,70%**

- O Custo da Energia Elétrica Comprada registrou um aumento de R$ 271.456 mil (23,21%), em relação ao ano anterior; o Custo da Energia Elétrica de Curto Prazo, porém, apresentou decréscimo da ordem de R$ 238.765 mil (67,79%), em função principalmente dos reflexos dos Custos Variáveis do Mercado de Curto Prazo, relativo ao Risco Hidrológico que é precificado pelo Preço de Liquidação das Diferenças.

- As Perdas Estimadas com Créditos de Liquidação Duvidosa totalizaram R$ 127.374 mil, um aumento de R$ 51.920 mil, em comparação com o ano anterior, justificado pelo recebimento em 2017, de R$ 58.848 relativo a faturas em atraso da Secretaria de Estado de Infraestrutura e Serviços Públicos – SINESP. Por conta disto, naquele ano a provisão foi revertida em R$ 39.867, já que representavam as faturas vencidas há mais de 365 dias.

- As Despesas de Pessoal reduziram 14,70% (R$ 35.760 mil) decorrente da demissão de 59 empregados, sendo 45 vinculados à política de desligamento da Companhia, em contrapartida à contratação de 54 empregados com custos reduzidos à Companhia.

Depreciação e Amortização

(R$ Mil)	2018	2017	Δ Ano	
			(R$ Mil)	(%)
Depreciação/Amortização	**56.751**	**65.569**	**8.818**	**-13,45%**

A despesa com Depreciação e Amortização alcançou R$ 56.751 mil em 2018, significando uma redução de R$ 8.818 mil (13,45%) em relação ao total registrado em 2017, em função de itens que saíram do cálculo de depreciação no período por estarem totalmente depreciados.

Outras Receitas/(Despesas) Operacionais

O item determinante para o comportamento da rubrica Outras Receitas/(Despesas) Operacionais foi o Resultado na Baixa de Bens (R$ 88.442 mil), decorrente da alienação de terreno da CEB Geração, no valor de R$ 76.100 mil.

Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro acumulado no ano de 2018 foi negativo em R$ 113.051 mil (R$ 50.819 mil positivo em 2017), ocorrendo portanto, uma variação percentual de -322,46%.

(R$ Mil)	Consolidado		Δ	
	31/12/2018	31/12/2017	(R$ Mil)	(%)
Receitas Financeiras				
Juros/Variações Monetárias Sobre Ativos	**24.239**	**18.400**	**5.839**	**31,73%**
Atualização Monetária – Ativos Regulatórios	**33.531**	**84.204**	**(50.673)**	**-60,18%**
Acréscimos Moratórios em Conta de Energia	**27.518**	**39.205**	**(11.687)**	**-29,81%**
Rendimentos de Aplicações Financeiras	**6.117**	**7.408**	**(1.291)**	**-17,43%**
Receita de Dividendos e Juros Sobre Capital Próprio	**23.495**	**16.225**	**7.270**	**44,81%**
Reversão de Juros Sobre Capital Próprio	**(23.388)**	**(15.000)**	**(8.388)**	**55,92%**
Multas e Penalidades Aplicadas	**2.505**	**2.587**	**(82)**	**-3,17%**
Tributos Sobre Receitas Financeiras	**-3.718**	**(4.145)**	**427**	**-10,30%**
Outas Receitas Financeiras	**1.632**	**652**	**980**	**150,31%**
Subtotal	**91.931**	**149.536**	**(57.605)**	**-38,52%**
Despesas Financeiras				
Juros/Variações Monetárias Sobre Passivos	**(69.132)**	**(34.825)**	**(34.307)**	**98,51%**
Encargos de Dívidas	**(47.063)**	**(58.831)**	**11.768**	**-20,00%**
Atualização Monetária – Passivos Regulatórios	**(53.770)**	**(46.239)**	**(7.531)**	**16,29%**
Atualização de Benefício Pós-Emprego	**(1.014)**	**(166)**	**(848)**	**510,84%**
Recuperação de Despesas	**27.268**	**69.977**	**(42.709)**	**-61,03%**
Outras Despesas Financeiras	**(57.048)**	**(27.912)**	**(29.136)**	**104,39%**
Subtotal	**(200.759)**	**(97.996)**	**(102.763)**	**104,86%**
Variação Cambial (Itaipu Binacional)	**(4.223)**	**(721)**	**(3.502)**	**485,71%**
Resultado Financeiro	**(113.051)**	**50.819**	**(163.870)**	**-322,46%**

As principais variações na composição do Resultado Financeiro que contribuíram para a apuração negativa desse agregado foram as seguintes:

- A redução das atualizações monetárias sobre ativos e passivos regulatórios, de R$ 58.204 mil menor que em 2017, é derivada da constituição de ativos regulatórios em valores menores do que as amortizações e no caso dos passivos regulatórios, a tendência foi contrária, ou seja, constituições maiores do amortizações.
- A redução da receita em R$ 11.687 mil relacionado com Acréscimos Moratórios da Conta de Energia Elétrica, que em 2018 alcançou R$ 27.518 mil (R$ 39.205 mil em 2017).
- O aumento de Juros/Variações Monetárias sobre Passivos foi decorrente do parcelamento de R$ 196.397 mil relativo a dívidas com a CCEE no Mercado de Curto Prazo, que incide encargos moratórios de 1% a.m. e atualização monetária pelo IGP-M
- O acréscimo da despesa com a Variação Cambial refere-se à renegociação da dívida de fornecimento de energia elétrica das faturas de compra de energia elétrica de Itaipu Binacional no período de março a julho de 2018, justificada pela apreciação do dólar.
- A retração dos Encargos de Dívidas no valor de R$ 11.768 mil, passando de R$ 58.831 mil em 2017, para R$ 47.063 mil em 2018, foi favorecida pela diminuição da taxa do CDI que alcançou no final do período 6,50% ao ano.

- A CEB Distribuição S/A registrou uma redução na rubrica Recuperação de Despesas, na ordem de R$ 42.709, quando comparado com 2017, em razão da reversão de atualização monetária do superávit de Baixa Renda, ocorrido naquele ano.

Outros Indicadores

EBITDA (LAJIDA)

(R$ Mil)	2018	2017	Δ Ano	
			(R$ Mil)	(%)
Lucro/Prejuízo Consolidado do Exercício	115.710	155.552	-39.842	-25,61%
(+/-) Imposto de Renda e Contribuição Social	7.595	125.765	-118.170	-93,96%
(+/-) Resultado Financeiro	113.051	(50.819)	163.870	-322,46%
(+/-) Depreciação/Amortização	56.751	65.569	-8.818	-13,45%
EBITDA (LAJIDA)	293.107	296.067	-2.960	-1,00%
Margem EBITDA (LAJIDA) %	11,32%	10,90%		

O EBITDA (LAJIDA), de R$ 293.107 mil, em 2018, apresentou estabilidade, quando comparado com o resultado de R$ 296.067 mil apurado em 2017. Por sua vez, a Margem EBITDA (LAJIDA) correspondeu a 11,32% no exercício, enquanto em 2017 registrou-se 10,90%.

Empréstimos e Financiamentos:

Em 2018, foram captados R$ 115.000 mil em Empréstimos e R$ 200.000 mil por meio da 3ª Emissão de Debentures, com carência de 24 meses e amortização em 36 parcelas e taxa efetiva de remuneração correspondente a CDI + 4% ao ano.

A seguir apresenta-se a composição da Divída Bancária Líquida da Companhia que foi reduzida em R$ 57.609 mil, registrando uma retração de 13,88%. Contribuiu para esse comportamento o aumento significativo de caixa disponível.

(R$ Mil)	2018	2017	Δ Ano	
			(R$ Mil)	(%)
Curto Prazo	132.321	189.671	-57.350	-30,24%
Longo Prazo	404.739	317.300	87.439	27,56%
Endividamento	537.060	506.971	30.089	5,94%
(-) Caixa Disponível	(179.699)	(92.001)	-87.698	95,32%
= Dívida Bancária Líquida	357.361	414.970	-57.609	-13,88%

Movimentação dos Empréstimos, Financiamentos e Debêntures

O quadro seguinte sintetiza a movimentação da dívida no exercício de 2018:

(R$ Mil)	31/12/2018
Saldo Inicial em 31/12/2017	506.971
Empréstimos e Financiamentos/Debêntures Obtidos	315.000
Encargos Incorridos no Período	48.182
Encargos Financeiros Pagos	(49.251)
Amortizações de Principal	(284.583)
Deságio, Variação Monetária e Custo da Transação	271
Saldo Final em 31/12/2018	537.060

CAPEX

(R$ Mil)	2018	2017	Δ Ano	
			(R$ Mil)	(%)
CAPEX	**92.960**	**73.843**	**19.017**	**25,75%**

Em 2018, os investimentos foram de 92.960 R$ (R$ 73.843 mil em 2017), apresentando um acréscimo de 25,75% em relação ao volume investido em 2017. Os recursos investidos em 2018 foram destinados, principalmente, às obras de expansão do sistema e à modernização e manutenção da rede de distribuição, no valor de R$ 88.625 mil (R$ 68.993 mil em 2017); à aquisição de software com registro de R$ 866 mil (R$ 4.127 mil em 2017) no Intangível; e R$ 1.451 mil (R$ 722 mil em 2017) relativos aos imobilizados não vinculados à concessão.

Distribuição do Valor Adicionado

(R$ Mil)	2018	2017	Δ Ano	
			(R$ Mil)	(%)
Distribuição do Valor Adicionado	**1.870.868**	**1.947.076**	**(76.208)**	**-3,91%**

Em 2018, o Valor Adicionado Distribuído alcançou R$ 1.870.868 mil, com redução de 3,91% em comparação com a distribuição do ano anterior. Deste valor, R$ 193.458 mil foram destinados aos Empregados (10,34%); R$ 1.339.935 mil a Impostos, Taxas e Contribuições (71,62%); R$ 228.182 mil à Remuneração de Capital de Terceiros (12,20%); e R$ 109.294 mil à Remuneração de Capital Próprio (5,84%).

VI. GESTÃO DE PESSOAS

A CEB tem como cultura organizacional a valorização do ser humano, a meritocracia e o incentivo ao autodesenvolvimento, tendo como princípios a integridade e o comprometimento pessoal e das equipes, visando sempre o fiel cumprimento de sua Missão.

Os principais projetos executados pela gestão dos recursos humanos em 2018 foram voltados para capacitação técnica, saúde e segurança no trabalho dos empregados, qualidade de vida e valorização do ser humano, além do fiel cumprimento dos dispositivos constitucionais, legislatórios, previdenciários, tributários e normativos da Companhia.

Em 31 de dezembro de 2018, a CEB Distribuição S.A. possuía 908 empregados efetivos. Destes, 851 estão laborando na Empresa; 7 estão cedidos para o sindicato, com ônus para a Distribuidora; 41 cedidos à Companhia Energética de Brasília – CEB e suas controladas; e os demais 9 para outros Órgãos Públicos, todos com ônus para o requisitante. Ocorreram ainda, 27 contratações em função de ações judiciais relacionadas com o concurso público; 26 reposições recrutadas do concurso público; e 84 desligamentos, 45 decorrentes da política vigente (aposentadorias) e 25 empregos em comissão.

Além dos 851 empregados em efetivo labor na CEB Distribuição S.A., a Empresa conta com 6 servidores requisitados do GDF/Governo Federal. Finalmente, em atendimento ao seu papel social, a CEB Distribuição S.A. propicia aprendizagens supervisionadas para 40 Jovens Aprendizes e 40 Estagiários.

Quanto às capacitações, foram realizados treinamentos para o desenvolvimento do quadro de colaboradores que totalizou 39.418 aluno/hora. Os principais cursos e eventos realizados foram os seguintes: Formação e reciclagem em NR 10 – Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade; Formação e reciclagem em NR 33 – Trabalho em Espaço Confinado; Formação e reciclagem em NR 35 – Trabalho em Altura; Religador ecil e chaves fusível religadora; Curso de formação de eletricista módulo RDS; Treinamento de eletricistas no sistema de despacho de serviços comerciais; Reciclagem na operação da mesa AT; Curso SEI; Reciclagem 2018 - sistema action net; Reciclagem digiteam; Curso de integração para novos empregados; Treinamento para implantação do procedimento de cadastramento de iduc´s; Treinamento do módulo PM - Sistema SAP; Código de conduta e integridade; Capacitação de usuários do nexo - segurança do trabalho; Treinamento EFC 2018; Contabilidade e

IFRS para empresas do setor de energia elétrica; Treinamento no sistema de despacho comercial/digiteam; Oficina de comunicação não violenta – CNV; Cadastramento de empresas para recebimento de citações e intimações de forma eletrônica; treinamento qlik sense; Gestão de riscos - Lei 13.303/2016; e Workshop combate a corrupção.

Atualmente, o quadro de pessoal do Grupo CEB é composto por 1.042 empregados e colaboradores, conforme demonstra o quadro seguinte:

(R$ Mil)	CEB	CEB Distribuição S.A.	CEB Geração S.A	CEB Lajeado S.A.	CEB Participações S.A.	Total
Efetivos / Diretores	**3**	**851**	**1**	**1**	**2**	**858**
Requisitados	**34**	**6**	**4**	**2**	**1**	**47**
Cedidos	**0**	**16**	**0**	**0**	**0**	**16**
Comissionados	**9**	**0**	**1**	**4**	**7**	**21**
Jovens Aprendizes	**0**	**40**	**0**	**0**	**0**	**40**
Estagiários	**20**	**40**	**0**	**0**	**0**	**60**
Total	**66**	**953**	**6**	**7**	**10**	**1.042**

VII. RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL

As principais ações desenvolvidas em 2018 referente à Responsabilidade Socioambiental da Companhia incidem nos seguintes campos: licenciamento ambiental, compensação florestal, manejo da vegetação próxima ao sistema elétrico, gestão de resíduos sólidos, uso racional de recursos hídricos e conscientização sobre o uso racional da energia.

Em decorrência do racionamento de água imposto no Distrito Federal, a CEB com medidas efetivas de combate ao desperdício de água, como campanhas e reparos em toda a instalação hidráulica, conseguiu reduzir em mais de 20% o consumo de água em relação ao ano de 2017.

Em 2018 foram concedidas 03 (três) Autorizações Ambientais, referentes as obras de implantação da Linha de Distribuição de Brasília Leste.

Continua em andamento a implantação do "Plano de Recuperação de Áreas Degradas (PRAD) " na área do Parque Nacional de Brasília, que prevê a recuperação de uma área de 8,79 hectares, com o plantio 19.532 (dezenove mil, quinhentos e trinta e duas) mudas nativas do Cerrado. O acompanhamento ambiental deste PRAD, tem demonstrado que a área tem se regenerado de forma satisfatória.

Neste exercício, foram assinados 03 (três) novos termos de compensação florestal referente às obras da Linha de distribuição de Brasília Leste que compõe 03 (três) traçados de linhas.

Ainda em 2018, o valor investido no manejo de vegetação próximo a rede aérea foi de aproximadamente R$ 6.035.626,58 (seis milhões, trinta e cinco mil, seiscentos e vinte e seis reais e cinquenta e oito centavos).

Em decorrência da Lei 5.610/2016 que dispõe sobre a responsabilidade dos grandes geradores de resíduos sólidos, a CEB – D foi enquadrada como grande gerador. Dando continuidade à gestão de resíduos na empresa foi revisto o grupo de trabalho responsável por está gestão, por meio da Portaria n.428/2017- DD com a atribuição de implantação e monitoria assistida do Plano de Gerenciamento de Resíduos.

Em abril de 2018 o SENAI treinou servidores sobre a Gestão de Resíduos na empresa. Foram destinados 5,98 toneladas para reciclagem e 3,12 toneladas para incineração de equipamentos com PCB, no valor de R$ 870.000,00 (Oitocentos e setenta mil reais).

O "Projeto Coleta de Lâmpadas" para o seguimento residencial, teve os postos de coleta ampliados. Os postos de coleta existentes atualmente sob responsabilidade da CEB-D estão nas Agências de Atendimento de Brasília, Brazlândia, Planaltina, Guará, Santa Maria e Paranoá. Em 2018 foram destinadas 15.000 lâmpadas em fim de vida útil.

VIII. PERSPECTIVAS EMPRESARIAIS

O expressivo crescimento dos investimentos estrangeiros no setor de energia (eletricidade e gás) que tem se verificado no Brasil tende a continuar nos próximos anos, de acordo com as intenções apuradas pelo Ministério de Desenvolvimento.

Assim, os fatos ocorridos recentemente, particularmente em 2018, e as projeções colhidas no setor, apontam claramente para um mercado comprador, conjuntura que favorece àquelas organizações que planejam eventuais desmobilizações de ativos em suas estratégias empresariais, em todos os setores de energia.

De outro lado, nos últimos anos, os segmentos de distribuição e geração de energia, em especial os empreendimentos hidroelétricos, tem enfrentado dificuldades decorrentes da crise hídrica que persiste, aflorando inconsistências regulatórias que resultaram e suscitam novas judicializações, trazendo inseguranças e causando efeitos nocivos nos resultados empresariais.

Tal conjuntura não tem solução de curto prazo e exigirá atenção permanente e proativa para mitigação das repercussões que continuarão se apresentando.

Considere-se ainda o ambiente econômico-financeiro do País. O último triênio mostrou-se desfavorável para a maioria das empresas. As retrações do PIB apuradas em 2015 e 2016, e a tímida retomada de crescimento de em 2017 e 2018, exigiram pronta movimentação das administrações para permitir a continuidade operacional das organizações.

As projeções para a economia nacional para os próximos anos são mais favoráveis, porém, deverão ser monitoradas periodicamente, e consideradas nos planejamentos de médio prazos da Companhia, que são atualizados anualmente.

Em sintonia com esse contexto, o Conselho de Administração da CEB aprovou o Plano de Negócios Para o Período de 2019 a 2022, em Reunião Ordinária, realizada em 18 de dezembro de 2018.

Os objetivos principais do Plano podem ser resumidos nos enfrentamentos de dois problemas estruturais da CEB Distribuição S.A., principal empresa do Grupo CEB: os ainda elevados custos e despesas operacionais, quando confrontados com aqueles cobertos pelos processos tarifários; e o alto endividamento.

Assim sendo, as principais estratégias do Plano estão centradas nos seguintes pilares:

- Diminuições das Despesas Operacionais (PMSO); e
- Redução do Serviço da Dívida.

Para tanto, foram concebidas as seguintes estratégias:

- Reajustes Salariais com Observância dos Limites Estabelecidos Pela Parcela B;
- Efetivações de Aposentadorias Compulsórias com Reduzidas Substituições;
- Renegociações de Contratos de Prestação de Serviços de Terceiros;
- Alienações de Imóveis Inservíveis Para a Concessão de Distribuição; e
- Vendas de Ativos de Geração (Capitalização da CEB Distribuição S/A).

No médio prazo, o Plano de Negócios oferece aos acionistas os seguintes resultados na CEB Distribuição S.A.:

- Atendimento da curva de redução dos custos operacionais (PMSO) planejada, que resultará em um patamar inferior ao PMSO regulatório nos próximos exercícios;
- Redução do endividamento para patamar adequado à dimensão do negócio;
- Estrutura Patrimonial no horizonte de planejamento compatível com o nível praticado pelo mercado;
- Programa de Investimentos racionalizado, levando em conta a continuidade dos bons resultados alcançados na qualidade do fornecimento de energia; a formação da base de remuneração, considerando a data da próxima revisão tarifária, que ocorrerá em 2021; e o ponderado uso do caixa, evitando-se pressões desnecessárias; e
- Metas Regulatórias da qualidade do fornecimento e sustentabilidade econômico-financeira rigorosamente cumpridas.

Em perspectiva ampliada, o Plano de Negócios tem a expectativa de cumprir a seguinte curva de EBITDA (LAJIDA) Consolidada no médio prazo:

GRUPO CEB (Consolidado)					R$ mil
	2019	2020	2021	2022	2023
EBTIDA (LAJIDA)	468.086	885.431	309.304	312.893	418.683
Margem EBTIDA	19,2%	38,6%	12,9%	12,4%	15,3%
Lucro Líquido	367.173	645.632	69.930	47.979	113.046
Margem Líquida	15,1%	28,2%	2,9%	1,9%	4,1%

Dessa forma, a Companhia enfrentará as causas dos seus problemas empresariais, continuando a ênfase no relacionamento com o seu consumidor; melhorando a qualidade dos serviços prestados; realizando os investimentos necessários; e reduzindo o serviço da dívida.

IX. DISCLAIMER

Esse documento foi preparado pela Companhia Energética de Brasília – CEB, com intuito de indicar a situação geral e o andamento dos negócios da empresa. O documento é propriedade da CEB e não deverá ser utilizado para qualquer outro propósito sem a prévia autorização escrita.

As informações contidas neste documento refletem as atuais condições e nosso ponto de vista até esta data, estando sujeitas a alterações. O documento contém declarações que apresentam expectativas e projeções da CEB sobre eventos futuros. Estas expectativas envolvem vários riscos e incertezas, podendo, desta forma, haver resultados ou consequências diferentes daqueles aqui discutidos e antecipados, não podendo a Companhia garantir a sua realização.

X. AUDITORES INDEPENDENTES

A Companhia informa, nos termos da Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, que utiliza os serviços de Auditoria Independente da BDO Auditores Independentes S/S; e que em 2018 não usou outros serviços desses auditores senão aqueles ligados diretamente à auditoria das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 2018

Companhia Energética de Brasília – CEB

CNPJ 00.070.698/0001-11

Balanços Patrimoniais

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

		Controladora			Consolidado		
Ativo	**Nota**	**31/12/2018**	**31/12/2017**	**01/01/2017**	**31/12/2018**	**31/12/2017**	**01/01/2017**
			Reapresentado	Reapresentado		Reapresentado	Reapresentado
Circulante							
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	12.784	6.964	4.248	179.699	92.001	86.041
Contas a Receber	6	26.994	15.323	7.232	622.655	538.539	520.554
Depósitos e Bloqueios Judiciais	10	111	95	731	2.552	5.385	4.536
Estoques		595	565	579	8.437	7.846	8.768
Tributos e Contribuições Compensáveis	7	4.684	1.758	1.366	23.169	44.850	28.550
Valores a Receber de Parcela "A" e Outros Itens Financeiros	8				862.704	922.669	392.433
Demais Créditos	9	24.249	8.877	7.525	140.785	69.728	117.477
Ativos não Circulante Mantido para Venda	13	641	2.094	2.094	2.352	2.094	3.663
Total do Circulante		**70.058**	**35.676**	**23.775**	**1.842.353**	**1.683.112**	**1.162.022**
Não Circulante							
Aplicações Financeiras	12				10.355	7.770	7.767
Contas a Receber	6				33.317	43.295	21.874
Empréstimos e Financiamentos		13.415	11.849	8.579	14.989	13.529	4.797
Depósitos e Bloqueios Judiciais	10	150	150	150	14.948	5.010	2.176
Tributos e Contribuições Compensáveis	7	26.063	30.228	37.677	32.147	36.252	46.234
Ativo Financeiro Indenizável	11				144.450	137.481	125.814
Demais Créditos	9				13.020	15.167	17.289
Realizável a Longo Prazo		**39.628**	**42.227**	**46.406**	**263.226**	**258.504**	**225.951**
Investimentos	14	584.545	570.701	584.413	613.426	596.693	604.948
Imobilizado	15	13.136	13.136	13.313	102.560	104.066	118.014
Intangível	16	3.971	2.650	46	920.106	960.373	967.588
Total do Não Circulante		**641.280**	**628.714**	**644.178**	**1.899.318**	**1.919.636**	**1.916.501**
Total do Ativo		**711.338**	**664.390**	**667.953**	**3.741.671**	**3.602.748**	**3.078.523**

		Controladora			Consolidado		
Passivo	**Nota**	**31/12/2018**	**31/12/2017**	**01/01/2017**	**31/12/2018**	**31/12/2017**	**01/01/2017**
			Reapresentado	Reapresentado		Reapresentado	Reapresentado
Circulante							
Fornecedores	17	15.237	8.795	3.251	488.018	403.602	219.195
Obrigações tributárias	18	5.706	5.488	1.344	220.970	272.157	239.665
Contribuição de iluminação pública	19				96.866	79.130	127.532
Encargos regulatórios	20				90.107	101.030	202.102
Debêntures	21				247.778	64.641	53.145
Empréstimos e financiamentos	22				86.069	125.030	43.844
Obrigações societárias	23	5.885	7.741	10.691	16.744	16.766	20.231
Obrigações sociais e trabalhistas	24	201	174	97	25.983	33.746	37.289
Valores a pagar de Parcela "A" e outros itens financeiros	8				608.361	543.297	285.271
Benefícios pós emprego	25				2.814	4.791	30.252
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	26				6.478	4.013	3.905
Demais obrigações	27	414	1.960	950	38.655	34.523	37.418
Total do Circulante		**27.443**	**24.158**	**16.333**	**1.928.843**	**1.682.726**	**1.299.849**
Não Circulante							
Fornecedores	17				36.830		
Obrigações tributárias	18	96.781	97.270	97.270	322.356	297.869	177.597
Contribuição de iluminação pública	19				3.393	42.494	79.880
Debêntures	21				15.019	61.987	128.763
Empréstimos e financiamentos	22				188.194	255.312	175.142
Benefícios pós emprego	25				204.345	166.427	59.101
Encargos regulatórios	20				178.915	168.748	222.209
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	26	1	96	10.827	44.294	75.166	68.512
Obrigações vinculadas a concessão	28				3.400	65.420	76.863
Valores a pagar de Parcela "A" e outros itens financeiros	8				17.643	32.563	11.820
Demais obrigações	27				5.869	9.741	16.046
Total do Não Circulante		**96.782**	**97.366**	**108.097**	**1.020.258**	**1.175.727**	**1.015.933**
Patrimônio Líquido	29						
Capital social		566.025	566.025	566.025	566.025	566.025	566.025
Reserva de lucros		18.677			18.677		
Ajuste de avaliação patrimonial		2.411	42.319	165.702	2.411	42.319	165.702
Prejuízos acumulados			(65.478)	(188.204)		(65.478)	(188.204)
Atribuível as acionista controlador		**587.113**	**542.866**	**543.523**	**587.113**	**542.866**	**543.523**
Atribuível aos acionistas não controladores					**205.457**	**201.429**	**219.218**
Total do Patrimônio Líquido		**587.113**	**542.866**	**543.523**	**792.570**	**744.295**	**762.741**
Total do Passivo		**711.338**	**664.390**	**667.953**	**3.741.671**	**3.602.748**	**3.078.523**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Companhia Energética de Brasília – CEB
CNPJ 00.070.698/0001-11
Demonstrações do Resultado
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

		Controladora		Consolidado	
	Nota	**31/12/2018**	**31/12/2017**	**31/12/2018**	**31/12/2017**
			Reapresentado		Reapresentado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	30.1	**72.885**	**49.776**	**2.590.210**	**2.716.256**
Custo com Energia Elétrica	30.2			(1.841.232)	(1.854.211)
Custo de Operação	30.3			(304.649)	(313.978)
Custo do Serviço Prestado a Terceiros	30.3	(55.793)	(34.512)	(64.017)	(41.642)
Lucro Bruto		**17.092**	**15.264**	**380.312**	**506.425**
Receitas / (Despesas) Operacionais		**75.331**	**114.872**	**(143.956)**	**(275.927)**
Despesas com Vendas	30.3	284	39.837	(137.758)	(108.807)
Despesas Gerais e Administrativas	30.3	(16.967)	(11.023)	(169.470)	(234.531)
Resultado de Equivalência Patrimonial	14	86.560	75.298	31.673	15.558
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	30.4	**5.454**	**10.760**	**131.599**	**51.853**
Outras Receitas Operacionais		5.464	10.901	165.309	99.604
Outras Despesas Operacionais		(10)	(141)	(33.710)	(47.751)
Lucro Operacional antes do Resultado Financeiro		**92.423**	**130.136**	**236.356**	**230.498**
Receitas (Despesas) Financeiras	30.5	**1.220**	**9.476**	**(113.051)**	**50.819**
Receitas Financeiras		1.444	10.176	91.931	149.536
Despesas Financeiras		(224)	(700)	(200.759)	(97.996)
Variação Cambial				(4.223)	(721)
Lucro Operacional antes dos Tributos		**93.643**	**139.612**	**123.305**	**281.317**
Imposto de Renda e Contribuição Social	18	**(3.671)**	**(9.211)**	**(7.595)**	**(125.765)**
Imposto de Renda e Contribuição Social - Corrente		(2.376)	(5.803)	(52.980)	(27.672)
Imposto de Renda e Contribuição Social - Diferido		(1.295)	(3.408)	45.385	(98.093)
Lucro do Exercício		**89.972**	**130.401**	**115.710**	**155.552**
Atribuído aos Acionistas Controladores				89.972	130.401
Atribuído aos Acionistas não Controladores				25.738	25.151
Lucro Básico e Diluído por Ação em Reais:	31				
Ações Ordinárias – Básicas e diluídas		5,9430	8,6135	5,9430	8,6135
Ações Prefenciais – Básicas e diluídas		6,5373	9,4748	6,5373	9,4748

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Companhia Energética de Brasília – CEB
CNPJ 00.070.698/0001-11
Demonstrações dos Resultados Abrangentes
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

		Controladora		Consolidado	
	Nota	**31/12/2018**	**31/12/2017**	**31/12/2018**	**31/12/2017**
			Reapresentado		Reapresentado
Lucro Líquido/(Prejuízo) do Exercício		**89.972**	**130.401**	**115.710**	**155.552**
Outros Resultados Abrangentes		**(39.908)**	**(123.383)**	**(39.908)**	**(123.383)**
Itens que não serão Reclassificados Subsequentemente ao Resultado					
Ganho (Perda) Atuarial com Plano de Benefício Definido				(39.908)	(123.383)
Equivalência Patrimonial sobre Obrigação Atuarial - Benefícios Definido	25	(39.908)	(123.383)		
Resultado Abrangente Total		**50.064**	**7.018**	**75.802**	**32.169**
Atribuído aos Acionistas Controladores				50.064	7.018
Atribuído aos Acionistas Não Controladores				25.738	25.151

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Companhia Energética de Brasília – CEB
CNPJ 00.070.698/0001-11
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017
Em milhares de reais

Eventos	Atribuído aos acionistas controladores						Participação de Acionistas não Controladores	Total do Patrimônio Líquido
	Capital Social	Reserva de Lucros		Ajuste de Avaliação Patrimonial/Outros Resultados Abrangentes	Lucros / (Prejuízos) Acumulados	Participação do Acionista Controlador		
		Reserva Legal	Reserva de Capital					
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**
Transação de Capital com Acionistas:								
Dividendos destinados aos acionistas					(5.817)	(5.817)		**(5.817)**
Constituição de Provisão de Partes Beneficiárias							(5.238)	**(5.238)**
Dividendos pagos							(16.472)	**(16.472)**
Lucro líquido do exercício					89.972	89.972	25.738	**115.710**
Destinação do Lucro								
Reserva Legal		1.225			(1.225)			
Reserva para Expansão dos Negócios Sociais			17.452		(17.452)			
Equiv. Patrim. sobre Resultados Abrangentes - Controladas - Benefícios Pós-Emprego				(39.908)		(39.908)		**(39.908)**
Saldo em 31 de dezembro de 2018	**566.025**	**1.225**	**17.452**	**2.411**		**587.113**	**205.457**	**792.570**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	**31/12/2017**	**31/12/2018**	**31/12/2017**
Fluxos de Caixa das Atividades Operacionais				
Recebimento de Consumidores	69.362	95.408	4.191.245	3.745.401
Rendimento de Aplicações Financeiras	597	467	5.940	7.235
Liberação de Garantia CCEE			16.280	5.903
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Recebidos	38.413	57.708	14.635	25.018
Outros Recebimentos	2.891	1.690	7.850	1.736
Recebimentos	**111.263**	**155.273**	**4.235.950**	**3.785.293**
Fornecedores - Materiais e Serviços	(51.471)	(27.510)	(179.928)	(180.837)
Fornecedores - Energia Elétrica e Gás			(2.080.173)	(1.661.909)
Contribuição de Iluminação Pública			(183.325)	(273.882)
Salários e Encargos Sociais	(14.119)	(13.956)	(263.230)	(343.739)
Pagamentos de Encargos da Dívida			(50.191)	(54.284)
Impostos e Contribuições	(6.381)	(610)	(798.225)	(825.180)
Encargos Setoriais			(479.422)	(353.357)
Outros Pagamentos	(8.040)	(1.405)	(84.927)	(74.094)
Pagamentos	**(80.011)**	**(43.481)**	**(4.119.421)**	**(3.767.282)**
Caixa Líquido Proveniente das (Usado nas) Atividades Operacionais	**31.252**	**111.792**	**116.529**	**18.011**
Fluxos de Caixa das Atividades de Investimento				
Aquisição de Ativos Financeiros da Concessão, Intangíveis e Imobilizados	(1.843)	(1.766)	(63.288)	(59.847)
Amortização de Empréstimos				
Alienação de Imobilizado e Investimentos	3.943		31.212	
Concessão de Empréstimos		(7.273)		(7.651)
Recursos Oriundos de Redução de Capital em Investida		30.000		(13.372)
Adiatamento para Futuro Aumento de Capital	(19.715)	(123.624)		
Caixa Líquido Proveniente das (Usado nas) Atividades de Investimento	**(17.615)**	**(102.663)**	**(32.076)**	**(80.870)**
Fluxos de Caixa das Atividades de Financiamento				
Empréstimos e Financiamentos Obtidos		4.634	315.001	225.787
Dividendos e Juros Sobre Capital Próprio Pagos	(7.673)	(10.623)	(23.442)	(34.652)
Amortização de Empréstimos e Financiamentos			(285.416)	(117.697)
Adiantamento para Aumento de Capital				246
Custos de Transação			651	(521)
Outros	(144)	(424)	(3.549)	(4.344)
Caixa Líquido Proveniente das (Usado nas) Atividades de Financiamento	**(7.817)**	**(6.413)**	**3.245**	**68.819**
Aumento (Redução) do Saldo Líquido de Caixa e Equivalente	**5.820**	**2.716**	**87.698**	**5.960**
Caixa e Equivalentes de Caixa no Início do Exercício	6.964	4.248	92.001	86.041
Caixa e Equivalentes de Caixa no Final do Exercício	12.784	6.964	179.699	92.001

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017 Reapresentado	31/12/2018	31/12/2017 Reapresentado
Receitas	**86.191**	**95.931**	**4.054.053**	**4.178.640**
Venda de Energia e Serviços Prestados	82.124	56.089	4.002.366	4.118.101
Receita de Construção de Ativos Próprios			83.846	83.471
Perdas Estimadas em Créditos Liquidação Duvidosa	294	39.837	(127.374)	(75.454)
Receita na Alienação de Ativo Imobilizado	3.773	(16)	78.731	(9.711)
Outras Receitas		21	16.484	62.233
Insumos Adquiridos de Terceiros	**(62.565)**	**(27.342)**	**(2.259.228)**	**(2.334.455)**
Custos com Serviço de Energia Elétrica			(2.042.109)	(2.057.833)
Custos de Construção			(83.846)	(83.471)
Serviços de Terceiros	(55.092)	(34.680)	(187.075)	(175.449)
Material	(7.219)	(348)	(9.255)	(3.256)
Provisões/Reversões	95	10.801	25.420	27.194
Outros	(349)	(3.115)	37.637	(41.640)
Valor Adicionado Bruto	**23.626**	**68.589**	**1.794.825**	**1.844.185**
Retenções	**(825)**	**(208)**	**(56.751)**	**(65.569)**
Depreciação e Amortização	(825)	(208)	(56.751)	(65.569)
Valor Adicionado Líquido Produzido	**22.801**	**68.381**	**1.738.074**	**1.778.616**
Valor Adicionado Recebido em Transferência	**90.569**	**86.852**	**125.372**	**168.462**
Receitas Financeiras	2.328	10.561	91.117	151.794
Resultado de Equivalência Patrimonial	86.560	75.298	31.673	15.558
Dividendos Recebidos	1.681	993	2.582	1.110
Valor Adicionado Total a Distribuir	**113.370**	**155.233**	**1.863.446**	**1.947.078**
Distribuição do Valor Adicionado	**113.370**	**155.233**	**1.863.446**	**1.947.076**
Empregados	**12.012**	**11.618**	**184.946**	**209.553**
Remuneração Direta	11.593	11.478	135.362	136.428
FGTS	235	83	11.945	20.391
Benefícios	100	57	33.633	42.680
Participação nos Lucros e Resultados	84		4.006	10.054
Impostos, Taxas e Contribuições	**11.071**	**12.079**	**1.334.830**	**1.450.664**
Federal	9.419	10.919	608.584	781.302
Estadual e Municipal	1.652	1.160	726.246	669.362
Remuneração de Capitais de Terceiros	**315**	**1.135**	**227.960**	**131.307**
Aluguéis	91	436	27.204	33.310
Despesas Financeiras	224	699	200.756	97.997
Remuneração de Capitais Próprios	**89.972**	**130.401**	**115.710**	**155.552**
Participação dos Acionistas Não Contoladores			25.738	25.151
Lucros Líquidos Retidos	89.972	130.401	89.972	130.401

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

1. CONTEXTO OPERACIONAL E INFORMAÇÕES GERAIS

1.1. OBJETIVO SOCIAL

A Companhia Energética de Brasília ("Companhia", "CEB" ou "Controladora") é uma sociedade de economia mista de capital aberto, autorizada pela Lei nº 4.545, de 10 de dezembro de 1964, sob o CNPJ nº 00.070.698/0001-11. Com sede localizada no SIA – Área de Serviços Públicos – Lote C, Brasília, Distrito Federal, possui registro na Comissão de Valores Mobiliários – CVM como Companhia Aberta na categoria A (emissores autorizados a negociar quaisquer valores mobiliários) e tem suas ações transacionadas na Bolsa de Valores de São Paulo (BM&FBOVESPA). Em 4 de julho de 1994, a Companhia iniciou a negociação de suas ações, ordinárias e preferenciais, sob os códigos CEBR3, CEBR5 e CEBR6.

As demonstrações financeiras da Companhia abrangem a Companhia e suas subsidiárias quando apresentadas de forma consolidada.

A atividade da Companhia é primariamente em participar em outras sociedades que atuam na exploração direta ou indireta de serviços de energia elétrica, compreendendo os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização. De forma secundária, a CEB presta serviços de manutenção e de expansão do sistema de iluminação pública do Distrito Federal.

Segue abaixo lista das controladas e coligadas do Grupo

		Participação acionária %	
	Atividade	**2018**	**2017**
Participações diretas			
Em Controladas			
CEB Distribuição S.A.	Distribuição	100,00	100,00
CEB Geração S.A.	Geração	100,00	100,00
CEB Participação S.A.	Comercialização	100,00	100,00
CEB Lajeado S.A.	Comercialização	59,93	59,93
Companhia Brasiliense de Gás	Gás	17,00	17,00
Em Controlada em Conjunto			
Energética Corumbá III S.A.	Geração	37,50	37,50
Em Coligada			
Corumbá Concessões S.A.	Geração	47,57	47,57
Participações indiretas			
Em Coligada			
Investco S.A.	Geração	11,99	11,99
Outras Participações			
BSB Energética S.A.	Geração	9,00	9,00

1.2. SEGMENTO DE GERAÇÃO

(i) Acordo GSF – Repactuação do Risco Hidrológico – Impacto Sobre as Investidas

A partir do exercício de 2014, o setor elétrico brasileiro enfrentou uma crise de caráter estrutural e regulatório que, agravada pela considerável redução dos níveis de armazenamento dos reservatórios, levou a um deficit de geração de energia, ocasionando exposições financeiras negativas aos geradores. Com isso foi imputado ao segmento uma conta bilionária oriunda da queda do Ajuste do Mecanismo de realocação de Energia – MRE, aliado aos elevados valores dos preços da energia no Mercado de Curto Prazo – MCP (Preço de Liquidação das Diferenças – PLD).

Tal exposição causou uma enorme incerteza de naturezas jurídica e regulatória. Por sua vez, o Regulador, na busca de uma solução, no final de 2015, propôs a "Repactuação do Risco Hidrológico" dos geradores com os consumidores.

Os termos do acordo de repactuação para os geradores hidrelétricos têm como objeto a transferência do risco hidrológico para os consumidores, considerando o pagamento de um prêmio de risco, compensações financeiras, extensão de concessões e desistência de ações judiciais.

A medida foi objeto de adesão essencialmente por parte dos geradores com contratos negociados nos leilões do ambiente regulado. As empresas CEB Lajeado S.A. e CEB Participações S.A. decidiram pela repactuação do risco e, desde 2016, tem repassado parte do impacto financeiro negativo, verificado no Mercado de Curto Prazo, para os consumidores. A CEB Geração S.A. vem atuando no mercado livre de energia, onde os termos propostos para a repactuação não se revelaram benéficos aos geradores. A Empresa, não tendo repactuado o risco hidrológico com o consumidor, em 2017, arcou com exposições negativas no Mercado de Curto Prazo, principalmente no segundo semestre, tendo mitigado o impacto financeiro negativo com a realização de leilões para compra de energia a preços compensatórios.

As empresas coligadas Energética Corumbá III S.A.; Corumbá Concessões S.A.; e BSB Energética S.A. também aderiram à repactuação do risco hidrológico.

O Mercado de Curto Prazo permanece, em parte, judicializado e, como consequência, com elevado índice de inadimplência. O Regulador conseguiu cassar liminares de proteção ao GSF no ambiente livre e vem discutindo propostas para liquidação dos débitos neste mercado. As empresas geradoras controladas pela CEB possuem ação protetiva para efeitos financeiros negativos do rateio da inadimplência do MCP e vem gerindo seu portfólio de contratos de forma a minimizar os efeitos negativos da instabilidade deste mercado nas receitas dos negócios.

(ii) Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional – SIN

O Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria nº 178, de 3 de maio de 2017, aprovando a metodologia adotada no relatório "Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional – SIN". O documento determinou revisões dos montantes de Garantia Física de Energia das usinas, cujos efeitos já ocorreram a partir de janeiro de 2018, repercutindo da seguinte forma nos empreendimentos relacionados com a CEB.

Usinas Hidrelétricas - UHEs	(Redução) / Aumento	Garantia Física MW médios	
		de	para
UHE Luís Eduardo Magalhães (CEB Lajeado S.A.)	(4,08%)	104,26	100,01
UHE Queimado (CEB Participações S.A.)	17,10%	58,00	67,90
UHE Corumbá IV (Corumbá Concessões S.A.)	(4,94%)	76,60	73,20
UHE Corumbá III (Energética Corumbá III S.A.)	(3,14%)	50,90	49,30

1.3. ALIENAÇÃO DE ATIVOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS

Em 21 de dezembro de 2015, foi sancionada a Lei nº 5.577/2015, que autoriza a CEB a alienar suas participações acionárias em empresas de geração de energia elétrica e de distribuição de gás, vinculando a aplicação dessas receitas em investimentos, pagamentos de tributos e amortizações de empréstimos da controlada CEB Distribuição S.A..

Na Reunião Ordinária de 18 de dezembro de 2018, o Conselho de Administração da CEB aprovou o Plano de Negócios para o período de 2019 a 2023, conforme previsto na Lei nº 13.303/2016.

Em resumo, o Plano estabeleceu os seguintes objetivos centrais para dar sequência ao saneamento econômico-financeiro da CEB Distribuição S.A.:

- Adequação dos custos e despesas operacionais; e
- Redução do endividamento com consequente diminuição do serviço da dívida.

Assim sendo, as principais estratégias para a viabilização do Plano de Negócios estão centradas, principalmente, nos seguintes eventos:

- Alienação de participações societárias;
- Monetização de ativos imóveis da CEB Distribuição S.A.; e
- Capitalização destes recursos no principal negócio da Companhia, a CEB Distribuição S.A..

Em relação a alienação dos ativos de geração, a Companhia, após a aprovação do Conselho de Administração, contratou um consórcio especializado, em setembro de 2017, para operacionalizar as alienações, realizando o *valuation, due diligence* jurídica e patrimonial, bem como a avaliações técnico operacional, ambiental e de recursos humanos. Esse consórcio ainda acompanhará o processo de venda até o seu encerramento.

As avaliações técnico operacional, ambiental e de recursos humanos foram concluídas e disponibilizadas a Companhia em novembro de 2017. Os laudos de avaliação econômica e das *due diligence* jurídica e patrimonial foram disponibilizados a CEB em dezembro de 2017.

Com base nessas informações, o Conselho de Administração se manifestou favoravelmente a respeito das propostas das alienações em fevereiro de 2018, com definição do preço mínimo e modelo de venda, sendo convocada a Assembleia para deliberação do tema.

Em maio de 2018, foi aprovada na 95ª Assembleia Geral Extraordinária a proposta encaminhada pelo Conselho de Administração sobre a alienação dos ativos de geração.

Em setembro de 2018 foi aberta audiência pública relativa ao edital do leilão a ser realizado pela Brasil, Bolsa, Balcão - B3, válido por 30 dias.

Em 5 de outubro de 2018, o Tribunal de Contas do Distrito Federal – TCDF, solicitou esclarecimentos acerca do certame e por meio da Decisão nº 138/2018 suspendeu preventivamente o leilão até o ulterior pronunciamento do Tribunal.

Em 11 de dezembro de 2018, por meio da Decisão nº 186/2018, o TCDF autorizou o prosseguimento da alienação de participações acionárias detidas pela CEB.

Apesar de cumprida todas as exigências necessárias, até o encerramento destas demonstrações ainda não havia uma data reservada na B3 para realização destes ativos.

As novas Diretorias da Companhia e da CEB Distribuição S.A. estudam outras alternativas para sanar a necessidade de capital de giro daquela Controlada. Entre as principais alternativas estão a alienação de ativos, aporte de capital pelo controlador, capitação de recursos no mercado, bem como as apresentadas na Nota nº 2.2.1.1, (iii).

2. BASE DE PREPARAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS E RESUMO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

2.1. DECLARAÇÃO DE CONFORMIDADE

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram preparadas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil com base nas disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, pronunciamentos, orientações e interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis, aprovadas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM, além das próprias normas expedidas CVM e as normas internacionais de relatório financeiro (*International Financial Reporting Standards* ("IFRS"), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

As demonstrações financeiras são apresentadas em milhares de reais (R$) e com base no custo histórico, com exceção dos assuntos tratados no CPC 21 (IAS 34), que requer o uso de certas estimativas contábeis por parte da Administração. Os seguintes ativos e passivos financeiros são mensurados a valor justo:

- Os instrumentos financeiros não derivativos mensurados pelo valor justo por meio do resultado;
- Ativo financeiro indenizável; e

- O passivo atuarial dos planos de benefício definido.

Todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis, e somente elas, estão sendo evidenciadas e correspondem às utilizadas para fins da gestão administrativa.

A emissão dessas demonstrações financeiras individuais e consolidadas do Grupo foi autorizada pelo Conselho de Administração em 29 de março de 2019.

2.1.1. Demonstrações financeiras consolidadas

As demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas e estão sendo apresentadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs) e também conforme as normas internacionais de relatório financeiro (*International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*).

2.1.2. Demonstrações financeiras individuais

As demonstrações financeiras individuais da controladora foram preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC e estão em linha com as normas internacionais de contabilidade (IFRS). Essas demonstrações financeiras individuais são divulgadas em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas.

Nas demonstrações financeiras individuais, as controladas, controladas em conjunto e coligadas são contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial. Os mesmos ajustes são feitos tanto nas demonstrações financeiras individuais quanto nas demonstrações financeiras consolidadas, para chegar ao resultado e ao patrimônio líquido atribuível aos acionistas da controladora.

2.1.3. Estimativas e julgamentos contábeis críticos

A preparação de demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e também o exercício de julgamento por parte da Administração da Companhia no processo de aplicação das políticas contábeis do Grupo e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas. Por definição, as estimativas contábeis resultantes raramente serão iguais aos respectivos resultados reais. Desta forma, a Administração da Companhia revisa as estimativas e premissas adotadas de maneira contínua, baseada na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os ajustes oriundos destas revisões são reconhecidos no período em que as estimativas são revisadas e aplicadas de maneira prospectiva.

As estimativas e premissas que apresentam um risco significativo, com probabilidade de causar um ajuste relevante nos valores contábeis de ativos e passivos para o próximo exercício social, estão contempladas a seguir:

2.1.3.1. Estimativa de perdas com créditos de liquidação duvidosa

A estimativa de perdas 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.

O critério utilizado pelo Grupo para constituir a provisão para créditos de liquidação duvidosa é considerado pela Administração como adequado para estimar as perdas com créditos decorrentes de fornecimento de energia.

Para o grupo 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.

2.1.3.2. Perda por redução ao valor recuperável de ativos não financeiros (*impairment*)

Uma perda por redução ao valor recuperável existe quando o registro contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa excede o seu valor recuperável, que corresponde ao maior montante entre o "valor justo menos custos de venda"

e o "valor em uso". O cálculo é baseado em informações disponíveis de "transações de venda de ativos similares" ou "preços de mercado menos custos adicionais" para descartar o ativo, e utiliza o modelo de fluxo de caixa descontado. Os fluxos de caixa derivam do orçamento até o final da concessão e não incluem atividades de reorganização com as quais o Grupo ainda não tenha se comprometido ou investimentos futuros significativos que melhorarão a base de ativos da unidade geradora de caixa objeto do teste. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como os recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação (Nota Explicativa nº 2.15).

2.1.3.3. Provisões

2.1.3.3.1. Provisões para riscos tributários, trabalhistas, cíveis e regulatórios

Uma provisão é reconhecida no balanço patrimonial quando a Companhia ou suas controladas e coligadas possui uma obrigação presente (legal ou construtiva) como resultado de um evento passado, e é provável que um recurso econômico seja requerido para liquidar a obrigação. As provisões são registradas tendo como base as melhores estimativas do risco envolvido.

O Grupo é parte em diversos processos judiciais e administrativos. Provisões para riscos tributários, trabalhistas, cíveis e regulatórios são constituídas para todos os processos com os quais seja provável uma saída de recursos para liquidar a obrigação e uma estimativa razoável possa ser efetuada. A avaliação da probabilidade de perda, por parte dos consultores legais da Companhia e de suas controladas e coligadas, inclui a avaliação das evidências disponíveis; a hierarquia das leis; as jurisprudências; as decisões mais recentes nos tribunais; e a sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos e internos.

As provisões são revisadas e ajustadas para considerar alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções físicas ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras, devido às imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A Administração do Grupo revisa suas estimativas e premissas em bases mensais. Informações adicionais estão divulgadas na Nota Explicativa nº 26.

2.1.3.4. Benefícios a empregados

2.1.3.4.1. Benefícios de curto prazo

Obrigações de benefícios de curto prazo a empregados são mensuradas em uma base não descontada e são incorridas como despesas conforme o serviço relacionado seja prestado.

O passivo é reconhecido pelo valor esperado a ser pago aos planos de bonificação, em espécie ou em participação nos lucros de curto prazo, se a Companhia ou suas controladas e coligadas têm uma obrigação, em função de serviço prestado pelo empregado, que possa ser estimada de maneira confiável.

2.1.3.4.2. Benefícios pós-emprego

A Companhia e suas controladas, em especial a CEB-D ("Patrocinadoras"), patrocinam planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários, com o objetivo de suplementar os benefícios garantidos pelo sistema oficial da previdência social. As patrocinadoras concedem, também, determinados benefícios de assistência à saúde pós-emprego para seus empregados e respectivos beneficiários – Plano Assistencial (Nota Explicativa nº 25).

O plano de aposentadoria na modalidade benefício definido tem o custo da concessão dos benefícios determinados pelo Método da Unidade de Crédito Projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, com base em avaliação atuarial externa realizada anualmente no final de cada exercício. A avaliação atuarial é elaborada com base em premissas e projeções de taxas de juros, inflação, aumentos dos benefícios, expectativa de vida etc. Essas premissas e projeções são revisadas em bases trimestrais ao final de cada período.

O custeio dos benefícios concedidos pelos planos de benefícios definidos é estabelecido separadamente para cada plano, utilizando o método do crédito unitário projetado. Os ganhos e perdas auferidos na avaliação atuarial dos benefícios gerados por alterações nas premissas, compromissos atuariais sobre o passivo atuarial são contabilizados no patrimônio líquido em conta denominada "ajustes de avaliação patrimonial" (resultado abrangente), conforme requerido pelo CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados. Esses ganhos ou perdas são reconhecidos ao longo do tempo de serviço médio de trabalho remanescente esperado dos funcionários que participam do plano.

O ativo ou o passivo de planos de benefício definido a ser reconhecido nas demonstrações financeiras corresponde ao valor presente da obrigação pelo benefício definido (utilizando uma taxa de desconto com base em títulos públicos de longo prazo), menos custos de serviços passados ainda não reconhecidos; e valor justo dos ativos do plano que será usado para liquidar as obrigações.

Os ativos do plano de benefício complementar são mantidos por uma entidade fechada de previdência complementar (Fundação de Previdência dos Empregados da CEB – FACEB). Os ativos do plano não estão disponíveis aos credores das Patrocinadoras e não podem ser pagos diretamente às Patrocinadoras. O valor justo se baseia em informações sobre preço de mercado. O valor de qualquer ativo de benefício definido reconhecido é limitado à soma de qualquer custo de serviço passado ainda não reconhecido e ao valor presente de qualquer benefício econômico disponível na forma de reduções nas contribuições patronais futuras do plano.

2.1.3.5. Valor justo de instrumentos financeiros

Quando o valor justo de ativos e passivos financeiros apresentados no balanço patrimonial não puder ser obtido de mercados ativos, é determinado utilizando técnicas de avaliação, incluindo o método de fluxo de caixa descontado. Os dados para esses métodos se baseiam naqueles praticados no mercado, quando possível. Contudo, quando isso não for viável, um determinado nível de julgamento é requerido para estabelecer o valor justo. O julgamento inclui considerações sobre os dados utilizados como, por exemplo, risco de liquidez, risco de crédito e volatilidade. Mudanças nas premissas sobre esses fatores podem afetar o valor justo apresentado dos instrumentos financeiros (Nota Explicativa nº 4.3).

2.1.3.6. Depreciação de ativos tangíveis

A depreciação é calculada pelo método linear, a taxas anuais variáveis de 2% a 20%, levando em consideração a vida útil estimada dos bens, conforme orientação e definição do Órgão Regulador. Os terrenos não são depreciados.

Itens do ativo imobilizado são depreciados a partir da data em que são instalados e estão disponíveis para uso, ou em caso de ativos construídos internamente, do dia em que a construção é finalizada e o ativo está disponível para utilização.

As taxas de depreciação para os ativos de usinas hidrelétricas estão de acordo com a Resolução Normativa nº 474/2012-ANEEL. As novas taxas anuais de depreciação para os ativos em serviço foram estabelecidas, a partir de 1º de Janeiro de 2012, alterando as tabelas I e XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa nº 367/2009.

Na Investco S.A., as taxas de depreciação refletem a vida útil dos ativos e são as utilizadas para a depreciação dos seus ativos imobilizados. O valor residual é o saldo remanescente do ativo ao final da concessão, conforme estabelecido em contrato firmado entre a Geradora e a União. Ao final da concessão os ativos serão revertidos para a União que, por sua vez, indenizará a Geradora pelos ativos ainda não totalmente depreciados. A Administração entende que existe o direito à indenização do valor residual dos bens vinculados e reversíveis, suportada por seus assessores legais e considerando os fatos e circunstâncias disponíveis no momento. Eventuais alterações serão acompanhadas, bem como analisados os seus impactos, se existentes.

Os métodos de depreciação, as vidas úteis e os valores residuais serão revistos a cada encerramento de exercício financeiro e eventuais ajustes são reconhecidos como mudança de estimativas contábeis (Nota Explicativa nº 15).

2.1.3.7. Amortização de ativos intangíveis

A amortização é reconhecida no resultado baseando-se no método linear de acordo com as vidas úteis estimadas de ativos intangíveis, a partir da data em que estes estão disponíveis para uso.

Métodos de amortização, vidas úteis e valores residuais são revistos a cada encerramento de exercício financeiro e ajustados caso seja adequado (Nota Explicativa nº 16).

2.2. CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E CONTABILIZAÇÃO DE INVESTIMENTOS SOCIETÁRIOS

2.2.1. Controladas

2.2.1.1. CEB Distribuição S.A.

A CEB Distribuição S.A. é uma sociedade anônima de capital fechado, reorganizada em conformidade com a Lei Distrital n° 2.710, de 24 de maio de 2001, com início das suas atividades em 12 de janeiro de 2006, como resultado do processo de desverticalização das atividades de distribuição e geração da Companhia Energética de Brasília – CEB.

A CEB D é uma concessionária do serviço público de energia elétrica e tem por objeto principal a distribuição e comercialização de energia elétrica, assim como serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito e atividades associadas no Distrito Federal.

Apresenta-se a seguir os fatos julgados relevantes relativos à Distribuidora:

(i) Contrato de Concessão nº 066/1999 – ANEEL (4º. Termo Aditivo)

Em 9 de dezembro de 2015, por intermédio do Ministério de Minas e Energia, foi celebrado o Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 066/1999 - ANEEL, que prorrogou a Concessão dos Serviços Públicos de Energia Elétrica da Companhia para 7 de julho de 2045.

Por esse instrumento, a data do Reajuste Tarifário anual da CEB D foi alterada de 26 de agosto para 22 de outubro e a Revisão Tarifária Ordinária passou a ocorrer com intervalo quinquenal.

O Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão estabelece, entre outros, indicadores de sustentabilidade, com critérios objetivos e metas regulatórias, pelas quais a Companhia deve ser avaliada e que atuam como condicionantes para a manutenção da titularidade da concessão.

Indicadores de sustentabilidade ANEEL

O Poder Concedente, por intermédio Ministério de Minas e Energia, estabeleceu às Distribuidoras, na prorrogação de suas concessões, a condição de sustentabilidade econômico-financeira e operacional, por meio de seus dados contábeis, financeiros e indicadores de continuidade coletivos.

Parâmetros mínimos de sustentabilidade econômico-financeiro

O parâmetro de sustentabilidade exigido no Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 66/99-ANEEL, bem como na Resolução Normativa nº 787/2017-ANEEL, é definido pelo seguinte critério:

a) (Geração Operacional de Caixa – Investimentos de Reposição – Juros da Dívida) ≥ 0

Essa inequação é formada por parâmetros mínimos, assim definidos:

- Geração Operacional de Caixa: Lucros antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização (LAJIDA Regulatório) ajustado por eventos não recorrentes;
- Investimentos de Reposição: Quota de Reintegração Regulatória (QRR); e
- Juros da Dívida: Dívida Líquida Regulatória x (1,11 x SELIC).

O descumprimento da referida inequação poderá resultar em: limitação da distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre capital próprio; regime restritivo de contratos com Partes Relacionadas; e exigência de Aportes de Capital dos sócios controladores em montante suficiente para atender à condição de sustentabilidade mínima.

A avaliação dessa condição na Companhia está demonstrada conforme a seguir:

	2018	2017
LAJIDA Reg. Ajustado (-) QRR (-) [Dívida Líquida Regulatória x 1/ (1,1 * SELIC)] ≥ 0	(75.904)	22.410

O resultado da inequação obrigatória para o exercício de 2018 foi apurado pela CEB D, de acordo com os critérios estabelecidos na Resolução Normativa nº 787/2017-ANEEL, restando avaliação do Órgão Regulador.

Nesse contexto, verifica-se a necessidade de realização de Aporte de Capital em até 180 dias após o final do exercício corrente, conforme determina o referido Termo Aditivo ao Contrato de Concessão. Dessa forma, a controladora deverá repassar à CEB D o valor de R$ 75.904 até 30 de junho de 2019, sob pena de sanções administrativas.

Após o sexto ano do citado Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, o descumprimento desses indicadores durante dois anos consecutivos resultará na abertura do processo de caducidade da concessão.

Limites anuais globais de indicadores de continuidade coletivos

A ANEEL define os indicadores de qualidade operacional, a serem atendidos pelas distribuidoras durante o processo de revisão tarifária, por meio de resoluções autorizativas.

A Resolução Autorizativa nº 6092/2016, norteia os limites de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC que a CEB D deverá cumprir nos anos de 2017 a 2021, a saber:

	2017	2018	2019	2020	2021
DEC (horas)	9,46	9,24	8,62	8,27	7,61
FEC (interrupções)	7,91	7,57	6,91	6,36	5,79

A avaliação dessa condição na CEB D para o ano de 2018 foi de 8,56 horas para o DEC e 6,03 para o FEC, estando, portanto, dentro dos limites regulatórios.

O descumprimento desses indicadores de continuidade em dois anos consecutivos, ou em três anos, em um intervalo de cinco anos, poderá resultar em limitação da distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre capital próprio.

Após o sexto ano do citado Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, o descumprimento desses indicadores, durante três anos consecutivos, resultará na abertura do processo de caducidade da concessão.

Condições para prorrogação do contrato de concessão

Além das condições previstas nas Notas Explicativas 1.2.1.1 e 1.2.1.2, durante os cinco primeiros anos do Quarto Termo Aditivo ao citado Contrato de Concessão, também são previstos *covenants* referentes às gestões operacional e econômico-financeira das distribuidoras.
No caso de descumprimento de uma dessas Condições para Prorrogação, por dois anos consecutivos ou quaisquer das Condições ao final do quinto ano, é prevista a extinção da Concessão, respeitado o direto à ampla defesa e ao contraditório.

a) Condições restritivas econômico-financeiros (*Covenants*)

	2018	2017
LAJIDA Regulatório > 0 (até o término de 2017 e mantida nos anos seguintes)	51.587	116.451
[LAJIDA Regulatório (-) QRR] > 0 (até o término de 2018 e mantida nos anos seguintes)	(16.730)	n/a
{Dívida Líquida Regulatória / [LAJIDA Regulatório (-) QRR]} < 1/ (0,8 * SELIC) (até o término de 2019 e mantida nos anos seguintes)	n/a	n/a
{Dívida Líquida Regulatória / [LAJIDA Regulatório (-) QRR]} < 1/ (1,1 * SELIC) (até o término de 2020 e mantida nos anos seguintes)	n/a	n/a

Os resultados das inequações obrigatórias para o exercício de 2018 foram apurados pela Companhia, segundo critérios estabelecidos na Resolução Normativa nº 787/2017-ANEEL, restando avaliação do Órgão Regulador.

Em 2018 a CEB D apresentou o LAJIDA Regulatório inferior à Quota de Reintegração Regulatória – QRR, ocasionando o não atendimento da condição restritiva prevista no citado Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão.

b) Condições restritivas operacionais (*Covenants*)

	2016	2017	2018	2019	2020
DECi (horas)*	15,14	13,09	10,58	8,45	7,90
FECi (interrupções)*	11,33	9,83	7,99	6,43	6,03

(*) O DECi e o FECi correspondem a parcela de origem interna considerados para o cálculo dos indicadores DEC e FEC.

A avaliação dessa condição na CEB D para o ano de 2018 foi de 8,56 horas para o DECi e 6,03 para o FECi, estando, portanto, aderente aos limites contratuais.

(ii) Informações sobre aspectos relacionados ao pressuposto da continuidade operacional

No exercício de 2018, a CEB Distribuição S.A. operou com seus custos de Parcela A (compra de energia, transmissão e encargos setoriais) e Parcela B (demais custos diretamente gerenciáveis pela distribuidora) incompatíveis com a estrutura tarifária vigente, ocasionando seu desequilíbrio econômico-financeiro, em relação aos critérios definidos no Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 066/1999 - ANEEL.

A Distribuidora possui limitação de recursos disponíveis no curto prazo, considerando a alta alavancagem financeira e os desembolsos de caixa previstos. Há, por consequência de diversos fatores, limitação da habilidade da Companhia em obter novas linhas de crédito em condições mais favoráveis de juros em função dos riscos relacionados à alavancagem financeira atual.

Além disso, a Companhia apresentou um elevado grau de endividamento, provocando uma acentuação em suas despesas financeiras no mesmo período.

A habilidade da Companhia em continuar operando em base de continuidade depende, portanto, de atingimento de metas operacionais determinadas pelo Órgão Regulador, além de refinanciamento das dívidas contratadas, e/ou ações relacionadas à desalavancagem financeira.

As principais variações entre a tarifa recebida pela Companhia e os custos e despesas incorridos estão demonstradas no quadro a seguir:

	2018	Nível Regulatório (Tarifa)	Delta	Principais Efeitos	Perdas
Resultado depois da Parcela A	459,9	521,2	(61,3)	Rede Básica **(a)**	(42,8)
				Perdas de Energia Elétrica **(b)**	(23,1)
Resultado da Parcela B	(370,4)	(292,5)	(77,9)	PMSO **(c)**	(47,9)
Resultado Financeiro	(118,1)	(49,9)	(68,2)	Encargos da dívida **(d)**	(56,5)
Perdas Totais			**(207,4)**		

a) Rede Básica

Em março de 2018, o Operador Nacional do Sistema (ONS) procedeu com a cobrança do Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) à CEB D, em virtude da disponibilização da Rede Básica proveniente da Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S/A (VSB).

A referida rede não foi interligada pela CEB D, ocasionando o não reconhecimento tarifário desse encargo no período. Tal fato está previsto no item 8 do Submódulo 3.3 do PRORET, que estabelece a obrigação de pagamento para as distribuidoras após à disponibilização do ativo, bem como o reconhecimento tarifário, condicionado à efetiva utilização da infraestrutura.

Como consequência, essa disponibilidade incorreu em custos adicionais de R$ 42,8 milhões à Distribuidora no exercício de 2018, que não foram capturados no processo de reconhecimento dos Ativos e Passivos Financeiros Setoriais.

b) Perdas de energia elétrica

Na Revisão Tarifária Periódica (RTP) ocorrida em outubro de 2016, a ANEEL estabeleceu os percentuais de Perdas Técnicas na Distribuição de 7,46% sobre a Energia Injetada e de 7,05% para Perdas Não Técnicas na Distribuição sobre o Mercado de Baixa Tensão – BT, equivalente à 3,84% da Energia Injetada.

Esses são os percentuais considerados e reconhecidos pela ANEEL para a aquisição de energia e repasse do custo ao consumidor nos processos tarifários até a próxima RTP que ocorrerá em outubro de 2021.

Em 2018, a CEB Distribuição S.A. apurou 12,58% de Perdas Totais (Técnicas e Não Técnicas sobre Energia Injetada) contra 11,30% no nível Regulatório. Essa diferença resultou em um custo estimado adicional na compra de energia de R$ 23,1 milhões sem a possibilidade de repasse ao consumidor.

c) PMSO (Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros)

Na RTP de outubro de 2016 a ANEEL definiu a reposição/remuneração dos custos com Pessoal, Materiais, Serviços e Outros (PMSO) na ordem de R$ 292,5 milhões ao ano à Distribuidora.

Em 2018, a Companhia superou em R$ 77,6 milhões o nível regulatório estabelecido pela Agência Reguladora, ocasionando um descasamento das suas despesas gerais e administrativas ao que efetivamente foi repassado ao consumidor.

d) Encargos da dívida (Empréstimos, Financiamentos e Debêntures)

A ANEEL define por meio do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) o nível de dívida regulatória (DR%) e o respectivo custo dessa dívida (Kd), de forma que seja repassada na tarifa, através da remuneração do capital investido, dado pela Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRL).

A Dívida Regulatória, em termos percentuais, é a participação do Capital de Terceiros sobre o Capital Total (Capital de Terceiros)/(Capital de Terceiros + Capital Próprio), definida e reconhecida pela ANEEL em 48,76%. Aplicando o DR% x Kd x BRL, estima-se uma despesa financeira regulatória de R$ 49,9 milhões.

Em 2018, o encargo da dívida atingiu o valor de R$ 56,5 milhões (R$ 57,6 milhões em 2017). Tais valores não contemplam os encargos referentes aos parcelamentos de energia elétrica e tributos.

(iii) Alternativas apresentadas pela CEB Distribuição S.A. para atender a sustentabilidade econômico-financeira prevista no Estatuto Social da Companhia, Contrato de Concessão nº 066/1999 – ANEEL e Resolução Normativa nº 787/2017-ANEEL

a) Aporte do Controlador

Em janeiro de 2019, a CEB D formalizou manifestação de necessidade caixa à controladora (CEB Holding), através da Carta nº 39/2019-DD, conforme disposto no artigo 20 do Estatuto da controlada, com o objetivo de auxiliar na redução do seu endividamento e buscar o cumprimento dos critérios de sustentabilidade definidos pelo Órgão Regulador e no Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão.

b) Interligação da Rede Básica de Brasília Leste

O contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) foi assinado pela CEB D no dia 28 de fevereiro de 2019, atendendo à decisão da Diretoria Colegiada, conforme Resolução de Diretoria nº 024, de 27 de fevereiro de 2019.

O prazo previsto para a entrada em operação comercial da interligação do sistema da CEB D com a VSB Transmissora é de 54 dias úteis a partir da assinatura do contrato. O prejuízo estimado para o exercício de 2019 é de R$ 3,3 milhões mensais até a data efetiva da entrada em operação.

A interligação é fundamental para estancar o prejuízo que está incorrendo mensalmente na Distribuidora.

c) Mitigação das perdas de energia elétrica

Para o ano de 2019 a Administração estima que as perdas técnicas e comerciais girem em torno de 14% de toda energia injetada na área de concessão da Companhia, contra 12,58% em 2018. Visando mitigar esse prognóstico, serão intensificados os serviços de fiscalização de ligações clandestinas, fraudes, medições e faturamentos, objetivando a recuperação de 143,8 GWh, em um período de 30 meses. Por meio de contratação de empresa especializada.

A estimativa de perdas geradas pelas ligações clandestinas, encontradas em áreas irregulares, perfazem o quantitativo de 14,5 GWh/mês. A Companhia irá intensificar fortemente junto ao Poder Público Competente, a partir da oportunidade criada pelo § 2º, do artigo 52 da Resolução Normativa 414/2010, para atendimento das unidades consumidoras localizadas nas referidas áreas irregulares, ocupadas predominantemente por população de baixa tensão. Essa ação visa reduzir o risco de danos e acidentes a pessoas, bens ou instalações do sistema elétrico, bem como combater o uso irregular da energia elétrica, na busca pela redução das perdas em níveis compatíveis com os definidos pelo Órgão Regulador.

d) Alienação de terrenos

A alienação de terrenos da Companhia representa uma das principais premissas do Plano de Negócio aprovado para o período de 2019 a 2023 (em revisão). Para isso, foi constituído um Grupo de Trabalho - GT, instituído por meio da Portaria Conjunta nº 001- CEB/CEB-D/2019, com o objetivo de realizar os estudos e elaborar plano de ação, contendo cronograma e compromissos com metas e resultados necessários para a alienação dos ativos inservíveis à Concessão.

Está no escopo do referido Grupo de Trabalho a área localizada na Área Especial do Setor Noroeste, SAI Norte PR 155/1/DF, bem como os terrenos registrados como Bens Destinados à Venda.

e) Redução de despesas com Pessoal

As iniciativas relacionadas à rubrica de Pessoal que ilustram a atenção com essa despesa estão listadas a seguir:

- Efetivação da Política de Desligamento dos aposentáveis, considerando a reposição dos empregos de Nível Superior; Técnicos Industriais; Técnico de Segurança do Trabalho; Técnico de Enfermagem do Trabalho, na proporção de um para um; Agente de Suporte Administrativo – ASA, de cada dois desligamentos uma reposição; e para Eletricistas e demais funções sem reposição imediata;
- Reajustes salariais com observância aos limites estabelecidos na "Parcela B" e as condições de terceirização existentes; e
- Intensificar o processo de capitalização dos custos com pessoal vinculados ao processo de Investimento da Companhia, de acordo com os limites definidos pelo Órgão Regulador.

f) Redução da Inadimplência

O leque de cobranças administrativas da Companhia é extenso. Registra-se o envio de cerca de 2.000 faturas por dia para o SERASA e mais 2.000 faturas para Protesto, além de se realizar cobranças ativas na Central de Atendimento.

A CEB D possui, ainda, a realização de cobranças por e-mail, SMS, publicação de editais de chamamento para credenciamento de empresas que atuam na negociação de débitos via cartão de crédito, assim como programas de recuperação de débitos (PROLUZ) para carteiras de longo prazo.

A Administração também atua na realização de cobranças e negociações perante os Órgãos e Departamentos vinculados aos Poderes Públicos Federal e Distrital, bem como realiza procedimentos de cobrança judicial, em caso de insucesso da cobrança administrativa, tendo como base o princípio da economicidade.

Para intensificar o processo de redução da inadimplência, também será realizada a contratação de empresa especializada em corte e religação, com previsão de assinatura do contrato até o início do terceiro trimestre de 2019.

2.2.1.2. CEB Geração S.A.

A CEB Geração S.A. é uma sociedade por ações de capital fechado, autorizada pela Lei Distrital nº 2.648, de 26 de dezembro de 2000, constituída como subsidiária integral, concessionária do serviço público de geração de energia elétrica, detentora de 2 (duas) concessões:

(i) UTE BRASÍLIA

O contrato de concessão da Usina Termelétrica Brasília encerrou-se no dia 7 de julho de 2015. Foi recomendada a caducidade da usina por meio do Ofício nº 661/2015-SCG/ANEEL em decorrência de vários fatores, tais como: projeto da década de 50 com custo de energia muito elevado; ausência de peças de reposição; e questões ambientais. Desde 2009 a usina não é despachada pelo ONS, sendo até retirada do quadro de unidades disponíveis à Operação do Sistema Nacional.

Dessa forma, foram iniciados os procedimentos visando à alienação de seus ativos. O Contrato de Concessão venceu em 7 de julho de 2015 e o Governo Federal publicou o decreto que possibilita a extinção de termoelétricas com livre disponibilização dos bens.

(ii) UHE PARANOÁ

A Usina Hidrelétrica do Paranoá – UHE Paranoá foi outorgada pelo Decreto nº 65.664, de 29 de outubro de 1969. A concessão foi prorrogada pela Portaria MME nº 255 de 1999, com encerramento previsto para 29 de outubro de 2019. Posteriormente, o período da concessão foi novamente prorrogado até 20 de abril de 2020, em função da Repactuação do Risco Hidrológico.

Finalmente, em dezembro de 2016, foi firmado o novo Contrato de Concessão nº 001/2016-ANEEL, conferindo à CEB Geração S.A. atuar como Produtora Independente de Energia. O empreendimento do Paranoá foi enquadrado como Pequena Central Hidrelétrica – PCH, mantendo o mesmo prazo da concessão e permitindo os benefícios previstos na legislação pertinente para essa classe de geração.

2.2.1.3. CEB Participações S.A.

A CEB Participações S.A. é uma sociedade por ações de capital fechado, autorizada pela Lei Distrital nº 1.788, de 27 de novembro de 1997, constituída como subsidiária integral da CEB, que atua na compra e venda de participações acionárias ou cotas de outras empresas energéticas, de telecomunicações e de transmissão de dados, majoritária ou minoritariamente.

A sociedade atua na comercialização da energia elétrica, na proporção de sua cota-parte de 17,5% no Consórcio CEMIG/CEB, produzida pela Usina Hidrelétrica de Queimado, na condição de produtora independente de energia elétrica.

Complementarmente, a Companhia detém a participação acionária correspondente a 2,35% do capital da Corumbá Concessões S.A..

Assim como a CEB, a CEB Participações S.A. possui ativos que estão autorizados por Lei para sua venda; os recursos oriundos da venda dos seus ativos terão a mesma finalidade dos recursos da venda dos ativos de geração da CEB.

2.2.1.4. CEB Lajeado S.A.

A CEB Lajeado S.A. é uma sociedade por ações de capital fechado, autorizada pela Lei Distrital nº 2.515, de 31 de dezembro de 1999, controlada pela Companhia Energética de Brasília – CEB, com 59,93% do total das ações, representada por ações ordinárias. As Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás detém 40,07% do total das ações, representada por ações preferenciais.

A CEB Lajeado S.A. em conjunto com a EDP Lajeado Energia S.A. e a Paulista Lajeado Energia S.A. são titulares de ações representativas de 100% do capital votante da Investco S.A.. Sobre este capital, a CEB Lajeado S.A. detém 20% de participação.

As referidas sociedades, juntamente com a Investco, são parte do consórcio denominado "Consórcio Lajeado", cujo objeto é a exploração compartilhada da concessão de uso de bem público para a exploração da UHE Luís Eduardo Magalhães e Sistema de Transmissão Associado, nos termos do Contrato de Concessão n° 05/1997 e respectivos aditivos. O prazo de duração do contrato de concessão é de 35 anos contados a partir de 16 de dezembro de 1997, com término previsto para 15 de dezembro de 2032.

2.2.1.5. Companhia Brasiliense de Gás

A Companhia Brasiliense de Gás é uma sociedade de economia mista, constituída em 20 de março de 2001, com autorização da Lei Distrital nº 2.518, de 10 de janeiro de 2000. Tem por objeto social a exploração do serviço de distribuição e comercialização de gás combustível canalizado, de produção própria ou de terceiros, podendo inclusive importar, para fins comerciais, industriais, residenciais, automotivos, de geração termelétrica ou quaisquer outras finalidades e usos possibilitados pelos avanços tecnológicos, em todo território do Distrito Federal. A Companhia poderá ainda:

- Efetuar a implantação e a operação das redes de distribuição de gás canalizado, podendo ainda adquirir e importar diretamente gás natural e executar os serviços de transporte;
- Exercer atividades correlatas à sua finalidade principal, especialmente execução de estudos, pesquisas e projetos relacionados com o setor de gás, inclusive, sob a forma de prestação de serviços de consultoria técnica a terceiros; e
- Constituir ou participar de outras sociedades, inclusive subsidiárias integrais, visando o êxito na realização de suas atividades.

A concessão da exploração tem prazo de vigência até 9 de janeiro de 2030, podendo ser prorrogado por mais 30 anos.

Para que sua operação seja similar à de outras empresas Distribuidoras de Gás Canalizado no Brasil, faz-se necessária a viabilização de um suprimento adequado às necessidades do Distrito Federal, por meio de um gasoduto de transporte de gás natural.

A Companhia Energética de Brasília – CEB é controladora da Companhia Brasiliense de Gás com 51% das ações ordinárias e 17% do total das ações**.**

2.2.2. Coligadas

2.2.2.1. Energética Corumbá III S.A.

A Energética Corumbá III S.A. é uma sociedade por ações de capital fechado, constituída em 25 de julho de 2001, concessionária do serviço público de energia elétrica, na condição de produtora independente. A CEB detém uma participação de 37,5% do capital social, sendo 25% das ações ordinárias e 50% das ações preferenciais.

Seu Contrato de Concessão é o de nº 126/2001 e possui vencimento em 14 de fevereiro de 2037, e tem por objeto principal a exploração de geração de energia elétrica da Usina de Corumbá III. O início da sua operação comercial foi em outubro de 2009.

A energia gerada é contratada na sua totalidade pela CEB Distribuição S.A. com reajustes anuais.

2.2.2.2. Corumbá Concessões S.A.

A Corumbá Concessões S.A. é uma sociedade por ações de capital fechado, constituída em 6 de dezembro de 2000, detentora do contrato de concessão nº 93/2000 com vencimento em 12 de março de 2036, concessionária do serviço público de energia elétrica, atuando na geração de energia elétrica, na condição de produtora independente. A

participação do Grupo no capital social da Empresa é de 47,56%, sendo 45,21% de propriedade da CEB e 2,35% da CEB Participações S.A..

(i) Ação de Cobrança Proposta pela Saneamento de Goiás S.A. – Saneago

A companhia Saneamento de Goiás S.A. – Saneago ajuizou ação de cobrança contra a Corumbá Concessões S.A., embasada no argumento de que ocorreu a inundação de uma obra de captação de água bruta, de sua propriedade, no rio Corumbá, em decorrência da formação do lago para produção de energia hidrelétrica, de responsabilidade da Corumbá Concessões S.A., restando à autora da ação judicial, o prejuízo de R$ 24.021, orçado em outubro de 2006.

A Corumbá Concessões S.A., por sua vez, alegou que tinha conhecimento da interferência das obras que seriam feitas sobre a construção da estação de captação de água já iniciada pela Saneago, e que desde a assinatura do Termo de Compromisso, cumpriu com as obrigações referentes à primeira fase da obra, tendo sido impedida de dar prosseguimento à segunda etapa da construção, por fatos alheios à sua vontade, por parte da resistência apresentada pelos proprietários dos imóveis situados nas proximidades da área e a fiscalização do Ibama/DF.

Posteriormente, houve a emissão da sentença que julgou parcialmente procedente o pedido da Corumbá Concessões S.A., pela não aplicação da multa por atraso na execução da obra, eis que as resistências criadas constituíram situações não gerenciáveis pela companhia, que a impediram de cumprir as obrigações. Tal situação exclui, portanto, sua responsabilidade pela mora, não sendo cabível a condenação ao pagamento da multa contratual. Entretanto, o juiz entendeu ser necessário, em procedimento de liquidação de sentença, se apurar a quantia devida, o que requer o auxílio de um perito para estimar o valor da obra inundada.

Após recursos de ambas as partes no curso da ação de cobrança, em 12 de maio de 2015, foi proposta pela Saneago ação de liquidação provisória de sentença, que apurará o valor real dos prejuízos materiais sofridos pela companhia. A perícia 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 perícia 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 Luís 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 Luís Eduardo Magalhães, nos termos do Contrato de Concessão n° 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 Brasiliense 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 redução 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 evidenciação 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 possuírem 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 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 (*impairment*), 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 (*IMPAIRMENT*)

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 (*Deemed Cost*), 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 OCPC 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 adicionais 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 ICPC 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/ICPC 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 / ICPC 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 ICPC 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 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

	Controladora						Consolidado					
Ativo	**31/12/2017**	**Ajustes**	**31/12/2017** Reapresentado	**01/01/2017**	**Ajustes**	**01/01/2017** Reapresentado	**31/12/2017**	**Ajustes**	**31/12/2017** Reapresentado	**01/01/2017**	**Ajustes**	**01/01/2017** 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
Estoques	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

	Controladora						Consolidado					
Passivo	**31/12/2017**	**Ajustes**	**31/12/2017**	**01/01/2017**	**Ajustes**	**01/01/2017**	**31/12/2017**	**Ajustes**	**31/12/2017**	**01/01/2017**	**Ajustes**	**01/01/2017**
			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		
	31/12/2017	Ajuste	31/12/2017 Reapresentado	31/12/2017	Ajuste	31/12/2017 Reapresentado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**49.776**		**49.776**	**2.720.486**	**(4.230)**	**2.716.256**
Custo com Energia Elétrica				(1.854.211)		(1.854.211)
Custo de Operação				(319.134)	5.156	(313.978)
Custo do Serviço Prestado a Terceiros	(34.512)		(34.512)	(41.642)		(41.642)
Lucro Bruto	**15.264**		**15.264**	**505.499**	**926**	**506.425**
Receitas / (Despesas) Operacionais	**136.553**	**(21.681)**	**114.872**	**(263.559)**	**(12.368)**	**(275.927)**
Despesas com Vendas	39.837		39.837	(97.513)	(11.294)	(108.807)
Despesas Gerais e Administrativas	(11.023)		(11.023)	(236.251)	1.720	(234.531)
Resultado de Equivalência Patrimonial	96.979	(21.681)	75.298	18.352	(2.794)	15.558
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	10.760		10.760	51.853		51.853
Outras Receitas Operacionais	10.901		10.901	99.604		99.604
Outras Despesas Operacionais	(141)		(141)	(47.751)		(47.751)
Lucro Operacional antes do Resultado Financeiro	**151.817**	**(21.681)**	**130.136**	**241.940**	**(11.442)**	**230.498**
Receitas (Despesas) Financeiras	**9.476**		**9.476**	**61.058**	**(10.239)**	**50.819**
Receitas Financeiras	10.176		10.176	149.069	467	149.536
Despesas Financeiras	(700)		(700)	(87.290)	(10.706)	(97.996)
Variação Cambial				(721)		(721)
Lucro Operacional antes dos Tributos	**161.293**	**(21.681)**	**139.612**	**302.998**	**(21.681)**	**281.317**
Imposto de Renda e Contribuição Social	**(9.211)**		**(9.211)**	**(125.765)**	**-**	**(125.765)**
Imposto de Renda e Contribuição Social - Corrente	(5.803)		(5.803)	(27.672)		(27.672)
Imposto de Renda e Contribuição Social - Diferido	(3.408)		(3.408)	(98.093)		(98.093)
Lucro do Exercício	**152.082**	**(21.681)**	**130.401**	**177.233**	**(21.681)**	**155.552**
Atribuído aos Acionistas Controladores				152.082	(21.681)	130.401
Atribuído aos Acionistas não Controladores				25.151		25.151
Lucro Básico e Diluído por Ação em Reais:						
Ações Ordinárias – Básicas e diluídas	10,0456		8,6135	10,0456		8,6135
Ações Prefenciais – Básicas e diluídas	11,0502		9,4748	11,0502		9,4748

3.3. DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES

	Controladora			Consolidado		
	31/12/2017	Ajuste	31/12/2017 Reapresentado	31/12/2017	Ajuste	31/12/2017 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

Eventos	Atribuído aos acionistas controladores				Participação de Acionistas não Controladores	Total do Patrimônio Líquido
	Capital Social	Ajuste de Avaliação Patrimonial/Outros Resultados Abrangentes	Lucros / (Prejuízos) Acumulados	Participação do Acionista Controlador		
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		
	31/12/2017	Ajuste	31/12/2017 Reapresentado	31/12/2017	Ajuste	31/12/2017 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 Duvidos	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 Contoladores				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 efeito 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 efeito 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 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 IGPM, 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, IGPM 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%
UMBNDES	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 (R$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2018		
		Provável	Possível – 25%	Remoto – 50%
		6,5%	**8,13%**	**9,75%**
	479.606	510.780	518.598	526.368
Efeito da Variação do CDI		(31.174)	(38.992)	(46.762)
Alta do CDI	**Exposição (R$ mil)**	**Cenários Projetados – Base 31/12/2017**		
		Provável	**Possível – 25%**	**Provável**
		6,75%	**8,44%**	**10,13%**
	420.344	448.717	455.821	462.925
Efeito da Variação do CDI		(28.373)	(35.477)	(42.581)

Alta da TLP	Exposição (R$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2018		
		Provável	Possível – 25%	Remoto – 50%
		7,03%	**8,79%**	**10,55%**
	50.686	54.249	55.141	56.033
Efeito da Variação da TLP		(3.563)	(4.455)	(5.347)
Alta da TLP	**Exposição (R$ mil)**	**Cenários Projetados – Base 31/12/2017**		
		Provável	**Provável – 25%**	**Provável**
		6,75%	**8,44%**	**10,13%**
	58.092	62.013	62.995	63.977
Efeito da Variação da TLP		(3.921)	(4.903)	(5.885)

Alta do IGP-M	Exposição (R$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2018		
		Provável	Possível – 25%	Remoto – 50%
		4,17%	**5,21%**	**6,26%**
	327	341	344	347
Efeito da Variação do IGP-M		(14)	(17)	(20)
Alta do IGP-M	**Exposição (R$ mil)**	**Cenários Projetados – Base 31/12/2017**		
		Provável	**Possível – 25%**	**Remoto – 50%**
		4,23%	**5,29%**	**6,35%**
	496	517	522	527
Efeito da Variação do IGP-M		(21)	(26)	(31)

Alta do UMBNDES	Exposição (R$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2018		
		Provável	Possível – 25%	Remoto – 50%
		4,63%	**5,79%**	**6,95%**
	9.094	9.515	9.621	9.726
Efeito da Variação do UMBNDES		(421)	(527)	(632)
Alta do UMBNDES	**Exposição (R$ mil)**	**Cenários Projetados – Base 31/12/2017**		
		Provável	**Possível – 25%**	**Remoto – 50%**
		6,45%	**8,06%**	**9,68%**
	12.771	13.595	13.800	14.007
Efeito da Variação do UMBNDES		(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 Itaipú 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 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		3,68*	4,05	4,60
		Balanço	147.836	162.701	184.796
		Resultado	6.355	(8.509)	(30.604)
US$ 40.173 / R$ 154.192	Baixa do Dólar		3,68*	3,31	2,76
		Balanço	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 direto 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 pala 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:

	31/12/2018	**31/12/2017** Reapresentado	**01/01/2017** Reapresentado
Total dos Empréstimos e Financiamento/Debêntures (Notas Explicativas nºs 21 e 22)	537.060	506.970	400.894
Menos: Caixa e Equivalentes de Caixa (Nota Explicativa nº 5)	(179.699)	(92.001)	(86.041)
Dívida líquida	**357.361**	**414.969**	**314.853**
Total do Patrimônio Líquido (Nota Explicativa nº 29)	587.113	542.867	543.523
Total do Capital	**944.474**	**957.836**	**858.376**
Índice de Alavancagem Financeira – %	**37,8**	**43,3**	**36,7**

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.

	Avaliação	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
Disponível para Venda					
Ativo Financeiro Indenizável	Valor Justo			144.450	144.450
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

	Avaliação	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 Reapresentado
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 Reapresentado
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 inadimplemento, 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** Reapresentado
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**
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** Reapresentado
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** Reapresentado
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 n° 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 à realização do ativo fiscal diferido no valor de R$ 25.404, conforme demonstrado a seguir:

CONTROLE DE PREJUÍZO FISCAL ACUMULADO A COMPENSAR			
Histórico	**Controle de Valores no Exercício** **Saldo**	**D/C**	**ATIVO FISCAL DIFERIDO** **= Saldo x (+/-)34%**
Baixa por aproveitamento	75.067	C	25.523
CONTROLE DOS CUSTOS A FATURAR			
Histórico	**Controle de Valores no Exercício** **Saldo**	**D/C**	**ATIVO FISCAL DIFERIDO** **= Saldo x (+/-)34%**
Custo a faturar	1.041	C	354
CONTROLE DO NÃO FATURADO			
Histórico	**Controle de Valores no Exercício** **Saldo**	**D/C**	**ATIVO FISCAL DIFERIDO** **= Saldo x (+/-)34%**
Não Faturado	1.391	D	(473)
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:

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 dúvidas 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 31/12/2017	Constituição	Amortização	Atualização	Transferência	Saldo em 31/12/2018
CVA Ativa	**599.276**	**96.751**	**(190.256)**	**(1.064)**	**8.681**	**513.388**
Aquisição de Energia – (CVA energia)	574.748	57.539	(172.230)	(2.725)		457.332
Energia Adquirida – Proinfa	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	32.446
Demais Ativos Financeiros Setoriais	**323.392**	**313.353**	**(267.705)**	**6.593**	**(26.317)**	**349.316**
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)	165.990
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)**	**862.704**
Circulante	**922.669**	**410.104**	**(457.961)**	**5.529**	**(17.636)**	**862.704**

Passivos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2017	Constituição	Amortização	Atualização	Transferência	Saldo em 31/12/2018
CVA Passiva	**234.720**	**75.750**	**(173.071)**	**6.805**	**8.681**	**152.885**
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	1.195
Demais Passivos Financeiros Setoriais	**341.140**	**235.228**	**(91.134)**	**14.204**	**(26.317)**	**473.122**
Neutralidade da Parcela A		14.631		73		14.704
Sobrecontratação de Energia	96.348	13.924		6.386	(26.317)	90.341
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)**	**626.004**
Circulante	**543.297**	**290.291**	**(250.044)**	**19.887**	**4.930**	**608.361**
Não Circulante	**32.563**	**20.687**	**(14.161)**	**1.120**	**(22.566)**	**17.643**

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 Setoriais – 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 ELETROBRÁS, 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 n° 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 Sobrecontração.

Em março de 2017, a Aneel 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 decorrende 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 términos, 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 cauções 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
Cauções	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**

11. ATIVO FINANCEIRO INDENIZÁVEL

Os ativos da concessão (ativo financeiro indenizável e intangível da concessão) são remunerados por meio do WACC regulatório, que consiste nos juros remuneratórios incluídos na tarifa cobrada dos clientes da CEB D e seu montante está incluído na composição da receita de tarifa faturada aos consumidores e recebida mensalmente.

O ativo financeiro da concessão corresponde à parcela estimada dos investimentos realizados na infraestrutura do serviço público que não será totalmente depreciada até o final da concessão. A concessionária possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público. Os ativos financeiros relacionados ao contrato da concessão são classificados como disponíveis para venda e nos exercícios apresentados, foram valorizados com base na BRR – Base de Remuneração Regulatória, conceito de valor de reposição, que é o critério utilizado pela ANEEL para determinar a tarifa de energia das distribuidoras.

De acordo, ainda, com o pronunciamento técnico CPC 48, as alterações resultantes de mudanças nas condições de mercado (variações em taxas de juros) são registradas no patrimônio líquido em outros resultados abrangentes. Por não existir um mercado ativo para negociação deste ativo financeiro, a Companhia mensura seu valor justo utilizando os mesmos componentes da taxa de remuneração regulatória estabelecida pela ANEEL (WACC Regulatório). Caso a concessionária verifique uma mudança no WACC regulatório durante os períodos de revisão tarifária, essa nova taxa de juros é utilizada para trazer a valor presente os fluxos de caixa estimados. A CEB D entende que esta metodologia é a que melhor reflete o valor justo na visão dos participantes do mercado, uma vez que a taxa de retorno estabelecida pela ANEEL leva em consideração, além das taxas livres de riscos, os demais riscos inerentes ao setor.

Portanto, os ajustes decorrentes da diferença entre o WACC de mercado e o WACC regulatório são reconhecidos no patrimônio líquido. Não há saldo registrado em outros resultados abrangentes, uma vez que a Companhia concluiu que naquela data não ocorreu diferença entre essas taxas na data-base destas demonstrações contábeis.

A movimentação do saldo referente ao ativo financeiro indenizável (concessão) para o período de doze meses, mostrada no quadro seguinte:

	Consolidado
Saldos em 31 de dezembro de 2016 – Reapresentado	**125.814**
Adições	4.193
Ajuste do Ativo Financeiro de Concessão a VNR	7.474
Saldos em 31 de dezembro de 2017 - Reapresentado	**137.481**
Adições	1.968
Baixa	(18)
Ajuste do Ativo Financeiro de Concessão a VNR	5.019
Saldos em 31 de dezembro de 2018	**144.450**

O valor recuperável destes ativos supera seu valor contábil e, portanto, não há perdas por desvalorização a serem reconhecidas. Não houve indícios de perda no valor recuperável desses ativos na data das demonstrações financeiras.

12. APLICAÇÕES FINANCEIRAS

	Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017
Principal – Banco *Credit Suisse* **(a)**	8.534	6.000
Rentabilidade – Banco *Credit Suisse* **(a)**		414
Principal – Banco Panamericano – CDB 006026GS **(b)**	371	219
Títulos Mobiliários	1.450	1.137
Total	**10.355**	**7.770**
Não Circulante	**10.355**	**7.770**

(a) Conforme Contrato de Cessão Fiduciária, formalizado entre a CEB Distribuição S.A. e o *Credit Suisse*, ficou estabelecido que fosse constituída reserva para garantir o pagamento da Remuneração de Descontinuidade por meio de certificados de depósito bancário, no montante de emissão equivalente a R$ 6.000. Este valor está mantido em

aplicação financeira com renda fixa – CDB, no *Credit Suisse*, cuja rentabilidade está afixada em 100% do CDI, com regaste mensal da rentabilidade apurada; e

(b) A CEB Participações S.A. juntamente com os demais participantes do extinto Fundo de Investimento em Participação Corumbá – FIP possuem aplicação financeira em fundo de investimento do Banco Panamericano, CDB 006026GS, cujo montante total, em 31 de dezembro de 2015, é de R$ 391. A participação da Companhia neste fundo é de 5%, que representa um valor de R$ 19. A remuneração deste fundo foi prefixada em 30,52% no período, conforme registro junto à CETIP. A intenção dos participantes do fundo é que a aplicação financeira seja resgatada somente por ocasião do seu vencimento, em 18 de dezembro de 2020.

13. ATIVO NÃO CIRCULANTE MANTIDO PARA VENDA

Imóveis	Localidade	Controladora		Consolidado	
		31/12/2108	31/12/2107	31/12/2018	31/12/2017
Terreno	SHS, Quadra Interna 13, Lote "G" - Lago Sul			124	
Terreno	SGM/Norte, Lote G, Asa Norte- Brasília			18	
Terreno	QI 10 Lote 38 Setor Industrial – Taguatinga			897	
Edificação	Edificações da QI 10 Lotes 25 a 38, Setor Industrial – Taguatinga			672	
Terreno	Área 1, Quadra 1, Praça 64/1 - Sobradinho	641		641	
Terreno	SHD Lote B – Planaltina		238		238
Terreno	Área Especial Lote H Setor Norte – Brazlândia		928		928
Terreno	Área Especial Lote G Setor Norte – Brazlândia		928		928
Total		**641**	**2.094**	**2.352**	**2.094**

Os ativos estão reconhecidos pelo menor valor entre o contábil e o valor justo, menos as despesas de venda.

Os terrenos da Controladora localizados em Planaltina e Brazlândia foram vendidos durante o exercício de 2018.

14. INVESTIMENTOS

14.1. COMPOSIÇÃO DOS INVESTIMENTOS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017 Reapresentado	31/12/2018	31/12/2017 Reapresentado
Avaliados por Equivalência Patrimonial	579.617	565.706	334.158	315.581
Propriedade Para Investimento			274.420	276.117
Adiantamento Para Futuro Aumento de Capital	4.717	4.630	4.637	4.630
Outros	211	365	211	365
Total	**584.545**	**570.701**	**613.426**	**596.693**

14.2. INVESTIMENTOS AVALIADOS POR EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL

Investidas	Controladora						
	Capital Social Integralizado	Patrimônio Líquido	Participação no Capital Social (%)	Participação nas Ações Ordinárias (%)	Número de Ações Detidas Pela CEB	Valor Contábil	
						31/12/2018	31/12/2017 Reapresentado
CEB Distribuição S.A.	763.181	267.463	100,00	100,00	350.532.450	267.463	320.459
CEB Lajeado S.A.	112.283	283.004	59,93	59,93	82.013.911	78.199	73.097
Corumbá Concessões S.A.	171.516	194.290	45,20	9,30	256.009.911	87.831	71.472
Energética Corumbá III S.A.	121.586	167.308	37,50	25,00	45.594.783	62.593	62.309
CEB Participações S.A.	21.270	31.592	100,00	100,00	41.270.415	31.592	26.795
CEB Geração S.A.	7.575	61.883	100,00	100,00	7.575.212	51.880	11.445
Companhia Brasiliense de Gás S.A.	5.721	791	17,00	51,00	30.600	59	129
Total						**579.617**	**565.706**

A diferença do investimento registrado na Companhia e o resultado da aplicação do percentual de 59,93% sobre o patrimônio líquido da CEB Lajeado S.A. é devido ao registro, no patrimônio líquido da Empresa, de partes beneficiárias

no valor de R$ 151.225, emitidas a favor da Eletrobrás S.A., que integrou a negociação da reestruturação societária da Investco S.A.. As partes beneficiárias deverão ser convertidas em ações preferenciais ao final do período de concessão.

Investidas	Consolidado						
	Capital Social Integralizado	Patrimônio Líquido	Participação no Capital Social (%)	Participação nas Ações Ordinárias (%)	Número de Ações Detidas Pela CEB e Controladas	Valor Contábil	
						31/12/2018	31/12/2017 Reapresentado
Corumbá Concessões S.A.	171.516	194.290	47,55	9,30	269.294.911	92.389	75.341
Investco S.A.	6.868	895.878	20,00	20,00	133.563.595	179.176	177.931
Energética Corumbá III S.A.	121.586	167.308	37,50	25,00	45.594.783	62.593	62.309
Total						**334.158**	**315.581**

14.2.1. Informações financeiras resumidas

Investidas	31/12/2018			31/12/2017 Reapresentado		
	Ativos	Passivos	Receita Líquida	Ativos	Passivos	Receita Líquida
CEB Distribuição S.A.	3.041.731	2.774.268	2.456.208	3.037.037	2.716.578	2.651.663
Corumbá Concessões S.A.	645.946	451.656	165.750	680.837	519.360	184.305
CEB Lajeado S.A.	328.364	45.361	171.589	317.073	43.184	126.900
Energética Corumbá III S.A.	227.376	60.068	45.491	231.102	64.815	42.817
CEB Participações S.A.	38.662	7.070	15.664	29.991	3.196	16.209
CEB Geração S.A.	90.563	38.682	18.306	13.759	2.316	14.718
Companhia Brasiliense de Gás S.A.	1.437	646	280	1.085	319	2.834

14.2.2. Resultado dos investimentos avaliados por equivalência patrimonial

Investidas	Controladora			
	31/12/2018		31/12/2017 Reapresentado	
	Lucro Líquido / (Prejuízo) do Período	Resultado de Equivalência Patrimonial	Lucro Líquido / (Prejuízo) do Período	Resultado de Equivalência Patrimonial
CEB Distribuição S.A.	(33.678)	(33.678)	29.522	29.522
CEB Lajeado S.A.	47.150	26.370	45.675	25.171
Energética Corumbá III S.A.	13.901	5.212	14.469	5.375
CEB Geração S.A.	56.009	56.009	6.571	6.571
Corumbá Concessões S.A.	40.000	18.084	7.179	453
CEB Participações S.A.	14.621	14.621	8.293	8.293
Companhia Brasiliense de Gás S.A.	(342)	(58)	(513)	(87)
Total	**137.661**	**86.560**	**111.196**	**75.298**

O cálculo da equivalência patrimonial sobre o resultado do exercício da CEB Lajeado S.A. é realizado aplicando o percentual de 55,923% sobre o resultado obtido no exercício. Este percentual é fruto do acordo de acionistas, que garantiu à Eletrobrás S.A. rendimentos equivalentes a 49,67% do resultado de cada exercício. O percentual de 49,67% inclui o percentual de participação societária de 44,077% e 10% de partes beneficiárias.

O valor apresentado nas demonstrações do resultado consolidado refere-se ao registro da equivalência patrimonial calculada sobre os resultados apurados das coligadas.

14.2.3. Movimentação dos investimentos avaliados por equivalência patrimonial

Investidas	Controladora							
	CEB Distribuição S.A.	CEB Lajeado S.A.	Corumbá Concessões S.A.	Energética Corumbá III S.A.	CEB Participações S.A.	CEB Geração S.A.	Companhia Brasiliense de Gás S.A.	Total
Saldo em 1º de dezembro de 2017 (Reapresentado)	**290.749**	**99.669**	**71.331**	**64.010**	**39.457**	**14.035**	**166**	**579.417**
Resultado de Equivalência Patrimonial	29.522	25.171	453	5.375	8.293	6.571	(87)	**75.298**
Aporte/Adiantamento Para Futuro Aumento de Capital – AFAC	123.570						50	**123.620**
Equivalência Patrimonial Reflexa – PL de Controladas e Coligadas	(123.382)							**(123.382)**
Dividendos/Juros Sobre Capital Próprio		(31.745)	(312)	(7.076)	(10.955)	(9.161)		**(59.249)**
Redução de Capital		(20.000)			(10.000)			**(30.000)**
Saldo em 31 de dezembro de 2017 (reapresentado)	**320.459**	**73.095**	**71.472**	**62.309**	**26.795**	**11.445**	**129**	**565.706**
Resultado de Equivalência Patrimonial	(33.678)	26.370	18.084	5.212	14.621	56.009	(58)	**86.560**
Aporte/Adiantamento Para Futuro Aumento de Capital – AFAC	19.643						(12)	**19.631**
Equivalência Patrimonial Reflexa – PL de Controladas e Coligadas	(38.961)	(8)						**(38.969)**
Dividendos/Juros Sobre Capital Próprio		(11.258)	(1.725)	(4.928)	(9.824)	(15.574)		**(43.309)**
Redução de Capital		(10.000)						**(10.000)**
Saldo em 31 de dezembro de 2018	**267.463**	**78.199**	**87.831**	**62.593**	**31.592**	**51.880**	**59**	**579.617**

Investidas	Consolidado			
	Investco S.A.	Corumbá Concessões S.A.	Energética Corumbá III S.A.	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2017	**186.354**	**75.044**	**64.010**	**325.408**
Dividendos/Juros Sobre Capital Próprio	(17.986)	(323)	(7.076)	**(25.385)**
Resultado de Equivalência Patrimonial	9.563	620	5.375	**15.558**
Saldo em 31 de dezembro de 2017 (Reapresentado)	**177.931**	**75.341**	**62.309**	**315.581**
Dividendos/Juros Sobre Capital Próprio	(6.339)	(1.830)	(4.929)	**(13.098)**
Resultado de Equivalência Patrimonial	7.584	18.878	5.213	**31.675**
Saldo em 31 de dezembro de 2018	**179.176**	**92.389**	**62.593**	**334.158**

14.3. ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL – AFAC

A Companhia também possui AFAC registrado nas investidas Corumbá Concessões S.A. (R$ 3.230) e BSB Energética S.A. (R$ 1.400).

14.4. PROPRIEDADE PARA INVESTIMENTO

Em 31 de dezembro de 2012 e 31 de dezembro de 2013, a controlada CEB D transferiu os bens que estavam registrados na rubrica de ativo não circulante mantidos para venda, para a rubrica de propriedade para investimento. No primeiro evento, foi contemplado o imóvel localizado no Setor Noroeste SAI Norte PR I55/1/DF e, no segundo, os demais bens, em atendimento ao Pronunciamento Técnico que determina que em caso de não realização da venda do ativo no prazo de 1 ano, este deve ser reclassificado para o imobilizado ou para o investimento, dependendo da intenção do destino a ser dado ao ativo pela Administração.

Em 2015, a Companhia, iniciou novos procedimentos licitatórios demonstrando a firme intenção de alienações de imóveis, razão pela qual, o terreno localizado no Setor Noroeste, bem como outros imóveis foram transferidos para a rubrica de ativo não circulante mantido para venda (Nota Explicativa nº 13), porém, até o fim do exercício de 2016, não houve sucesso na venda do terreno localizado no Noroeste e, consequentemente, o imóvel retornou para o grupo de propriedade para investimento, conforme determina o pronunciamento técnico.

Os bens registrados em propriedade para investimento são avaliados pelo custo.

O valor justo dos bens foi obtido por meio de laudos emitidos por firmas especializadas e a Companhia entende que estes valores avaliados estão de acordo com as expectativas de mercado.

Imóveis	Localidade	Consolidado			
		Valor Contábil		Valor Justo	Data da Avaliação
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	
Terreno	Setor Noroeste – Plano Piloto	274.400	274.400	328.000	Out/18
Terreno	Setor Residencial de Indústria e Abastecimento (SRIA) QE 20, Lote M – Guará	20	20	2.646	Set/18
Terreno	Setor de Habitações Individuais Sul, Quadra Interna 13, Lote "G" – Lago Sul		125		
Terreno	QI 10 lotes 25 a 38/DF		898		
Edificações	Edificações da QI 10 lotes 25 a 38/DF		674		
Total		**274.420**	**276.117**	**330.646**	

14.5. PARTICIPAÇÃO DOS ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da Companhia é de R$ 205.457 (R$ 201.429 – 2017), dos quais, R$ 204.805 são atribuíveis aos acionistas não controladores da CEB Lajeado S.A. e R$ 652 são atribuíveis aos acionistas não controladores da Companhia Brasiliense de Gás.

15. IMOBILIZADO

15.1. MOVIMENTAÇÃO

Eventos	Controladora						
	Imobilizado em Serviço					Imobilizado em Curso	Total
	Terrenos	Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	Máquinas e Equipamentos	Equipamentos de Informática	Móveis e Utensílios		
Custo do Imobilizado							
Saldo em 31 de dezembro de 2016	**11.036**	**2.463**	**393**		**334**		**14.226**
Adições		1	24		8		33
Baixas			(91)		(100)		(191)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	**11.036**	**2.464**	**326**		**242**		**14.068**
Adições			18	127	1		146
Saldo em 31 de dezembro de 2018	**11.036**	**2.464**	**344**	**127**	**243**		**14.214**
Depreciação Acumulada							
Saldo em 31 de dezembro de 2016		**(446)**	**(220)**		**(247)**		**(913)**
Depreciação		(96)	(33)		(61)		(190)
Baixas			85		86		171
Saldo em 31 de dezembro de 2017		**(542)**	**(168)**		**(222)**		**(932)**
Depreciação		(99)	(28)	(4)	(14)		
Baixas							
Saldo em 31 de dezembro de 2018		**(642)**	**(196)**	**(4)**	**(236)**		
Imobilizado Líquido – 31/12/2017	**11.036**	**1.922**	**158**		**20**		**13.136**
Imobilizado Líquido – 31/12/2018	**11.036**	**1.822**	**148**	**123**	**7**		**13.136**
Taxas Anuais de Depreciação		2,0% a 4,0%	3,3% a 6,7%	20%	10%		

Eventos	Consolidado								
	Imobilizado em Serviço							Imobilizado em Curso	Total
	Terrenos	Reservatórios, Barragens e Adutoras	Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	Máquinas e Equipamentos	Veículos	Móveis e Utensílios	Outros		
Custo do Imobilizado									
Saldo em 31 de dezembro de 2016	**12.003**	**13.520**	**21.386**	**47.391**	**23.983**	**9.560**	**107**	**54.347**	**182.297**
Adições	1.959	7	526	489		8		26.492	**29.481**
Baixas				(317)					**(317)**
Transferências	(18)		(814)	490		(100)		(37.477)	**(37.919)**
Saldo em 31 de dezembro de 2017	**13.944**	**13.527**	**21.098**	**48.053**	**23.983**	**9.468**	**107**	**43.362**	**173.542**
Adições	180	775	954	520			127	23.317	**25.873**
Baixas			(14)	(4.155)		(26)			**(4.195)**
Transferências				1.451				(22.317)	**(20.866)**
Saldo em 31 de dezembro de 2018	**14.124**	**14.302**	**22.038**	**45.869**	**23.983**	**9.442**	**234**	**44.362**	**174.354**
Depreciação Acumulada									
Saldo em 31 de dezembro de 2016		**(4.190)**	**(9.013)**	**(33.135)**	**(13.078)**	**(4.770)**	**(97)**		**(64.283)**
Depreciação		(290)	(542)	(1.404)	(2.703)	(559)			**(5.498)**
Baixas				5		86			**91**
Outros			3	211					**214**
Saldo em 31 de dezembro de 2017		**(4.480)**	**(9.552)**	**(34.323)**	**(15.781)**	**(5.243)**	**(97)**		**(69.476)**
Depreciação		(297)	(548)	(1.608)	(2.459)	(484)	(2)		**(5.398)**
Baixas				3.080					**3.080**
Outros									
Saldo em 31 de dezembro de 2018		**(4.777)**	**(10.100)**	**(32.851)**	**(18.240)**	**(5.727)**	**(99)**		**(71.794)**
Imobilizado Líquido – 31/12/2017	**13.944**	**9.047**	**11.546**	**13.730**	**8.202**	**4.225**	**10**	**43.362**	**104.066**
Imobilizado Líquido – 31/12/2018	**14.124**	**9.525**	**11.938**	**13.018**	**5.743**	**3.715**	**135**	**44.362**	**102.560**

Não houve indícios de perdas ao valor recuperável dos ativos do Grupo na data das demonstrações financeiras.

15.2. VALORES OFERECIDOS EM GARANTIAS

A Companhia ofereceu os terrenos localizados no Setor Norte, A-E 1N em garantia de litígios fiscais junto à Receita Federal de Brasil. Os terrenos estão avaliados conforme laudo pelo valor total de R$ 2.215.

16. INTANGÍVEL

Eventos	Controladora		
	Software (Em curso)	Direito de Uso de *Software*	Total
Custo do Intangível			
Saldo em 31 de dezembro de 2017	**2.620**	**83**	**2.703**
Adições	1.998	5	2.003
Saldo em 31 de dezembro de 2018	**4.618**	**88**	**4.706**
Amortização Acumulada			
Saldo em 31 de dezembro de 2017		**(53)**	**(53)**
Amortizações	(660)	(22)	(682)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	**(660)**	**(75)**	**(735)**
Intangível Líquido – 31/12/2017	**2.620**	**30**	**2.650**
Intangível Líquido – 31/12/2018	**3.958**	**13**	**3.971**

Eventos	Consolidado					
	Direito de Uso da Concessão		Outros Intangíveis			Total
	Em Serviço	Em Curso	Em Serviço	Em Curso	Direito de Exploração da Concessão	
Custo do Intangível						
Saldo em 31 de dezembro de 2016	**1.027.954**	**132.290**	**100.673**		**158.946**	**1.419.863**
Adições	65.455	76.549	4.137			146.141
Transferência		(67.027)				(67.027)
Baixas			(6)			(6)
Obrigações Especiais	829	(22.653)				(21.824)
Saldo em 31 de dezembro de 2017 - Reapresentado	**1.094.238**	**119.159**	**104.804**		**158.946**	**1.477.147**
Adições	88.655	84.031	5	920		173.611
Transferência	(17.269)	(90.281)	866	(866)		(107.550)
Baixas						
Obrigações Especiais		(51.082)				(51.082)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	**1.165.624**	**61.827**	**105.675**	**54**	**158.946**	**1.492.126**
Amortização Acumulada						
Saldo em 31 de dezembro de 2016	**(316.899)**		**(55.251)**		**(64.757)**	**(436.907)**
Amortizações	(62.864)		(11.116)		(5.887)	(79.867)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	**(379.763)**		**(66.367)**		**(70.644)**	**(516.774)**
Amortizações	(38.199)		(11.161)		(5.886)	(55.246)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	**(417.962)**		**(77.528)**		**(76.530)**	**(572.020)**
Intangível Líquido – 31/12/2017 - Reapresentado	**714.475**	**119.159**	**38.437**		**88.302**	**960.373**
Intangível Líquido – 31/12/2018	**747.662**	**61.827**	**28.147**	**54**	**82.416**	**920.106**

Não houve indícios de perdas no valor recuperável desses ativos até a data de emissão destas demonstrações financeiras.

A ANEEL é responsável por estabelecer a vida útil econômica estimada de cada bem integrante da infraestrutura de distribuição, para efeitos de determinação da tarifa, bem como para apuração do valor da indenização no vencimento da concessão. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como adequada para efeitos contábeis e regulatórios.

A Administração entende que a amortização do direito de uso da concessão deve respeitar o retorno esperado de cada bem da infraestrutura da concessão, via tarifa. Assim sendo, o intangível é amortizado pelo prazo esperado desse retorno, limitado ao prazo de vencimento da concessão.

O valor contábil de cada bem que ultrapassa o prazo do vencimento da concessão está alocado como ativo financeiro – ativo indenizável (concessão).

16.1. DIREITO DE EXPLORAÇÃO DE CONCESSÃO DE GERAÇÃO

A Controladora consolida a empresa CEB Lajeado S.A., detentora do direito de exploração de concessão da Usina Luis Eduardo Magalhães, que integra a operação de geração da Investco S.A.. Esse direito se trata de uma operação de reestruturação societária que foi decorrente do contrato de venda e compra de ações entre a Investco S.A. e seus acionistas. Este Instrumento estabelece para a CEB Lajeado S.A. o valor de compra de 20% (conforme sua participação ordinária) das ações preferenciais classe R, nominativas, sem valor nominal, de emissão da Investco S.A., totalizando 46.890.423 ações, por R$ 213.452, que também representa 20% da dívida da Investco S.A. com a Eletrobrás. Do total de R$ 213.452, R$ 54.506 representam o valor patrimonial das ações detidas na Investco S.A pela Eletrobrás em 30 de novembro de 2005, data da última correção da dívida.

Com a efetivação do negócio, foi reconhecido um ágio no valor de R$ 158.946, que foi fundamentado como direito de exploração de concessão. Este direito de exploração de concessão será amortizado até o ano de 2032, que representa o fim da concessão, em conformidade com o disposto no art. 1, § 2º, alínea b da Instrução CVM nº 285, de 31 de julho de 1998. O total do ágio, R$ 158.946, a ser amortizado por 27 anos (a partir de janeiro de 2006 até dezembro de 2032), resulta em R$ 5.887 de amortização ao ano.

Em dezembro de 2018, a controlada CEB Lajeado S.A. realizou o teste de perda por redução no valor recuperável do direito de exploração da concessão. A base para realização do teste de recuperabilidade foi o fluxo de caixa descontado, e não apresentou indicação de perda por redução no valor recuperável. A taxa de desconto usada foi de 9,63%, e tal utilização deveu-se ao fato de a Empresa não possuir dívida bancária. O fluxo de caixa livre foi realizado sob a ótica do acionista e foi utilizado o custo de capital próprio real depois dos impostos. A mencionada taxa foi divulgada pela ANEEL nos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret, submódulo 12.3 – Custo de Capital da Geração. O período contemplado para elaboração dos fluxos de caixa foi até o fim da concessão, ou seja, o ano de 2032.

Os saldos em 31 de dezembro de 2018 e 2017 podem ser assim mostrados:

	31/12/2018	31/12/2017
Ágio	158.946	158.946
Amortização Acumulada	(76.529)	(70.644)
Saldo Líquido	**82.417**	**88.302**

17. FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Suprimento de Energia Elétrica			440.475	319.782
Materiais e Serviços	15.237	8.795	47.224	43.727
Encargos de Uso de Rede Elétrica			36.608	39.853
Fornecedores de Gás			541	240
Total	**15.237**	**8.795**	**524.848**	**403.602**
Circulante	**15.237**	**8.795**	**488.018**	**403.602**
Não Circulante			**36.830**	

A rubrica Suprimento de Energia Elétrica é composta pelas obrigações com fornecedores relativas a contratos de cotas (Itaipu, Angra, PROINFA e Usinas com concessão renovada - CCGF), contratos de comercialização em ambiente regulado - CCEAR (leilão), contratos bilaterais que a Companhia mantém com partes relacionadas (CEB Lajeado, Corumbá Concessões e Energética Corumbá III) e Energia Elétrica de Curto Prazo.

O efeito da variação positiva nessa rubrica em 2018, comparado ao mesmo período anterior, é justificado pela realização de parcelamentos ligados aos contratos de Itaipu Binacional e do Mercado de Curto Prazo.

17.1. PARCELAMENTO ITAIPU BINACIONAL

A Companhia renegociou a dívida de fornecimento de energia elétrica da Usina de Itaipu Binacional, com as Centrais Elétricas Brasileiras, referente às faturas dos meses de março a julho de 2018, no montante aproximado de $ 32 milhões de dólares americanos, e serão atualizados, a cada mês, a uma taxa de 0,5%, durante os primeiros 15 dias e de 1%, a partir do 16º dia, calculados *pro rata die*.

O valor total será amortizado em 18 parcelas mensais e consecutivas, com início em 30 de novembro de 2018 e com juros remuneratórios da ordem de 1% ao mês, calculados *pro rata die*, a partir da assinatura do contrato.

Em 31 de dezembro de 2018 o saldo devedor da operação, em reais, é de R$ 122.401.

17.1.1. Condições restritivas (*Covenants*)

Foi pactuado entre as partes, um instrumento de garantia contratual que estabelece o vencimento antecipado do saldo da dívida, em função do atraso a qualquer dos pagamentos devidos à Itaipu Binacional durante a vigência do referido contrato de parcelamento.

17.2. PARCELAMENTO MERCADO DE CURTO PRAZO - MCP

Em agosto de 2018, na 1009ª Reunião Extraordinária do Conselho de Administração da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, de acordo com os termos dos incisos I e VIII do art. 28 da Convenção de Comercialização, instituída pela Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004, e dos incisos II do art. 22 do Estatuto Social da CCEE, os conselheiros da CCEE decidiram acatar parcialmente a proposta de parcelamento apresentada pelo agente CEB Distribuição S.A.

De acordo com a decisão, o valor parcelado foi de R$ 196.397, que deverá ser incluído encargos moratórios de 1% ao mês e atualização monetária pelo IGPM/IBGE, contemplando o período entre a data da liquidação financeira da contabilização de maio de 2018 até a data da liquidação financeira da contabilização em que se iniciar o parcelamento. O referido Parcelamento será amortizados em 16 parcelas mensais, acrescidas de juros e atualização monetária de mesma grandeza.

Em 31 de dezembro de 2018, o saldo devedor da operação é de R$ 127.634.

18. OBRIGAÇÕES TRIBUTÁRIAS

18.1. RESUMO DAS OBRIGAÇÕES TRIBUTÁRIAS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Imposto de Renda Pessoa Jurídica e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido	99.462	100.849	281.184	284.514
Outros Tributos	3.025	1.909	262.142	285.512
Total	**102.487**	**102.758**	**543.326**	**570.026**
Circulante	**5.706**	**5.488**	**220.970**	**272.157**
Não Circulante	**96.781**	**97.270**	**322.356**	**297.869**

18.1.1. Imposto de renda pessoa jurídica e contribuição social sobre o lucro líquido

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Imposto de Renda Pessoa Jurídica – IRPJ	73.610	71.522	208.864	209.076
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido – CSLL	25.852	26.089	72.320	75.438
Total	**99.462**	**97.611**	**281.184**	**284.514**
Circulante	**2.681**	**341**	**65.699**	**20.589**
Não Circulante	**96.781**	**97.270**	**215.485**	**263.925**

O imposto de renda e a contribuição social do exercício corrente são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescida de 10% sobre o lucro tributável que exceder a R$ 240 para o imposto de renda, e de 9% sobre o lucro tributável para a contribuição social. Também é considerada a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real. A opção de tributação da Companhia e suas controladas CEB Distribuição S.A. e CEB Lajeado S.A. é o lucro real anual com antecipações mensais. As demais controladas optaram pelo regime de tributação pelo lucro presumido.

O quadro seguinte detalha a apuração do IRPJ e da CSLL:

	Controladora				Consolidado			
	IRPJ		CSLL		IRPJ		CSLL	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Resultado Antes dos Tributos Sobre o Lucro	**87.227**	**161.293**	**87.227**	**161.293**	**82.005**	**377.479**	**82.005**	**377.479**
Resultado das Empresas Tributadas Pelo Lucro Presumido					(98.146)	(15.192)	(98.146)	(15.192)
Total do Resultado Tributável	**87.227**	**161.293**	**87.227**	**161.293**	**(16.141)**	**362.287**	**(16.141)**	**362.287**
Equivalência Patrimonial	(80.144)	(96.980)	(80.144)	(96.980)	(87.728)	(108.749)	(87.728)	(108.749)
Adições/Exclusões Permanentes	15.114	(39.721)	15.114	(39.721)	37.816	(12.656)	37.816	(12.279)
Adições/Exclusões Temporárias	(12.113)		(12.113)		49.693	(314.392)	49.693	(314.392)
Base de Cálculo Antes da Compensação do Prejuízo Fiscal	**10.084**	**24.592**	**10.084**	**24.592**	**(16.360)**	**(73.510)**	**(16.360)**	**(73.133)**
(-) Compensação Prejuízo Fiscal	(3.025)	(7.464)	(3.025)	(7.464)	(7.407)	(16.000)	(7.407)	(16.000)
Base de Cálculo	**7.059**	**17.128**	**7.059**	**17.128**	**(23.767)**	**(89.510)**	**(23.767)**	**(89.133)**
Alíquota Aplicável	**25%**	**25%**	**9%**	**9%**	**25%**	**25%**	**9%**	**9%**
Imposto de Renda e Contribuição Social Corrente:								
IRPJ/CSLL – Controladora e Controladas	(1.741)	(4.236)	(635)	(1.567)	(18.429)	(14.795)	(6.694)	(5.341)
IRPJ – Lucro Presumido					(20.365)	(1.158)	(7.492)	(575)
Imposto de Renda e Contribuição Social Corrente	**(1.741)**	**(4.236)**	**(635)**	**(1.567)**	**(38.794)**	**(20.189)**	**(14.186)**	**(7.483)**
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferido	(952)	(2.506)	(343)	(902)	33.371	(72.104)	12.014	(25.989)
Total do Imposto de Renda e Contribuição Social	**(2.693)**	**(6.742)**	**(978)**	**(2.469)**	**(5.423)**	**(92.293)**	**(2.172)**	**(33.472)**

18.1.1.1. CONCILIAÇÃO DO IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

	Empresa	Movimentação do exercício	IRPJ	CSLL
Alíquotas			**25%**	**9%**
Controle do Não Faturado e Custos a Faturar Líquido	Controladora	(3.804)	(950)	(342)
Valores a Receber de Parcela "A" - CVA	CEB Distribuição S.A.	142.672	35.668	12.840
Valor Novo de Reposição - VNR	CEB Distribuição S.A.	(5.019)	(1.255)	(452)
Estimativa Mensal - MCP	CEB Lajeado S.A.	(358)	(90)	(32)
Total		**133.491**	**33.373**	**12.014**

(i) Passivo fiscal diferido

A Companhia reconheceu passivos fiscais diferidos relativos ao reconhecimento do custo atribuído dos terrenos (Nota Explicativa nº 13). Um dos imóveis avaliados foi capitalizado na controlada CEB D, como aporte de capital e está registrado como ativo não circulante mantido para venda. Outros eventos que geraram o reconhecimento de passivos fiscais diferidos foram: o ganho sobre o reconhecimento do VNR (Valor Novo de Reposição) do ativo financeiro indenizável; e sobre os ativos e passivos regulatórios, reconhecidos na CEB D de acordo com a OCPC 08. A realização dos passivos fiscais diferidos ocorrerá por ocasião da venda dos terrenos, pela realização do ativo financeiro indenizável e pela realização dos ativos e passivos regulatórios.

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Imposto de Renda Pessoa Jurídica – IRPJ	71.162	71.522	158.432	194.050
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido – CSLL	25.619	25.748	57.053	69.875
Total	**96.781**	**97.270**	**215.485**	**263.925**
Não Circulante	**96.781**	**97.270**	**215.485**	**263.925**

18.1.2. Outros tributos

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Prestações de Serviços de Transportes Estaduais, Intermunicipais e de Comunicações – ICMS			61.525	168.006
Contribuição Social Para Financiamento da Seguridade Social – COFINS	1.342	1.489	76.269	97.787
Programa de Integração Social – PIS	292	324	15.509	15.601
Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza – ISS	151	96	633	705
Parcelamentos de Tributos **(a)**			108.152	3.337
Outros	1.240		54	76
Total	**3.025**	**1.909**	**262.142**	**285.512**
Circulante	**3.025**	**1.909**	**155.271**	**251.568**
Não Circulante			**106.871**	**33.944**

(a) Parcelamento de ICMS - Em julho de 2018 a Companhia assinou contrato de parcelamento da dívida tributária, relativo ao ICMS sobre faturamento dos meses de outubro e novembro de 2017, com valores principais resultantes em R$ 53.036 e R$ 59.084, respectivamente. Para adesão ao parcelamento tributário, foram exigidos multa de 5% no montante de R$ 5.606 contabilizado em julho de 2018 e sinal de R$ 5.886. O valor residual de R$ 111.840 foi dividido em 60 parcelas a serem recolhidas a partir de setembro de 2018 com atualizações mensais por juros SELIC.

19. CONTRIBUIÇÃO DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA

A Contribuição de Iluminação Pública – CIP foi instituída no Distrito Federal pela Lei Complementar nº 673, de 27 de dezembro de 2002, para custeio dos serviços de iluminação pública prestados aos contribuintes nas vias e logradouros públicos do Distrito Federal.

O custeio do serviço de iluminação pública compreende:

I – despesas com energia consumida pelos serviços de iluminação pública; e

II – despesas com administração, operações, manutenção, eficiência energética e ampliação do sistema de iluminação pública.

A cobrança da CIP é efetuada na fatura de consumo de energia elétrica e devida ao Governo do Distrito Federal (GDF), sendo o saldo não repassado atualizado pelo INPC.

Em 23 de dezembro de 2014, foi publicada a Lei nº 5.434 que estabeleceu medidas de apoio à CEB D, preparatórias à prorrogação do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia. Dentre as medidas adotadas foi autorizado o parcelamento, em 60 parcelas mensais e sucessivas, do saldo arrecadado e não repassado da CIP nos exercícios de 2013 e 2014, que serão corrigidos pelo INPC, a partir do segundo mês subsequente ao da sua arrecadação, até o mês de início do pagamento do parcelamento. Este saldo corresponde a R$ 161.875 e as parcelas terão vencimento no 15º dia útil de cada mês.

Em 31 de dezembro de 2018, o montante a repassar ao GDF era de R$ 100.259 e apresentava a seguinte movimentação:

	FATURADO	ARRECADADO	PARCELADO	TOTAL
Saldo em 31 de dezembro de 2017	**22.731**	**17.158**	**81.735**	**121.624**
Faturamento	199.736			199.736
Arrecadação	(198.650)	198.650		
Atualização			2.298	2.298
Repasse		(183.458)	(39.921)	(223.379)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	**23.817**	**32.350**	**44.112**	**100.279**
Circulante	**23.797**	**32.350**	**40.719**	**96.866**
Não Circulante			**3.393**	**3.393**

20. ENCARGOS REGULATÓRIOS

	Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017
Superavit de Baixa Renda **(a)**	78.795	74.036
Pesquisa & Desenvolvimento e Eficiência Energética **(b)**	139.653	116.701
Encargos do Consumidor a Recolher **(c)**	50.574	79.041
Total	**269.022**	**269.778**
Circulante	**90.107**	**101.030**
Não Circulante	**178.915**	**168.748**

(a) Superavit de Baixa Renda

A aplicação da tarifa social de baixa renda, que causou impacto significativo nas receitas operacionais das concessionárias, foi instituída pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. O Decreto nº 4.538, de 23 de dezembro de 2002, e a Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002, foram os instrumentos legais instituídos para regulamentar o processo de subvenção econômica, com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica dos consumidores finais integrantes da subclasse residencial.

O montante apurado refere-se ao valor a ser ressarcido aos consumidores em decorrência do processo de migração de determinados consumidores residenciais, anteriormente enquadrados na subclasse de baixa renda, para consumidores normais. O ressarcimento deve-se ao fato de as tarifas concedidas à Companhia já terem considerado o enquadramento anterior dos consumidores como de baixa renda.

Em função de argumentos apresentados pela CEB D, a Superintendência de Fiscalização Financeira – SFF da ANEEL editou a Nota Técnica nº 167/2016-SFF/ANEEL, de 29 de setembro de 2016, em que conclui pela não desconformidade da Distribuidora no tratamento do passivo de baixa renda ao longo dos processos tarifários correspondentes. Destaca, inclusive, o fato do valor do passivo estar devidamente provisionado nas Demonstrações Financeiras da Empresa. Não obstante, a SFF encaminhou o assunto para o pronunciamento das Superintendências de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD e de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade –SFE, orientando à CEB Distribuição S.A. que não baixasse o valor do passivo até a decisão final da Agência Reguladora.

Em 17 de outubro de 2017, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.316/2017, referente ao Reajuste Tarifário Anual de 2017 da CEB D que decidiu compensar na tarifa o saldo remanescente do referido passivo em modicidade tarifária, atualizado pela Taxa Selic até 23 de dezembro de 2013, perfazendo o montante de R$ 97.631, em quatro parcelas a serem diferidas nos próximos ciclos tarifários.

A Administração da Companhia continua questionando a obrigatoriedade desse passivo. Em 18 de março de 2018, a Companhia obteve liminar que deferiu, parcialmente, o efeito suspensivo ativo para determinar à ANEEL que se abstenha de efetuar a cobrança relativa ao superavit de receita percebido pela Companhia em decorrência dos critérios de delimitação da subclasse residencial Baixa Renda, bem como de abater, reverter e capturar tais valores na receita e nas tarifas da CEB-D, até o julgamento do Agravo de Instrumento.

No Reajuste Tarifário Anual (RTA) de outubro de 2018, em razão da liminar a CEB D solicitou a reversão dos valores capturados no RTA de 2017, além da não inclusão de valores no processo tarifário em questão. Conforme NT nº 222/2018-SGT/ANEEL, a ANEEL resolveu acatar e não incluir nenhuma parcela do financeiro de baixa renda, mas não reverteu os valores capturados de 2017.

Segue a movimentação do Superavit de Baixa Renda para o período:

	Consolidado
Saldo inicial em 31 de dezembro de 2016	**140.322**
Atualização no Período	11.278
Reversão de Atualização Monetária	(53.969)
Nota Técnica nº 308/2017 – STG ANEEL	**97.631**
Transferência Para Passivo Financeiro Setorial	(24.408)
Atualização	813
Saldo final em 31 de dezembro de 2017	**74.036**
Atualização	4.759
Saldo final em 31 de dezembro de 2018	**78.795**

(b) Obrigações de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética – PEE

A controlada CEB D, por ser uma distribuidora do segmento de energia elétrica, é obrigada a aplicar 1% de sua receita operacional líquida (ROL) em ações que tenham como objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica e o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico.

A obrigatoriedade na aplicação desses recursos está prevista em lei e no contrato de concessão, cabendo à ANEEL regulamentar os investimentos nos programas, acompanhar a execução dos projetos e avaliar seus resultados.

O montante de 1% é destinado aos Programas de Eficiência Energética – PEE; Pesquisa e Desenvolvimento – P&D; ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT; e ao Ministério de Minas e Energia – MME. A participação de cada um dos programas está definida pelas leis nº 10.848 e nº 11.465, de 15 de março de 2004 e 28 março de 2007, respectivamente.

Sobre o saldo do exigível na conta de P&D e EE – Recursos em Poder da Empresa (ou equivalente) devem incidir juros, a partir do segundo mês subsequente ao faturamento, até o mês de lançamento do gasto na Ordem de Serviço - ODS, ou equivalente, calculados mensalmente com base na taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – Selic, de acordo com as Resoluções Normativas ANEEL nº 754, de 13/12/2016 e nº 830, de 05/11/2018.

A empresa regulada pela ANEEL com obrigatoriedade de atendimento à Lei nº 9.991/2000 que acumular, em 31 de dezembro de cada ano, na Conta Contábil de P&D e ou PEE um montante superior ao investimento obrigatório dos 24 meses anteriores, incluindo o mês de apuração (dezembro), está sujeita às penalidades previstas na Resolução Normativa nº 63/2004.

Para proceder a essa verificação específica, deve-se excluir do saldo da Conta Contábil:

a) No caso do P&D os lançamentos relacionados à execução dos projetos em curso, ativo circulante e não circulante, respectivamente.
b) No caso do PEE os lançamentos relacionados à execução dos projetos em curso circulante e não circulante, as receitas provenientes de contratos de desempenho e a diferença entre o valor provisionado para o Procel e o efetivamente recolhido.

Para os rendimentos provenientes da remuneração pela taxa Selic, também acumulados na Conta Contábil de P&D e de PEE, fica estabelecido o horizonte de até 48 meses, a partir da entrada em vigência da Resolução Normativa nº 754/2016 e nº 830/2018 referente ao P&D e PEE, respectivamente, para regularização, de forma a atender ao disposto nos regulamentos, relativos ao acúmulo de valor nessas Contas.

A partir desse horizonte de 48 meses, o saldo da Selic deve ser considerado na verificação do limite de acúmulo nas Contas Contábeis de P&D e PEE, pois compõe o montante de investimentos a realizar em P&D e PEE regulado pela ANEEL.

No exercício de 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 superior em R$ 10.962, acima do limite permitido pelo Órgão Regulador.

Visando a efetiva aplicação dos valores acumulados no passivo da Distribuidora, o Plano de Negócios do período de 2019 a 2023 prevê metas para a destinação de recursos para tal fim.

	Consolidado	
	31/12/2018	**31/12/2017**
Programa de Eficiência Energética – PEE	88.114	73.227
Pesquisa e Desenvolvimento – P &D	49.723	41.587
Fundo Nacional Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT	1.397	1.663
Ministério de Minas e Energia – MME	419	224
Total	**139.653**	**116.701**

(c) Encargos do consumidor a recolher

	Consolidado	
	31/12/2018	**31/12/2017**
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	29.083	7.840
Taxa Fiscalização do Serviço Energia Elétrica	53	712
Demais Encargos Setoriais	21.438	70.489
Total	**50.574**	**79.041**

21. DEBÊNTURES

Informações sobre as debêntures:

	Quantidade em Circulação	Taxa Efetiva a.a.	Condições de Amortização	Garantias
1ª Emissão – Série Única	1.300	CDI + 6,8%	Parcelas mensais a partir de junho de 2016.	Recebíveis + Alienação de Imóvel
2ª Emissão – Série Única	710	CDI + 6,8%	Parcelas mensais a partir de junho de 2017.	Recebíveis + Alienação de Imóvel
3ª Emissão – Série Única	200.000	CDI + 4,0%	Parcelas mensais a partir de setembro de 2021.	Recebíveis

21.1. PRIMEIRA EMISSÃO

Em 14 de maio de 2015, por meio do Despacho nº 1.500, a ANEEL anuiu à emissão de debêntures no valor de R$ 130.000 à CEB D. A controlada optou por operações simples não conversíveis em ações, com garantia real nos termos da Instrução CVM nº 476, de 16 de janeiro de 2009, e legislação aplicável.

Tais debêntures têm prazo de vencimento de 60 (sessenta) meses contados a partir da sua emissão, em 15 de junho de 2015, com vencimento em 15 de junho de 2020, observadas as hipóteses de vencimento antecipado; de resgate antecipado facultativo; e de amortizações extraordinárias facultativas. Os montantes provenientes desta emissão foram destinados, principalmente, para: (a) investimentos na infraestrutura de distribuição de energia; e (b) no cumprimento de obrigações setoriais.

A primeira emissão de debêntures possui ainda como garantia a alienação fiduciária do imóvel localizado no Setor Noroeste SIA Norte PR 155/1/DF, à época classificado como ativo não circulante disponível para venda, cujo valor de liquidação forçada foi equivalente a 150% do saldo principal das debêntures.

21.2. SEGUNDA EMISSÃO

A CEB Distribuição S.A. estruturou sua Segunda Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie com garantia real, em série única, cujo valor total de Emissão foi de R$ 71.000, tendo como prazo de vencimento final

a data de 15 de maio de 2019. O Valor Nominal será amortizado em 25 parcelas mensais e consecutivas, sem carência, com remuneração de 100% da taxa média diária de juros dos Depósitos Interfinanceiros – DI, acrescidos de um spread de 6,8% ao ano.

21.3. TERCEIRA EMISSÃO

A CEB Distribuição S.A. estruturou sua Terceira Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie com garantia real, em série única, cujo valor total de Emissão foi de R$ 200.000, tendo como prazo de vencimento 60 meses a contar da sua data de emissão. O Valor Nominal será amortizado em 36 parcelas mensais e consecutivas, com carência de 24 meses, contados da data de emissão, com remuneração de 100% da taxa média diária de juros dos Depósitos Interfinanceiros – DI, acrescidos de um spread de 4% ao ano.

Os recursos oriundos da Terceira Emissão de Debêntures foram utilizados para a liquidação integral, incluindo principal, juros e eventuais encargos, das Cédulas de Crédito Bancário nº 601188-0, 601191-0, 601192-0, 601193-0, 601194-0, 601195-0 e 601372-0, emitidas pela Empresa em favor do Banco BBM S.A., para alongamento da dívida de curto prazo e, também, para reforço do capital de giro e gestão ordinária dos negócios da Distribuidora.

	2018			2017		
	Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total
Saldo Principal	247.778	15.315	**263.093**	64.630	62.774	**127.404**
Encargos				443		**443**
Custos da Emissão		(296)	**(296)**	(432)	(787)	**(1.219)**
Saldo Total	**247.778**	**15.019**	**262.797**	**64.641**	**61.987**	**126.628**

O saldo de debêntures registrado no passivo tem seus vencimentos assim programados:

	Consolidado
2019	247.778
2020	15.019
Total	**262.797**

21.4. CONDIÇÕES RESTRITIVAS (*COVENANTS*)

Os pagamentos das obrigações contratuais das debêntures emitidas são garantidos pela cessão fiduciária de direitos creditórios, presentes e futuros, vincendos, provenientes de faturas de fornecimento de energia, no período compreendido entre a data da primeira integralização das debêntures até sua liquidação total e dos vencimentos das demais obrigações acessórias, tais como: circulação de valores para garantia mínima mensal; e aditamento obrigatório, para a 3ª emissão de Debêntures, para atualização das Unidades Consumidoras dadas em garantias.

Conforme mencionado na nota 36.1, em março de 2019, a Companhia recebeu correspondência da Oliveira Trust, Agente Fiduciário da 3º emissão de debêntures, notificando a CEB D por descumprimento das obrigações não pecuniárias. Devido a tal fato, o saldo da 3ª emissão foi reclassificado para o curto prazo, de acordo com o pronunciamento técnico CPC 26, item 74.

21.5. MOVIMENTAÇÃO DAS DEBÊNTURES

	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2016	**181.908**
Encargos Incorridos	24.956
Custo de Transação	603
Encargos Pagos	(26.606)
Amortização Principal	(53.877)
Deságio	(356)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	**126.628**
Captações	200.000
Encargos Incorridos	17.211
Custo de Transação	(471)
Encargos Pagos	(14.384)
Amortização Principal	(65.905)
Deságio	(282)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	**262.797**
Circulante	**247.778**
Não Circulante	**15.019**

22. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	Consolidado		Encargos
	31/12/2018	31/12/2017	
Eletrobrás	327	496	Juros entre 5% a 8% a.a. 1% a 2% de Tx. Adm. + Variação da UFIR/IGPM
Banco do Brasil S.A (Finame)	1.017	2.013	4,5% a.a. + TLP
Banco do Brasil S.A (FCO I a IV)	13.529	25.280	Juros de 10% a.a. de atualização pela TLP e com Bônus de Adimplência de 15%, perfazendo 8,5% efetivo a.a.
Caixa Econômica Federal **(a)**	43.626	65.107	140% do CDI CETIP (durante o período de utilização).
Caixa Econômica Federal/BNDES **(a)**	25.965	30.799	4,5% a.a + TLP
Caixa Econômica Federal/BNDES **(a)**	9.094	12.771	4,5% a.a + UMBNDES
Caixa Econômica Federal/BNDES **(a)**	11.192	16.705	6% a.a
Banco BCV	991	6.753	6,5% a.a + CDI CETIP
Banco BBM		80.023	4% a.a. + CDI
Banco FIBRA **(b)**	61.514	60.425	4,5% a.a. + CDI
Banco SOFISA	16.760	20.077	4,5% a.a. + CDI
Banco Daycoval **(c)**	59.748	61.331	4,0 a.a. + CDI
Banco ABC	20.488		CDI + 5,03% a.a.
Banco Original	13.682		CDI + 5,04% a.a.
Custo de Transação	(3.670)	(1.438)	
Total	**274.263**	**380.342**	
Circulante	**86.069**	**125.030**	
Não Circulante	**188.194**	**255.312**	

(a) Financiamento junto à Caixa Econômica Federal, por meio de repasses de recursos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDS, objetivando investimentos realizados em novas instalações e melhorias na rede de distribuição da Companhia, em compasso com os projetos relacionados à Copa do Mundo de 2014.

(b) Em outubro de 2017, a Companhia realizou operação de captação de Capital de Giro junto ao Banco FIBRA, onde foi contratado o valor de R$ 60.000. Após amortização de R$ 30.000, o contrato foi aditivado em agosto de 2018 e adquiridos novos R$ 30.000, transformando-se em dois contratos de R$ 30.000, com prazo total de 36 meses e vencimento final em 18 de agosto de 2021.

(c) Empréstimo na modalidade de Capital de Giro, junto ao Banco Daycoval, com duração total de 36 meses e carência de 12 meses para início das amortizações.

22.1. *COVENANTS*

Os contratos de empréstimos e financiamentos da Companhia, com exceção do financiamento da Eletrobrás, possuem cláusulas restritivas, financeiras e não financeiras de vencimento antecipado e execução de garantias, tais como: inadimplemento; pedido ou decretação de falência; protesto de títulos; liquidação extrajudicial; e alteração do objeto social e/ou composição do seu capital social.

Abaixo temos a discriminação das garantias cedidas por contrato:

Instituições	Garantias
Banco do Brasil	Duplicatas - 100% Recebíveis
Banco do Brasil	Duplicatas - 100% Recebíveis
Banco do Brasil	Duplicatas - 100% Recebíveis
Banco do Brasil	Duplicatas - 100% Recebíveis
Banco do Brasil	Duplicatas - 100% Recebíveis
Caixa Econômica Federal	GDF (ICMS) - CEB Cessão Fiduciária de Receitas
Caixa Econômica Federal	Duplicatas - 100% Recebíveis
BCV	Duplicatas - 150% Recebíveis
FIBRA	Cessão Fiduciária de Receita
FIBRA	Cessão Fiduciária de Receita
DAYCOVAL	Cessão Fiduciária de Receita
SOFISA	Cessão Fiduciária de Receita
BBM-BC	Cessão Fiduciária de Receita
ORIGINAL	Cessão Fiduciária de Receita
ABC	Cessão Fiduciária de Receita
ABC-2	Cessão Fiduciária de Receita

22.2. PERSPECTIVAS DE AMORTIZAÇÕES

As composições dos empréstimos, com as perspectivas de amortizações, estão resumidas a seguir:

Empréstimos	2019	2020	2021	2022 em diante	Total
ELETROBRÁS	147	113	43	24	**327**
Banco do Brasil S.A.(FCO II a IV)	5.671	4.335	3.523		**13.529**
Banco do Brasil S.A.(FINAME)	1.017				**1.017**
Caixa Econômica Federal	22.610	21.016			**43.626**
Caixa Econômica Federal/BNDES	4.678	4.678	4.678	11.931	**25.965**
Caixa Econômica Federal/BNDES	4.547	4.547			**9.094**
Caixa Econômica Federal/BNDES	6.009	5.183			**11.192**
ABC	8.333	8.333	3.822		**20.488**
BCV	991				**991**
ORIGINAL	5.661	5.661	2.360		**13.682**
FIBRA	3.803	33.873	23.838		**61.514**
SOFISA	6.667	6.667	3.426		**16.760**
DAYCOVAL	15.935	21.092	21.092	1.629	**59.748**
Total	**86.069**	**115.498**	**62.782**	**13.584**	**277.933**
Custo de Transação					(3.670)
Total Líquido					**274.263**

22.3. MOVIMENTAÇÃO DOS EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	Empréstimo e Financiamentos	Custo de Transação	Empréstimos e Financiamentos Líquidos
Saldo em 31 de dezembro de 2016	**219.860**	**(874)**	**218.986**
Captação de Empréstimos	221.125		221.125
Variação Monetária	2.295		2.295
Encargos Incorridos no Período	30.026		30.026
Custo de Transação		(564)	(564)
Encargos Financeiros Pagos	(28.371)		(28.371)
Amortizações de Principal	(63.155)		(63.155)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	**381.780**	**(1.438)**	**380.342**
Captação de empréstimos	115.001		115.001
Variação Monetária	553		553
Encargos Incorridos no Período	30.971		30.971
Custo de Transação		941	941
Encargos Financeiros Pagos	(34.867)		(34.867)
Amortizações de Principal	(218.678)		(218.678)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	**274.760**	**(497)**	**274.263**

23. OBRIGAÇÕES SOCIETÁRIAS

As obrigações societárias representam valores a pagar aos acionistas controladores e não controladores a título de dividendos, juros sobre capital próprio e partes beneficiárias, sobre resultados apurados no exercício corrente e exercícios anteriores.

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Governo do Distrito Federal	583	2.215	583	2.215
Eletrobrás			5.620	5.620
Partes Beneficiárias (Eletrobrás)			5.239	3.405
Outros Acionistas	5.302	5.526	5.302	5.526
Total	**5.885**	**7.741**	**16.744**	**16.766**
Circulante	**5.885**	**7.741**	**16.744**	**16.766**

24. OBRIGAÇÕES SOCIAIS E TRABALHISTAS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Provisão de Férias	201	130	12.317	12.575
Encargos Sobre Provisões		44	4.475	4.629
Abono Assiduidade			3.451	4.196
Participação nos Lucros (a)			4.064	10.822
Outros			1.676	1.524
Total	**201**	**174**	**25.983**	**33.746**
Circulante	**201**	**174**	**25.983**	**33.746**

(a) A provisão para a Participação nos Lucros e Resultados - PLR foi apurada com base no Acordo Coletivo de Trabalho – ACT (2018/2019), o qual prevê a distribuição aos empregados de 30% da folha de pagamento usada como referência a média anual da matriz do Plano de Cargos, Carreiras e Salários - PCCS vigente.

25. BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

25.1. PLANOS DE BENEFÍCIOS

A Companhia e suas controladas são patrocinadoras da Fundação de Previdência dos Empregados da CEB – FACEB, uma Entidade Fechada de Previdência Complementar – EFPC criada em 1976, que têm como objetivos oferecer aos seus empregados planos de benefícios de natureza previdenciária e assistencial, conforme demonstrado a seguir:

Planos	Benefícios	Classificação	Patrocinadora
Plano Complementar de Benefícios Previdenciários	Aposentadoria e pensão	Benefício definido	CEB D
Plano de Benefícios CEBPREV	Aposentadoria e pensão	Contribuição definida	Multipatrocinado
Plano CEB Saúde Vida (vigência 24/03/2017)	Assistência médica	Contribuição definida	Multipatrocinado
Plano FACEB Saúde Vida (vigência 24/03/2017)	Assistência médica	Contribuição definida	Multipatrocinado
Plano FACEB Família (vigência 24/03/2017)	Assistência médica	Contribuição definida	Multipatrocinado

A Fundação administra dois Planos de Previdência, o plano Complementar de Benefícios Previdenciários, instituído na modalidade de Benefício Definido (BD), fechado para novas adesões; e o plano denominado CEBPREV, na modalidade Contribuição Definida (CD). Este último, por sua vez, não é reconhecido como benefício pós-emprego, uma vez que não são necessárias premissas atuariais para mensurar a obrigação ou a despesa.

Adicionalmente, a FACEB é uma Operadora de Plano de Saúde, com registro definitivo concedido pela Agência Nacional de Saúde Suplementar – ANS, desde fevereiro de 2014. No decorrer do 1º trimestre de 2017, os planos de saúde CEB Assistencial e CEB Saúde foram substituídos pelos Planos CEB Saúde Vida, FACEB Saúde Vida e FACEB Família, principalmente em decorrência da extinção do Plano CEB Assistencial, por força de Acórdão relativo à Ação Direta de Inconstitucionalidade – ADI nº 2014002032055-2.

A modalidade dos novos planos de saúde é de autogestão, estando registrado na Agência Nacional de Saúde Suplementar (ANS), com as seguintes características:

- Plano CEB Saúde Vida: Destinado aos empregados ativos e dependentes e atenderá a CEB e suas controladas. A contribuição mensal levará em consideração a remuneração e a faixa etária. O valor da contribuição mensal devida pelo beneficiário titular não poderá ser inferior a 2% ou superior a 10% da sua remuneração.

- Plano FACEB Saúde Vida: Destinado aos beneficiários, ex-empregados demitidos sem justa causa, pedidos de demissão ou aposentados, extensivo a seus dependentes. A contribuição mensal levará em consideração a faixa etária em que o beneficiário (titular e dependente) se enquadrar.

- Plano FACEB Família: Destinado, exclusivamente, aos familiares dos beneficiários titulares do Plano CEB Saúde Vida e do Plano FACEB Saúde Vida, denominados beneficiários agregados (filhos adotivos ou não que tenham perdido as condições de manutenção nos planos CEB Saúde Vida e FACEB Saúde Vida e os netos dos titulares do Plano CEB Saúde Vida). A contribuição mensal levará em consideração a faixa etária em que o beneficiário se enquadrar.

Para o início da operacionalização dos novos planos de saúde foi necessário o aporte prévio de R$ 23,8 milhões, sendo R$ 21,7 milhões para o Plano que atenderá os ex-empregados e R$ 2,2 milhões para os empregados ativos. Tais aportes visam atender às garantias financeiras exigidas pela Agência Nacional de Saúde – ANS na cobertura da Margem de Solvência dos planos, conforme Resolução Normativa nº 209/2009/ANS.

Os resultados da reavaliação atuarial das obrigações com benefícios a empregados da Companhia e suas controladas estão demonstrados nos quadros seguintes, divididas em função de cada plano previdenciário e de saúde, e foram calculadas com base nas informações prestadas pela Companhia, suas controladas e pela FACEB. Os cálculos atuariais foram realizados em conformidade com o Pronunciamento CPC 33(R1).

As informações que fundamentaram o trabalho atuarial são constituídas de bases cadastrais referentes ao plano previdencial; informações contábeis posicionadas em 31 de dezembro de 2018; e dados sobre a composição do valor justo dos ativos do plano de benefício posicionado na mesma data.

25.2. POLÍTICA DE RECONHECIMENTO DOS GANHOS E PERDAS ATUARIAIS

Em atendimento ao disposto na Deliberação CVM 695, todos os ganhos e perdas são reconhecidos no exercício em que foram originados, não restando perdas ou ganhos acumulados.

25.3. DESCRIÇÃO GERAL DAS CARACTERÍSTICAS DOS PLANOS

25.4. PREVIDENCIAIS E DE SAÚDE

25.4.1. Plano Complementar de Benefícios Previdenciais

O Plano Complementar de Benefícios Previdenciais é constituído na modalidade de benefício definido (BD), oferecendo aos seus participantes e dependentes os seguintes benefícios:

i. Para os participantes:
   a. suplementação de aposentadoria por invalidez;
   b. suplementação de aposentadoria por idade;
   c. suplementação de aposentadoria por tempo de contribuição;
   d. suplementação de aposentadoria especial;
   e. suplementação de auxílio-doença;
   f. abono anual; e
   g. auxílio-funeral.

ii. Para os participantes de pecúlio especial:
   a. Auxílio-funeral; e
   b. Pecúlio especial.

iii. Para os dependentes
   a. suplementação de pensão;
   b. suplementação de auxílio-reclusão;
   c. pecúlio por morte; e
   d. abono anual.

As características, regras de elegibilidade, cálculo e reajuste dos benefícios estão apresentados no regulamento do plano de benefícios.

O custeio dos benefícios é feito mediante contribuições dos participantes, assistidos e das patrocinadoras do plano. A partir de 1º de abril de 2018 começou a ser praticado o plano de equacionamento do déficit atuarial do plano de benefícios, sendo composto por alíquotas de contribuição de patrocinadoras, ativos, aposentados e pensionistas. As alíquotas foram definidas tomando por base os valores do déficit atribuídos a cada contribuinte, calculados com base no sistema Price de amortização, e os valores das folhas de salários e benefícios.

As contribuições do plano de equacionamento foram calculadas com o uso do sistema Price de amortização, considerando-se um prazo máximo de amortização de 217 meses e, nesta avaliação, o valor presente do plano de equacionamento foi obtido considerando-se os valores de contribuições extraordinárias informados no cadastro de cada participante e assistido, a metodologia de amortização do sistema Price, a taxa de juros utilizada nesta avaliação e o prazo remanescente.

25.4.2. Plano de Benefícios CEBPREV

O Plano CEBPREV é constituído na modalidade de contribuição definida (CD), oferecendo aos seus participantes e dependentes os seguintes benefícios:

i. Para os participantes
   a. suplementação de aposentadoria;
   b. suplementação de aposentadoria antecipada;
   c. pecúlio por invalidez;
   d. abono anual.
ii. Para os dependentes
   a. pecúlio por morte.

As características, regras de elegibilidade, cálculo e reajuste dos benefícios estão apresentados no regulamento do plano de benefícios.

O plano é baseado na capitalização individual e os benefícios são calculados em função dos saldos de conta e pagos por prazo indeterminado e os valores são definidos em quantidades de cotas, os quais são reajustados em função da variação no valor da cota. Os benefícios de risco, originados de eventos de invalidez e morte, também são estruturados como contribuição definida, não existindo qualquer risco para as patrocinadoras.

O custeio dos benefícios é feito mediante contribuições dos participantes, assistidos e das patrocinadoras do plano.

25.4.3. Plano de Saúde CEB-Assistencial

Este plano é administrado pela FACEB como uma autogestão, estando registrado na Agência Nacional de Saúde Suplementar (ANS). Participam do plano os empregados ativos e aqueles vinculados ao programa de demissão voluntária da CEB, bem como os dependentes desses grupos, tendo ainda direito à remissão o cônjuge ou companheiro após o falecimento do titular.

As coberturas do plano permitem enquadrá-lo na segmentação assistencial hospitalar com obstetrícia e odontologia.

O custeio do plano é feito mediante o pagamento de coparticipação pelos usuários, no momento em que utilizam o plano, cujos percentuais são definidos no respectivo regulamento, ficando a patrocinadora com a responsabilidade por complementar os pagamentos dos usuários de forma a custear as despesas do plano.

25.4.4. Plano de Saúde CEB-Saúde

O plano CEB-Saúde também é administrado pela FACEB na forma de autogestão, estando registrado na Agência Nacional de Saúde Suplementar (ANS). Participam do plano os empregados vinculados a qualquer uma das empresas do grupo CEB, denominadas Associadas, por força de relação contratual ou estatutária, pensionistas, ex-empregados ou aposentados que tenham sido vinculados às Associadas, ressalvando-se o disposto no caput dos artigos 30 e 31 da Lei nº 9.656/98, bem como os respectivos grupos familiares.

As coberturas do plano permitem enquadrá-lo na segmentação assistencial hospitalar com obstetrícia. Não há cobertura de odontologia.

O custeio do plano é feito por contribuições e coparticipações dos participantes ativos, aposentados e pensionistas, bem como dos respectivos dependentes, e de aportes efetuados pelas Associadas em relação aos seus empregados ativos e respectivos dependentes.

Conforme o regulamento do plano, não há responsabilidades das Associadas e relação às despesas originadas dos aposentados e pensionistas e, portanto, não há passivo relativo a benefícios pós-emprego gerado por este plano e que deva ser reconhecido pela CEB Distribuição S.A..

25.5. RESULTADOS DA AVALIAÇÃO ATUARIAL

Os resultados da avaliação atuarial das obrigações com benefícios a empregados da CEB Distribuição S.A. estão demonstrados nos quadros desta nota 25 e foram calculados com base nas informações prestadas pela CEB Distribuição S.A. e pela FACEB, bem como nos cálculos atuariais realizados por atuário independente em conformidade com o Pronunciamento CPC 33(R1).

As informações que fundamentaram o presente trabalho são constituídas de bases cadastrais referentes ao plano previdencial, informações contábeis posicionadas em 31 de dezembro de 2018 e dados sobre a composição do valor justo dos ativos do plano de benefício posicionado em dezembro de 2018.

25.6. MÉTODO ATUARIAL

Conforme estabelece o item 67 do Pronunciamento CPC 33(R1), o Método da Unidade de Crédito Projetada (PUC) é aquele que deve ser utilizado na avaliação das reservas e custos dos benefícios estruturados em regime de capitalização, não podendo ser aplicado outro método, seja substitutivo ao PUC, seja para efeito de comparação de resultados.

25.7. PREMISSAS E HIPÓTESES

As premissas e hipóteses utilizadas na presente avaliação foram sugeridas à CEB Distribuição S.A. e aceitas por esta. Sempre que possível, adotou-se as mesmas premissas já em uso nas avaliações atuariais da entidade que administra os planos de benefícios previdenciais e de saúde, de forma a manter compatibilidade com os resultados atuariais obtidos por aquela entidade, uma vez que as premissas e hipóteses por ela utilizadas atendem aos requisitos legais e são adequadas às características dos planos de benefícios por ela geridos. A tábuas de mortalidades geral utilizadas nesta avaliação atuarial produzem expectativas de vida ao nascer iguais a 80,1 anos (tábua masculina) e 84,3 anos (tábua feminina).

Nos quadros seguintes serão apresentadas as premissas e hipóteses utilizadas nos cálculos atuariais. Com relação à avaliação de setembro de 2018 foram alteradas as seguintes premissas: a) taxa de desconto utilizada no cálculo da obrigação atuarial, que foi modificada de 5,75%a.a. para 4,91% a.a, compatibilizando-a com os rendimentos proporcionados por títulos públicos de mercado (NTN-B *duration* de 10,95 anos), conforme pesquisa realizada no site do Tesouro Direto em 31 de dezembro de 2018; e b) tábua de mortalidade geral, passando-se a utilizar a tábua AT-2000 nas versões masculina e feminina.

Os montantes no passivo e no resultado, vinculados aos planos de contribuições e benefícios definidos, são os seguintes:

	31/12/2018	31/12/2017
Previdenciário		
Contribuições Para o Plano e Outras Obrigações	2.814	4.791
Provisão Atuarial Previdenciária	204.345	166.427
Total	**207.159**	**171.218**
Circulante	**2.814**	**4.791**
Não Circulante	**204.345**	**166.427**

25.8. PLANOS PREVIDENCIÁRIO E ASSISTENCIAL

As movimentações a valor presente da obrigação com benefício definido são:

	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
Valor Presente das Obrigações Atuariais	**31/12/2018**	**31/12/2017**	**31/12/2018**	**31/12/2017**
Valor Presente da Obrigação Atuarial no Início do Exercício	(1.571.007)	(1.388.134)		(9.775)
Custo do Serviço Corrente	(10.200)	(10.859)		
Custo de Juros	(141.326)	(152.833)		
Ganhos/(Perda) Atuariais	(52.742)	(119.796)		
Benefícios Pagos Pelo Plano	101.453	100.615		
Reversão da Obrigação Atuarial				9.775
Valor Presente da Obrigação Atuarial no Final do Período	**(1.673.822)**	**(1.571.007)**		

Análise da obrigação atuarial dos planos:

	Plano Previdenciário	
	31/12/2018	**31/12/2017**
Valor Presente da Obrigação Atuarial	1.673.823	1.571.007
Valor Justo dos Ativos do Plano	(1.466.683)	(1.404.580)
Valor Presente da Obrigação Coberta	1.466.683	1.404.580
Valor Presente da Obrigação Sem Cobertura	207.140	166.427
Status dos Planos	Parcialmente Fundado	Parcialmente Fundado

As movimentações no valor justo dos ativos dos planos são as seguintes:

	Plano Previdenciário	
Valor Justo dos Ativos dos Planos	**31/12/2018**	**31/12/2017**
Valor Justo dos Ativos do Plano no Início do Exercício	1.404.580	1.308.558
Rendimento Esperado dos Ativos do Plano	125.940	144.072
Contribuições Recebidas Pelo Fundo – Patrocinador	5.867	24.742
Contribuições Recebidas Pelo Fundo – Participantes	5.344	6.115
Benefícios Pagos Pelo Fundo	(101.453)	(100.614)
Ganhos/(Perda) Atuariais	26.405	21.707
Valor Justo dos Ativos dos Planos no Final do Período	**1.466.683**	**1.404.580**

Conciliação dos valores reconhecidos no balanço:

	Plano Previdenciário	
Valores Reconhecidos no Balanço Patrimonial	**31/12/2018**	**31/12/2017**
Valor Presente da Obrigação Atuarial	207.140	166.427
Passivo/(Ativo) Líquido Reconhecido no Final do Período (Saldo da Dívida com a FACEB)	140.026	250.895
Movimentação do Passivo (Ativo) Líquido Reconhecido no Balanço		
Passivo (Ativo) Reconhecido no Início do Exercício	166.427	79.576
Contribuições Aportadas no Plano	(5.867)	(24.742)
Amortização de (Ganhos)/Perdas Atuariais	26.338	98.090
Despesas do Exercício	20.242	13.503
Passivo/(Ativo) Reconhecido no Final do Período	**207.140**	**166.427**

25.8.1. Plano previdenciário

O Plano Complementar de Benefícios Previdenciais apresentou um valor presente de obrigação atuarial de R$ 1.673.823, que ao ser confrontado com o valor justo dos ativos do plano de R$ 1.466.683 resultou em um deficit de R$ 203.140, constituindo-se, portanto, em um passivo atuarial.

A CEB Distribuição S.A. tem contabilizado no seu passivo o montante de R$ 14.392, sendo R$ 2.892 referente às contribuições normais e R$ 11.500 de equacionamento do Plano BD.

O valor justo dos ativos do plano foi informado pela FACEB e, segundo a entidade, está precificado a mercado na posição de 31 de dezembro de 2018. Do ativo total informado pela FACEB (R$ 1.488.564) foram deduzidos os valores registrados no balancete nas rubricas do exigível operacional (R$ 4.791), exigível contingencial (R$ 6.041) e fundos (R$ 10.578), resultando no valor justo de R$ 1.466.683, uma vez que essas parcelas do ativo não se destinam à cobertura das provisões matemáticas.

O Plano Complementar de Benefícios Previdenciais se encontra em situação de cobertura parcial do valor presente da obrigação atuarial, conforme demonstrado nos quadros anteriores, tendo apresentado, em 31 de dezembro de 2018, um deficit atuarial. A variação no resultado atuarial, quando comparado com a situação em 31 de dezembro de 2017 se deve, principalmente, aos seguintes fatores: (a) alteração da hipótese de taxa de juros atuarial; e (b) alteração da tábua de mortalidade geral, passando-se a utilizar a tábua por sexo.

Os resultados apresentados pelo plano ao longo dos períodos estão listados no quadro seguinte:

	31/12/2018	**31/12/2017**
Valor Presente da Obrigação Atuarial	1.673.823	1.571.007
Valor Justo dos Ativos do Plano	(1.466.683)	(1.404.580)
Resultado	**207.140**	**166.427**

O quadro a seguir contém a despesa do plano de responsabilidade da patrocinadora, estimada para o exercício de 2019, calculada com base nos custos normais; no custo dos juros incidentes sobre a obrigação atuarial; nos rendimentos esperados do valor justo dos ativos do plano; e nas contribuições estimadas dos participantes e assistidos.

	2019
Custo do Serviço Corrente	9.298
Custo dos Juros	150.845
Rendimento Esperado dos Ativos do Plano	(132.177)
Contribuições dos Participantes	(5.253)
Total da Despesa Estimada	**22.713**

25.8.2. Plano de Benefícios CEBPREV

O Plano CEBPREV, por ser constituído na modalidade de contribuição definida, não imputa riscos às suas patrocinadoras e, por conseguinte, não gera a necessidade de provisão de benefícios pós-emprego para a CEB Distribuição S.A..

Conforme o balancete desse plano na data base de 31 de dezembro de 2018, as provisões matemáticas totais são iguais a R$ 51.943, mesmo valor do patrimônio de cobertura do plano, comprovando o equilíbrio atuarial do referido plano de benefícios. As provisões estão segregadas em Benefícios Concedidos (R$ 1.037) e em Benefícios a Conceder (R$ 50.906). Existem ainda fundos previdenciais no montante de R$ 1.166 para dar suporte à solvência do plano de benefícios.

25.8.3. Plano CEB-Saúde

O Plano CEB-Saúde Vida não gerou provisão de benefícios pós-emprego em função das disposições de seu regulamento que preveem a participação da CEB Distribuição S.A., bem como das demais associadas, apenas em relação aos participantes ativos e seus dependentes, não lhes imputando responsabilidades em relação aos aposentados e pensionistas.

Dessa forma, não há qualquer provisão de benefícios pós-emprego a contabilizar em função desse plano de saúde.

25.8.4. Categoria de ativo e dados cadastrais

O quadro a seguir mostra as estatísticas dos planos de benefícios conforme dados cadastrais:

Previdenciário	31/12/2018	31/12/2017
Ativos		
Quantidade	345	399
Idade Média	51,35	50,93
Tempo Médio de Serviço (anos)	26,49	25,95
Tempo Médio Esperado de Serviço Futuro (anos)	5,09	5,63
Valor do Salário Médio (R$)	13.001,56	12.570,83
Aposentados		
Quantidade	1.152	1.134
Idade Média	67,72	67,20
Benefício Médio (R$)	6.854,77	6.438,25
Pensionistas		
Quantidade	364	353
Idade Média	66,59	64,95
Benefício Médio (R$)	2.007,33	1.879,83

O quadro seguinte mostra a abertura do valor justo dos ativos do plano por tipo de investimento. A maior parte dos ativos está concentrada em investimentos de renda fixa:

	Plano Complementar	
Composição dos Ativos	**31/12/2018**	**31/12/2017**
Disponível	0,01%	0,02%
Renda Fixa	95,09%	94,86%
Renda Variável	0,73%	0,66%
Investimentos Estruturados	0,81%	1,22%
Investimentos Imobiliários	1,14%	0,91%
Empréstimos com Participantes	2,23%	2,35%
Outras Exigibilidades e Depósitos Judiciais	-0,01%	-0,02%
Total Percentual dos Ativos do Plano	**100,00%**	**100,00%**

25.8.5. Premissas atuariais

	Plano Complementar	
Premissas Atuariais Adotadas	**31/12/2018**	**31/12/2017**
Financeira		
Taxa de Juros Anual Para Cálculo do Valor Presente da Obrigação	4,91%	5,04%
Expectativa de Retorno do Valor Justo dos Ativos do Plano	9,01%	9,49%
Taxa Anual de Inflação	3,91%	4,24%
Taxa Nominal de Crescimento Anual dos Salários	3,91%	4,24%
Taxa Nominal de Crescimento dos Benefícios do Plano	3,91%	4,24%
Taxa de Crescimento Nominal Anual dos Custos de Saúde	0,00%	0,00%
Demográficas		
Taxa de Rotatividade	0,00%	0,00%
Tábua de Mortalidade/Sobrevivência de Ativos	AT-2000 M&F	AT-2000 masculina
Tábua de Mortalidade/Sobrevivência de Assistidos	AT-2000 M&F	AT-2000 masculina
Tábua de Mortalidade/Sobrevivência de Inválidos	*Winklevoss*	
Tábua de Entrada em Invalidez	TASA-1927	
Tábua de Morbidez	Não Usada	
Idade de Aposentadoria	Primeira aposentadoria, considerando-se as elegibilidades do regulamento do plano.	

	Plano Complementar	
Premissas Atuariais Adotadas	**31/12/2018**	**31/12/2017**
Composição Familiar para Cálculo de Pensão e Reversão		
Ativos	90% casados com cônjuge feminino 4 anos mais jovem.	
Assistidos	Família informada no cadastro.	

Para o cálculo da obrigação atuarial do plano de benefícios definido foram mantidas, sempre que possível, as mesmas hipóteses adotadas nas avaliações atuariais do mencionado plano que são encaminhadas à Superintendência de Previdência Complementar (PREVIC). A adoção de tais hipóteses se justifica, uma vez que as mesmas atendem às determinações legais contidas na Resolução CGPC n° 18, de 28 de março de 2006 e refletem as características das massas de participantes e assistidos do plano.

A taxa de juros anual foi definida em função da *duration* do plano de benefícios (10,971 anos) e da remuneração de títulos federais (NTN-B) com *duration* próxima da *duration* do passivo (NTN-B com *duration* igual a 10,95 anos, cujo código é BRSTNCNTB0O7).

Usou-se a taxa de inflação futura de 3,91% aprovada pelo Conselho Deliberativo da FACEB como premissa para a avaliação atuarial de 2018. Essa taxa está compatível com as projeções do BACEN para o período de 2019 a 2022, colhidas no site da referida instituição.

A expectativa, em 31 de dezembro de 2017, de retorno nominal de valor justo dos ativos do plano e do custo dos juros foi obtida pelo produto da taxa esperada da inflação (4,82% a.a.) pela taxa real de juros (5,04 a.a.), resultando em uma taxa de 9,49% a.a.. Essa taxa é usada para cálculo das perdas e ganhos atuarias do exercício de 2018.

A hipótese de que os salários crescem apenas pela inflação traduz as regras do regulamento do plano de benefícios, que não preveem crescimentos reais de salários.

25.9. EQUACIONAMENTOS DO PLANO COMPLEMENTAR DE BENEFÍCIOS PREVIDENCIAIS DA FACEB (PLANO BD)

25.9.1. 1º Equacionamento

Os estudos atuariais referentes ao exercício de 2016, consubstanciado pelo Parecer Atuarial MERCER GAMA nº 119/2017, estabeleceram que o resultado do Equilíbrio Técnico Ajustado, deficitário no montante de R$ 154.970, foi superior ao limite máximo de Deficit Técnico Acumulado de R$ 121.786. A apuração foi baseada na Duração do Passivo de 12,05 anos, resultando em R$ 33.184 de deficit a ser equacionado.

Sobre essa questão, em 27 de novembro de 2017, o Comitê de Governança das Empresas Públicas da Câmara de Governança Orçamentária, Financeira e Corporativa do Distrito Federal – Governança-DF, por meio do Processo nº 0040.002.239/2017, manifestou-se favoravelmente à aprovação do 1º Plano de Equacionamento do Deficit mínimo apurado no Plano BD.

Tal resultado motivou a contratação do Equacionamento de Deficit, celebrado entre a FACEB e a CEB D, no valor de R$ 11.423. A amortização será pelo método "*Price*" em parcelas mensais e sucessivas de valor nominal equivalente a R$ 83,6; prazo de amortização de 216,9 meses; juros de 5,7% a.a.; capitalização mensal; e correção monetária calculada segundo a variação do INPC-IBGE, com início obrigatório para pagamento da primeira parcela em fevereiro de 2018.

A diferença, no montante de R$ 21.761, foi suportada pelos participantes ativos; autopatrocinados; aposentados; e pensionistas, conforme determina a legislação.

25.9.2. 2º Equacionamento do Plano Complementar de Benefícios Previdenciais da FACEB (Plano BD)

No mês de fevereiro de 2019, a FACEB iniciou os procedimentos para assinatura dos contratos para o 2º equacionamento de desequilíbrio financeiro do Plano de Benefício Definido de Previdência, correspondente ao valor mínimo de R$ 25.600, que será suprido por meio de contribuições extraordinárias a serem pagas pelas patrocinadoras; participantes ativos; autopatrocinados; aposentados; e pensionistas, de acordo com a proporção contributiva definida na Resolução MPS/CNPC nº 14, DE 24 de fevereiro de 2014.

26. PROVISÕES PARA RISCOS TRIBUTÁRIOS, CÍVEIS, TRABALHISTAS E REGULATÓRIOS

Os processos judiciais provisionados e não provisionados, são apresentados a seguir:

26.1. PROVISÕES PARA RISCOS TRIBUTÁRIOS, CÍVEIS, TRABALHISTAS E REGULATÓRIOS PROVISIONADOS

A Companhia e suas controladas possuem processos judiciais e administrativos de natureza trabalhista, cível, fiscal e regulatório. A Administração reavalia os riscos de contingências relacionados a esses processos e, baseada na opinião de seus procuradores jurídicos, constitui provisão para as causas cujas expectativas de perda são consideradas prováveis.

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Regulatórias			34.168	69.539
Trabalhistas			11.936	5.220
Fiscais	1	1	1	1
Cíveis		95	4.667	4.419
Total	**1**	**96**	**50.772**	**79.179**
Circulante			**6.478**	**4.013**
Não Circulante	**1**	**96**	**44.294**	**75.166**

26.1.1. Movimentação das provisões para riscos tributários, cíveis, trabalhistas e regulatórios

	Controladora		
	Cível	Fiscais	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2016		**10.827**	**10.827**
Constituições de Provisão	95	46	141
Reversão de Provisão		(10.872)	(10.872)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	**95**	**1**	**96**
Reversão de Provisão	(95)		(95)
Saldo em 31 de dezembro de 2018		**1**	**1**

	Consolidado				
	Trabalhista	Cíveis	Fiscais	Regulatórias	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2016	**4.276**	**3.450**	**10.827**	**53.864**	**72.417**
Constituições de Provisão	1.982	2.694	46	11.819	16.541
Baixa/Reversão de Provisão	(1.517)	(2.014)	(10.872)	(1.401)	(15.804)
Atualização Monetária	479	289		5.257	6.025
Saldo em 31 de dezembro de 2017	**5.220**	**4.419**	**1**	**69.539**	**79.179**
Constituições de Provisão	6.395	1.973		5.242	13.610
Baixa/Reversão de Provisão	(388)	(2.158)		(43.327)	(45.873)
Atualização Monetária	709	433		2.714	3.856
Saldo em 31 de dezembro de 2018	**11.936**	**4.667**	**1**	**34.168**	**50.772**

a) Demandas trabalhistas

Ações movidas por empregados e ex-empregados contra a Companhia e suas controladas, envolvendo cobrança de horas extras; adicionais de periculosidade; dano moral; e responsabilidade subsidiária/solidária de empregados de empresas contratadas para prestação de serviços terceirizados. A atualização das contingências trabalhistas é com base na Taxa Referencial (TR).

b) Demandas cíveis

Ações pleiteando indenização por acidentes com a rede de distribuição de energia elétrica; danos morais; além de discussões quanto à relação de consumo, tais como cobrança e corte indevidos; corte por inadimplência; problemas na rede; e questionamentos de valores pagos por consumidores. A atualização das contingências cíveis é com base no INPC.

c) Demandas regulatórias

A CEB D discute, nas esferas administrativa e judicial, autuações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias. As principais contingências regulatórias envolvem a não conformidade nos processos de fiscalização, tais como: ausência de anuência prévia para dação em garantia em empréstimos contraídos pela Companhia; investimentos em consórcio; extrapolação dos limites dos indicadores de qualidade do fornecimento de energia; falta de investimentos no sistema elétrico de distribuição; e fiscalização de procedimentos da atividade comercial. A atualização das provisões regulatórias é com base na taxa Selic.

A Administração da CEB D, consubstanciada na opinião de seus consultores legais quanto à possibilidade de êxito nas diversas demandas judiciais, entende que as provisões constituídas registradas no balanço são suficientes para cobrir prováveis perdas com tais causas.

d) Demandas fiscais

A Companhia é parte em processos administrativos e judiciais referentes às declarações de compensação não homologadas de tributos (PIS, COFINS, IRPJ, CSLL). A Companhia busca o reconhecimento do direito de compensação nas esferas administrativa e judicial. A representação judicial da Empresa foi avocada pela Procuradoria-Geral do Distrito Federal, em 2013.

A variação ocorrida em 2017 se refere, substancialmente, a adesão ao Programa Especial de Recuperação Tributária – PERT, que estava sendo tratada judicialmente cuja provisão era de R$ 6 milhões. Os demais valores foram reclassificados do risco de perda provável para possível.

26.2. PASSIVO CONTINGENTE – RISCO POSSÍVEL

A Companhia e suas controladas possuem processos de natureza trabalhistas, cíveis e fiscais envolvendo riscos de perda classificados pela Administração como possíveis, com base na avaliação de seus assessores legais, para as quais não há provisão constituída. Os montantes desses processos estão reproduzidos no quadro seguinte:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	**31/12/2017**	**31/12/2018**	**31/12/2017**
Fiscais	124.593	150.898	124.593	155.923
Cíveis		1	2.373	2.240
Trabalhistas			1.227	1.425
Total	**124.593**	**150.899**	**128.193**	**159.588**

26.3. ATIVO CONTINGENTE – RISCO PROVÁVEL

A Companhia e suas controladas possuem processos de natureza cíveis e fiscais envolvendo riscos de ganho classificados pela Administração como prováveis, com base na avaliação de seus assessores legais, para as quais não há ativo constituído. Os montantes desses processos, em 31 de dezembro de 2018, estão reproduzidos no quadro seguinte:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Fiscais	200	200	200	200
Cíveis	1.931	1.235	25.811	13.137
Total	**2.131**	**1.435**	**26.011**	**13.337**

27. DEMAIS OBRIGAÇÕES

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Parcelamento de Multa ANEEL			10.909	14.869
Consumidores	192	206	17.750	12.578
Consignações a Favor de Terceiros		728	9.228	9.856
Arrendamento			2.536	3.124
Retenção de Quotas – RGR			724	724
Cauções e Garantia	72	56	537	432
Obrigações Com Empresas Ligadas	63	625	266	261
Outras Obrigações	87	345	2.574	2.420
Total	**414**	**1.960**	**44.524**	**44.264**
Circulante	**414**	**1.960**	**38.655**	**34.523**
Não Circulante			**5.869**	**9.741**

28. OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO

	Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017
Uso do Bem Público	150	507
Participação Financeira do Consumidor – Valores Não Aplicados **(a)**	3.250	64.913
Total	**3.400**	**65.420**
Não Circulante	**3.400**	**65.420**

(a) Valores recebidos antes do início do empreendimento e não aplicados.

A variação na conta de Participação Financeira do Consumidor se refere a transferência de saldo para o intangível quando da conclusão das obrigações.

29. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

29.1. CAPITAL SOCIAL

O Capital Social subscrito e integralizado é de R$ 566.025 (R$ 566.025 – 2017). As ações são escriturais e sem valor nominal, sendo que as ações preferenciais de ambas as classes não têm direito a voto.

A composição do Capital Social subscrito e integralizado, por classe de ações, é a seguinte:

Capital Total em Ações	31/12/2018	31/12/2017 Reapresentado
Ações Ordinárias	**7.184.178**	**7.184.178**
Ações Preferenciais	**7.232.205**	**7.232.205**
Classe A	1.313.002	1.313.002
Classe B	5.919.203	5.919.203
Total	**14.416.383**	**14.416.383**
Valor Patrimonial por Ação:		
Patrimônio Líquido	587.113	542.866
Quantidade de Ações	14.416.383	14.416.383
Valor Patrimonial por Ação – Em (R$)	**40,72**	**37,65**

29.2. AJUSTE DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL

A composição do saldo da rubrica Ajustes de Avaliação Patrimonial é a seguinte:

	31/12/2018	31/12/2017
Custo Atribuído do Ativo Imobilizado (Nota 29.2.1)	187.869	188.817
Ganho na Variação de Percentual – Corumbá Concessões S.A.	19.892	19.929
Perda Atuarial – Plano de Previdência	(205.350)	(166.427)
Total	**2.411**	**42.319**

Neste grupo estão contabilizados os seguintes eventos:

29.2.1. Custo atribuído (*Deemed Cost*)

A Reserva Para Ajustes de Avaliação Patrimonial foi constituída em decorrência dos ajustes por adoção do custo atribuído do ativo imobilizado na data de transição, no montante de R$ 195.191, líquido de efeitos tributários.

Os valores registrados em ajustes de avaliação patrimonial são reclassificados para o resultado do exercício integral ou parcialmente, quando da alienação dos ativos a que elas se referem. Em 2009, ocorreram vendas de terrenos e a reserva foi realizada em R$ 6.374, líquido dos efeitos tributários.

Em 2018, outros terrenos foram vendidos e a reserva foi realizada em R$ 489, líquido dos efeitos tributários.

O efeito decorrente da adoção do custo atribuído em 31 de dezembro de 2018 é demonstrado conforme quadro a seguir:

Terrenos	Controladora / Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2008	**1.442**
Ajustes por Adoção do Custo Atribuído	295.744
Saldo em 1º de janeiro de 2009	**297.186**
Alienação de Terreno – Exercício de 2009	(11.099)
Saldo em 31 de dezembro de 2010 e 2011 – Valor Bruto	**286.087**
Efeito Fiscal (IRPJ/CSLL – 34%) em 31 de dezembro de 2017 – Líquido do Efeito Fiscal	(97.270)
Alienação de Terreno – Exercício de 2018	(1.437)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	**286.087**
Efeito Fiscal (IRPJ/CSLL – 34%)	(96.781)
Saldo em 31 de dezembro de 2017 – Líquido do Efeito Fiscal	**188.817**
Saldo em 31 de dezembro de 2018 – Líquido do Efeito Fiscal	**187.869**

29.3. RESERVA DE LUCROS

29.3.1. Reserva Legal

A Reserva Legal é constituída à razão de 5% do Lucro Líquido apurado a cada exercício nos termos do art. 193 da Lei nº 6.404/1976, até o limite de 20% do capital social. A destinação é facultativa quando a Reserva Legal, somada às Reservas de Capital, excederem 30% o Capital Social. A reserva somente é utilizada para o aumento do Capital Social ou para absorção de prejuízos.

29.4. RESULTADO DO EXERCÍCIO

A Companhia apurou um Lucro Líquido no exercício de 2018 no montante de R$ 89.972 (R$ 130.401 em 2017 – Reapresentado).

29.4.1. Demonstrativo da Destinação do Resultado de 2018

Distribuição do Lucro do Exercício	2018
Lucro do Exercício	89.972
Prejuízos Acumulados a Compensar	(65.478)
Lucro do Exercício após Compensação de Prejuízo	24.494
Constituição da Reserva Legal - (5%)	(1.125)
Lucro Líquido Ajustado (art. 202 da Lei 6.404/1976)	23.269
Dividendo Mínimo Obrigatório - (25%)	5.817
Reserva para Expansão dos Negócios Sociais	17.452

30. DESDOBRAMENTO DAS CONTAS DO RESULTADO

30.1. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017 Reapresentado
Fornecimento de Energia Elétrica			3.622.738	3.328.555
Energia de Curto Prazo			195.879	380.646
Recursos de Parcela A e Outros Itens Financeiros			(94.548)	212.685
Receita de Construção			83.846	83.471
Aporte de Recursos da CDE			90.542	45.253
Receita de Prestação de Serviços	82.124	56.089	83.937	58.466
Suprimento de Energia			35.632	34.568
Disponibilidade do Sistema de Distribuição			28.667	19.841
Arrendamento e Aluguéis			31.900	31.522
Receita de Venda de Gás			5.242	3.721
Outras Receitas			2.377	2.843
Receita Operacional Bruta	**82.124**	**56.089**	**4.086.212**	**4.201.571**
Impostos	(1.643)	(1.122)	(724.413)	(667.738)
Contribuições	(7.596)	(5.191)	(313.333)	(383.900)
Encargos do Consumidor			(458.256)	(433.677)
Deduções da Receita Operacional Bruta	**(9.239)**	**(6.313)**	**(1.496.002)**	**(1.485.315)**
Receita Operacional Líquida	**72.885**	**49.776**	**2.590.210**	**2.716.256**

30.1.1. Reajuste Tarifário Anual – RTA 2018

Em reunião pública ordinária de diretoria, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) homologou o Reajuste Tarifário Anual da CEB Distribuição S.A. a ser aplicado a partir de 22 de outubro de 2018.

As tarifas praticadas tiveram efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 6,50%, sendo 6,15% para as unidades consumidoras atendidas em baixa tensão e 7,31% para aquelas unidades atendidas em alta tensão.

No referido processo tarifário, os itens mais representativos foram os encargos setoriais, especificamente a conta CDE, com impacto médio de 3,52%, bem como os custos com energia cujo reflexo representou 7,24%.

Cabe ressaltar a forte influência da variação cambial do dólar, em razão da energia comprada de Itaipu, com impacto de 2,41 p.p. e a aquisição da energia na modalidade "por quantidade" e por contratos de usinas em regime de cotas, com incrementos de 1,70 p.p. e 1,79 p.p., respectivamente.

Nesse processo, houve o ajuste dos itens financeiros reconhecidos pela Aneel que equivale a diferença entre os custos não gerenciáveis homologados e aqueles efetivamente praticados no ciclo tarifário anterior.

Com relação aos itens financeiros, destaca-se a CVA Energia com maior impacto (16,5%), cujo recursos das bandeiras tarifárias e da cobertura concedida no ciclo anterior não foram suficientes para liquidar os custos do risco hidrológico incorridos pela companhia.

30.1.2. Revisão Tarifária Extraordinária - RTE

Conforme o Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 66/1999, é permitida a Companhia pleitear, perante a Aneel, processo tarifário extraordinário, cuja finalidade é buscar o reequilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão.

Assim, em decorrência da escalada do PLD a partir do 2º Semestre de 2017, tal oscilação resultou na Exposição Financeira no Mercado de Curto Prazo e no aumento expressivo das despesas do Risco Hidrológico dos contratos de Cotas de Garantia Física, Itaipu e CCEARs de Usinas Repactuadas. Além disso, o descasamento acentuado entre a cobertura tarifária e os custos incorridos pós RTA 2017 alavancou o saldo ativo de CVA de Energia.

A combinação desses fatores motivou o pleito da RTE que foi apreciado e aprovado pela diretoria da Agência Reguladora na 21º Reunião Pública Ordinária ocorrida em 19 de junho de 2018, autorizando a aplicação das novas tarifas para o período de 22 de junho de 2018 a 21 de outubro de 2018, nos termos da Resolução Homologatória nº 2.406/18. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores nas tarifas é de 8,81%, sendo 8,88% para os consumidores de Alta Tensão e 8,78% para os de Baixa Tensão.

30.1.3. Bandeiras Tarifárias

O sistema de Bandeiras Tarifárias foi criado para substituir a tarifa do período seco e úmido, buscando fornecer um sinal de preços mais adequado ao consumidor e mais próximo do contexto atual de custos de geração de energia.

Desde 2015, as Bandeiras Tarifárias são acionadas tendo como base o Custo Unitário Variável – CUV relativo à última usina despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, por ordem de mérito. Isso ocorre para arrecadar recursos necessários para cobrir custos extras com a produção de energia mais cara, gerada por termelétricas.

A partir de 20 de fevereiro de 2017 entrou em vigor a Resolução Normativa nº 760/2017 da ANEEL, introduzindo as seguintes alterações: manutenção dos patamares de acionamento das Bandeiras Verde; Amarela; e Vermelha (patamares 1 e 2). Os valores correspondentes foram os seguintes: Bandeira Amarela, R$ 20,00/MWh; e Bandeira Vermelha Patamar 1, R$ 30,00/MWh e Patamar 2, R$ 35,00/MWh.

Em 24 de outubro de 2017, a Agência Nacional de Energia Elétrica instaurou a Audiência Pública – AP nº 61/2017 com o objetivo de coletar subsídios para redefinição da metodologia das Bandeiras Tarifárias.

Assim, até que seja deliberada a metodologia final, foi estabelecida, em caráter extraordinário, a aplicação dos novos valores apresentados na referida AP, a partir de novembro de 2017. Tais valores continuaram sendo aplicados em 2018.

Dessa forma, os valores dos patamares em vigor são os seguintes:

a) Bandeira Amarela: R$ 10,00/MWh;
b) Bandeira Vermelha Patamar 1: R$ 30,00/MWh; e
c) Bandeira Vermelha Patamar 2: R$ 50,00/MWh.

Em 2018, a Companhia recebeu R$ 142,0 milhões através do faturamento das contas de energia, R$ 28,9 milhões por meio de repasse da CCRBT e repassou R$ 18,1 milhões para a CCRBT, perfazendo um total retido pela empresa de R$ 152,8 milhões para fazer frente aos custos extras de energia que foi alocada na Conta de Compensação de Valores da "Parcela A" – CVA, para reversão no próximo processo tarifário.

30.1.4. Sobrecontratação

Fatores alheios à capacidade de gestão da Companhia, tais como: crise econômica; elevação das tarifas de energia elétrica, que reduziu o consumo e intensificou a migração de clientes do Ambiente Regulado para o Ambiente Livre; assim como o deficit hídrico afetaram o nível prudencial de compra de energia da distribuidora para atender o crescimento da sua carga projetada.

O conjunto desses fatores produziu um excedente de energia contratada pela Distribuidora superior ao limite regulatório de 5% para o qual não há cobertura tarifária.

Considerando as ações gerenciais implementadas em 2018, incluindo as declarações de Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD, a CEB D fechou posição de sobras de energia elétrica no patamar de 7,8% no período, com 2,8 p.p acima do nível regulatório. Não ocorreram ajustes da Sobrecontratação referente a 2017 neste exercício, por estar dentro do limite regulatório de 105%.

30.1.5. Repasse de recursos da CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE foi criada originalmente pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, visando o desenvolvimento energético dos estados, cuja finalidade precípua constitui em prover recursos para o custeio de políticas públicas do setor elétrico.

A CDE tem como finalidade promover a universalização do serviço de energia elétrica; garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa dos consumidores residenciais Baixa Renda; prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC); prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculados à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária; e promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados.

Com a publicação da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012 (convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013), e da Medida Provisória nº 605, vigente no período de 23 de janeiro a 03 de junho de 2013, a CDE teve seu rol de destinações ampliado, quais sejam: prover recursos para compensar descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica (na vigência da MP 605/2013); e prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição (na vigência da MP nº 605/2013).

Em caráter excepcional, visando atenuar os efeitos da conjuntura hidrológica desfavorável, diante das medidas empreendidas pelo Governo Federal em prol da modicidade tarifária, foi publicado o Decreto nº 7.945, de 07 de março de 2013, que introduziu novas alterações nos instrumentos de repasse de recursos da CDE.

Assim, a CDE passou a prover ainda: recursos para o risco hidrológico; exposição involuntária; ESS por segurança energética; e o valor integral ou parcial do saldo positivo acumulado pela Conta de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA, de que trata a Portaria Interministerial nº MME/MF nº 25/2002, relativo ao ESS e à energia comprada para revenda (CVA Energia e CVA ESS).

Conforme dispõe o inciso VII do artigo 13º da Lei nº 10.438/2002 combinado com o Decreto nº 7.891/2013, a CDE tem dentre suas finalidades, custear os descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos consumidores que possuem benefício tarifário.

No Reajuste Tarifário Anual da CEB D de 2017, a Resolução Homologatória n° 2.316/2017 reconheceu o montante mensal a ser repassado para o período de outubro de 2017 a outubro de 2018, de R$ 2.841. Em 2018 esse valor foi de R$ 3.970, reconhecido através da Resolução Homologatória nº 2.471/2018 e abrange os períodos de outubro de 2018 a outubro de 2019.

Com a publicação das Leis nº 13.299/2016 e nº 13.360/2016, que introduziram novas mudanças na CDE, CCC e RGR, compete à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE o repasse desses recursos à CEB D.

30.1.6. Exclusão do ICMS da Base de Cálculo do PIS/COFINS

Por maioria de votos, o Plenário do Supremo Tribunal Federal (STF), em sessão realizada em 15 de março de 2017, decidiu que o Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) não integra a base de cálculo das

contribuições para o Programa de Integração Social (PIS) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins).

Ao finalizar o julgamento do Recurso Extraordinário (RE) 574706-9, com repercussão geral reconhecida, os ministros entenderam que o valor arrecadado a título de ICMS não se incorpora ao patrimônio do contribuinte e, dessa forma, não pode integrar a base de cálculo dessas contribuições, que são destinadas ao financiamento da seguridade social.

Prevaleceu o voto da relatora, ministra Cármen Lúcia, no sentido de que a arrecadação do ICMS não se enquadra entre as fontes de financiamento da seguridade social previstas na Constituição, pois não representa faturamento ou receita, representando apenas ingresso de caixa ou trânsito contábil a ser totalmente repassado ao fisco estadual.

Em 12 de junho de 2017, a CEB Distribuição S.A, motivada pela decisão do STF, iniciou ação judicial vinculada ao processo nº 1004984-34.2017.4.01.3400, com petição abordando o pleito de reconhecimento do direito de compensação por tributo, com tributos recolhidos indevidamente com débitos vencidos e vincendos das contribuições para o PIS e para a COFINS, ou com débitos próprios de quaisquer outros tributos ou contribuições.

Com liminar de tutela de urgência deferida em 22 de setembro de 2017, a CEB D adquiriu também o direito de não mais incluir o ICMS nas bases de cálculo do PIS/COFINS, com adoção de prática a partir das apurações de outubro de 2017.

A partir de janeiro de 2019, com fulcro na Nota Técnica Conjunta - 001/2019 – SCT/SRG, a CEB D, conforme Resolução de Diretoria nº 005/2019, concluiu por aguardar o julgamento definitivo da ação, que só ocorrerá com o trânsito em julgado da sentença, para então repassar a redução das alíquotas efetivas do PIS/COFINS ao consumidor.

30.2. CUSTO COM SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA

	Consolidado	
	31/12/2018	**31/12/2017**
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.441.133)	(1.169.677)
Energia Elétrica Comprada Para Revenda – Curto Prazo	(113.464)	(352.229)
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(284.419)	(330.091)
Repactuação do Risco Hidrológico	(2.216)	(2.214)
Total	**(1.841.232)**	**(1.854.211)**

O Custo total da Energia Elétrica e Encargos registrou uma redução quando comparado com o mesmo período do ano comparativo, tendo em vista os reflexos dos Custos Variáveis do Mercado de Curto Prazo, relativo principalmente ao Risco Hidrológico que é precificado pelo Preço de Liquidação das Diferenças – PLD.

Ainda, a Receita de 2017, assim como o custo, não apresentou o efeito da redução das sobras de energia que teve a despesa correspondente registrada no custo de Energia de Curto Prazo. Tal fato ocorreu em virtude da ausência de parametrização no sistema da CCEE, o qual não absorveu os efeitos do MCSD-EN em 2017. Em 2018, os valores do Mercado de Curto Prazo já foram contabilizados com os efeitos do referido Mecanismo, resultando na redução da receita e dos custos, após o funcionamento do sistema.

30.3. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS POR NATUREZA

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	**31/12/2017**	**31/12/2018**	**31/12/2017** Reapresentado
Pessoal e Administradores **(a)**	(13.742)	(12.009)	(207.443)	(243.203)
Serviço de Terceiros	(50.487)	(32.179)	(181.756)	(172.646)
(Provisão) Estimada/Reversão de Perdas com Crédito de Liquidação Duvidosa **(b)**	294	39.837	(127.374)	(75.454)
Custo de Construção – Concessão **(c)**			(83.846)	(83.471)
Depreciação e Amortização	(826)	(208)	(56.751)	(65.569)
Arrendamento			(27.622)	(34.021)
Material	(7.219)	(348)	(9.255)	(3.256)
Outras Despesas, líquidas de recuperação de despesas	(495)	(791)	18.153	(21.338)
Total	**(72.475)**	**(5.698)**	**(675.894)**	**(698.958)**
Classificação:				
Custo da Operação			**(304.649)**	**(313.978)**
Custo dos Serviços Prestados a Terceiros	**(55.793)**	**(34.512)**	**(64.017)**	**(41.642)**
Despesas com Vendas	**284**	**39.837**	**(137.758)**	**(108.807)**
Despesas Gerais e Administrativas	**(16.967)**	**(11.023)**	**(169.470)**	**(234.531)**

(a) Em 2018, entre os demais eventos que contribuíram para a redução de Pessoal, ocorreram demissões de 59 empregados, sendo 45 vinculados à política de desligamento da Companhia, em contrapartida à contratação de 54 empregados. Ademais, em 2017, a Companhia possuía custos com o Plano Assistencial para ex-empregados, porém extinto no fim do primeiro trimestre daquele ano.

(b) Em 2017, a Companhia recebeu R$ 58.848 da Secretaria de Estado de Infraestrutura e Serviços Públicos – SINESP de faturas em atraso, das quais, R$ 39.867 estavam vencidas há mais de 365 dias. A provisão foi revertida neste montante.

(c) A Companhia 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 igual a zero, considerando que:

- A atividade fim é a distribuição de energia elétrica;
- Toda receita de construção está relacionada com obras de infraestrutura para o alcance da atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e
- A Companhia 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 e receita de construção.

30.4. OUTRAS RECEITAS/(DESPESAS) OPERACIONAIS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	**31/12/2017**	**31/12/2018**	**31/12/2017**
Outras Receitas Operacionais				
Reversão de Provisão de Benefícios Pós-Emprego			11.241	24.531
Atualização do Valor Justo do Ativo Financeiro Indenizável – VNR			5.687	7.474
Recuperação de Créditos Baixados por Perdas		21	2.615	51.621
Reversão de Provisão para Riscos Tributários, Cíveis, Trabalhistas e Regulatórios **(a)**	10	10.616	40.317	15.119
Resultado na Baixa/Alienação de Bens **(b)**	3.773	(16)	78.731	(9.711)
Tributos Sobre Outras Receitas				(610)
Outras Receitas	1.681	280	26.718	11.180
Subtotal	**5.464**	**10.901**	**165.309**	**99.604**
Outras Despesas Operacionais				
Provisão de Benefícios Pós-Emprego			(11.569)	(13.008)
Multas ANEEL				(507)
Provisão Para Riscos Tributários, Cíveis, Trabalhistas e Regulatórios		(96)	(13.619)	(15.143)
Provisão Para Participação nos Lucros e Resultados **(c)**			(4.006)	(9.371)
Condenações Judiciais			(3.413)	(3.299)
Outras Despesas	(10)	(45)	(1.103)	(6.423)
Subtotal	**(10)**	**(141)**	**(33.710)**	**(47.751)**
Outras Receitas (Despesas) Operacionais, Líquidas	**5.454**	**10.760**	**131.599**	**51.853**

(a) Refere-se principalmente à reversão da provisão para contingência do Auto de Infração ANEEL nº 18/2003, tendo em vista a mudança de classificação de provável para possível realizada pela Consultoria Jurídica da CEB Distribuição S.A..

(b) Em 2018, a CEB Geração S.A. efetuou a alienação de um imóvel no valor de R$ 76.100.

(c) Decorre de participação dos empregados no resultado atribuído pela CEB Distribuição S.A., em função do Acordo Coletivo de Trabalho – ACT.

30.5. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017 Reapresentado
Receitas Financeiras				
Juros/Variações Monetárias Sobre Ativos	1.656	9.959	24.239	18.400
Atualização Monetária – Ativos Regulatórios **(a)**			33.531	84.204
Acréscimos Moratórios em Conta de Energia			27.518	39.205
Rendimentos de Aplicações Financeiras	599	467	6.117	7.408
Receita de Dividendos e Juros sobre Capital Próprio	8.388	9.380	23.495	16.225
Reversão de Juros Sobre Capital Próprio	(8.388)	(8.388)	(23.388)	(15.000)
Multas e Penalidades Aplicadas			2.505	2.587
Tributos Sobre Receitas Financeiras	(885)	(1.261)	(3.718)	(4.145)
Outras Receitas Financeiras	74	19	1.632	652
Subtotal	**1.444**	**10.176**	**91.931**	**149.536**
Despesas Financeiras				
Juros/Variações Monetárias Sobre Passivos **(b)**	(79)	(316)	(69.132)	(34.825)
Encargos de Dívidas **(c)**			(56.465)	(58.831)
Atualização Monetária – Passivos Regulatórios			(53.770)	(46.239)
Atualização de Benefício Pós-Emprego			(1.014)	(166)
Recuperação de Despesas **(d)**			27.268	69.977
Outras Despesas Financeiras	(145)	(384)	(47.646)	(27.912)
Subtotal	**(224)**	**(700)**	**(200.759)**	**(97.996)**
Variação Cambial Sobre Fatura de Energia Elétrica			**(4.223)**	**(721)**
Resultado Financeiro	**1.220**	**9.476**	**(113.051)**	**50.819**

(a) Refere-se principalmente a reversão, em 2017, de atualização monetária sobre o passivo de baixa renda, o qual a ANEEL não reconheceu como passivo a ser devolvido para o consumidor por meio de modicidade tarifária.

(b) Juros/Variações Monetárias Sobre Passivos: a redução se deve, substancialmente, às amortizações durante o exercício de 2017 de relevantes passivos que haviam sidos renegociados e parcelados e, consequentemente, à redução dos juros e variações monetárias se comparado os períodos, fato este que não ocorreu em 2018, sendo agravado pelos seguidos atrasos por falta de caixa da CEB Distribuição S.A..

(c) A redução se deve, substancialmente, às amortizações e trocas de dívidas realizadas durante o exercício de 2018.

(d) Em 2018, ocorreu a reversão de uma atualização monetária sobre uma contingência regulatória. Em 2017, foi efetuada a recuperação de despesas sobre a atualização monetária do passivo relacionado ao Superavit de Baixa Renda.

31. LUCRO (PREJUÍZO) POR AÇÃO BÁSICO E DILUÍDO

Os acionistas ordinaristas e preferencialistas possuem direitos diferentes em relação a dividendos, direito a voto e em caso de liquidação, conforme determina o estatuto social da Companhia. Desta forma, o lucro por ação, básico e diluído, foi calculado com base no lucro do exercício disponível para os acionistas.

31.1. BÁSICO

O lucro básico por ação é calculado mediante a divisão do lucro atribuível aos acionistas da Companhia, disponível aos portadores de ações ordinárias e preferenciais, pela quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante o exercício.

31.2. DILUÍDO

O lucro diluído por ação é calculado mediante o ajuste da quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferenciais em circulação, para presumir a conversão de todas as ações potenciais diluídas. A Companhia não possui categoria de ações potenciais diluídas.

A seguir são apresentados os cálculos do lucro por ação, básico e diluído:

	31/12/2018	31/12/2017 Reapresentado
Lucro Atribuível aos Acionistas da Companhia	**89.972**	**130.401**
Lucro Alocado às Ações Ordinárias – Básicas e Diluídas	42.694	61.879
Lucro Alocado às Ações Preferenciais – Básicas e Diluídas	47.278	68.522
Média Ponderada das Ações em Circulação		
Ações Ordinárias – Básicas e Diluídas	7.184	7.184
Ações Preferenciais – Básicas e Diluídas	7.232	7.232
Lucro por Ação – R$		
Ações Ordinárias – Básicas e Diluídas	5,9430	8,6135
Ações Preferenciais – Básicas e Diluídas	6,5373	9,4748

32. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

32.1. CONTROLADORA FINAL

A Companhia é controlada pelo Governo do Distrito Federal – GDF.

32.2. REMUNERAÇÃO DO PESSOAL-CHAVE DA ADMINISTRAÇÃO

O Grupo não possui transações de empréstimos ou outras transações com diretores/conselheiros ou familiares imediatos.

As remunerações dos administradores, responsáveis pelo planejamento, direção e controle das atividades da Companhia e de suas controladas, que incluem os membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal, Comitê de Auditoria e diretores estatutários, estão apresentadas a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Remuneração	2.952	1.701	8.698	6.607
Demais Benefícios de Curto Prazo	83	490	386	1.311
Total	**3.035**	**2.191**	**9.084**	**7.918**

A Companhia não concede remuneração variável e tampouco benefícios pós-emprego aos administradores e conselheiros.

32.3. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os saldos e as transações com partes relacionadas da Companhia estão demonstrados conforme a seguir:

32.3.1. Operações da Controladora com seus acionistas controladores e suas controladas

Transações Com Partes Relacionadas (Balanço Patrimonial)	Notas	Controladora	
		31/12/2018	31/12/2017
Ativo		**64.527**	**36.011**
Contas a Receber, Líquido da PECLD		**26.994**	**15.323**
Governo do Distrito Federal	**a**	26.994	15.323
Demais Ativos		**37.533**	**20.688**
Dividendos/JSCP	**b**	**24.118**	**8.794**
CEB Lajeado S.A.		7.130	7.130
CEB Geração S.A.		10.002	
CEB Participações S.A.		3.945	
Corumbá Concessões S.A.		1.718	308
Energética Corumbá III S.A.		1.323	1.356
Empréstimos e Financiamentos (Mútuos)		**13.414**	**11.894**
Corumbá Concessões S.A.		13.414	11.894
Outras Operações		**1**	
CEB Distribuição S.A.		1	
Passivo		**645**	**3.078**
Dividendos	**c**	**583**	**2.215**
Governo do Distrito Federal		583	2.215
Demais Obrigações		**62**	**863**
CEB Distribuição S.A.	**d**	62	733
CEB Distribuição S.A.	**e**		130

Transações Com Partes Relacionadas (Resultado)	Notas	Controladora	
		31/12/2018	31/12/2017
Receitas		**74.473**	**50.428**
Receita de Prestação de Serviços		**72.885**	**49.776**
Governo do Distrito Federal	**f**	72.885	49.776
Encargos de Mútuo		**1.588**	**652**
Corumbá Concessões S.A.	**g**	1.588	652
Despesas		**294**	**(39.837)**
Provisão/Reversão Estimada de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa		**294**	**(39.837)**
Governo do Distrito Federal	**h**	294	39.837

a) Representa valores a receber por serviços prestados de obras e manutenção da rede de iluminação púbica ao Governo do Distrito Federal. Estes serviços são prestados conforme contratos realizados entre a CEB e o GDF;

b) Representa valores a receber de dividendos declarados e juros sobre o capital próprio decorrentes dos resultados das investidas;

c) Trata-se de dividendos a pagar ao acionista controlador;

d) A CEB D possui empregados cedidos à Companhia Energética de Brasília – CEB, que efetua mensalmente o ressarcimento do custo efetivo dos salários e dos benefícios dos empregados cedidos. A cessão é por tempo indeterminado e não há cobrança de taxas adicionais;

e) Refere-se a valores a pagar de depósitos de faturas de órgãos públicos realizado na conta corrente da Companhia Energética de Brasília – CEB, que serão repassados, através de encontro de contas, à CEB D;

f) Representa a receita pelos serviços de iluminação pública (obras e manutenção do parque) prestados ao Governo do Distrito Federal – GDF (Administrações Regionais, Empresas Públicas, Secretarias de Governo e Outros). Estes serviços são faturados de acordo com os contratos firmados entre a CEB e o Governo de Distrito Federal – GDF.

g) Diz respeito aos encargos dos empréstimos (mútuos) realizados com a investida Corumbá Concessões S.A. em 2016 e 2017, cujas remunerações correspondem a juros de 1% + IGP-M e a 128% do Certificado de Depósito Interbancário – CDI, respectivamente; e

h) Representa as variações sobre as Perdas Estimadas com Créditos de Liquidação Duvidosa com o Governo do Distrito Federal – GDF, pelos serviços de manutenção e obras de Iluminação Pública por serviços prestados pela CEB.

32.3.2. Operações do Grupo e seus acionistas controladores e coligadas

17. Transações Com Partes Relacionadas (Balanço Patrimonial)	Notas	Consolidado	
		31/12/2018	31/12/2017
Ativo		**116.915**	**85.471**
Contas a Receber, Líquida da PECLD		**95.822**	**64.227**
Corumbá Concessões S.A.	**a**	416	1.814
Energética Corumbá III S.A.	**a**	102	88
Governo do Distrito Federal	**b**	95.304	62.325
Demais Ativos		**21.093**	**21.244**
Dividendos/JSCP	**c**	**7.142**	**7.715**
Corumbá Concessões S.A.		1.718	308
Energética Corumbá III S.A.		1.323	1.356
Investco S.A.		4.101	6.051
Empréstimos e Financiamentos (Mútuos)		**13.950**	**13.529**
Corumbá Concessões S.A.		13.950	13.529
Outras Operações		**1**	
Governo do Distrito Federal		1	
Passivo		**137.830**	**151.430**
Fornecedores	**d**	**25.998**	**24.491**
Corumbá Concessões S.A.		18.240	19.208
Energética Corumbá III S.A.		7.758	5.283
Contribuição de Iluminação Pública	**e**	**108.713**	**121.600**
Governo do Distrito Federal		108.713	121.600
Dividendos	**f**	**583**	**2.215**
Governo do Distrito Federal		583	2.215
Arrendamento a Pagar		**2.536**	**3.124**
Investco S.A.		2.536	3.124

Transações Com Partes Relacionadas (Resultado)	Notas	Consolidado	
		31/12/2018	31/12/2017
Receitas		**549.555**	**447.424**
Receita de Disponibilidade da Rede	**a**	**4.883**	**6.266**
Corumbá Concessões S.A.		3.785	5.288
Energética Corumbá III S.A.		1.098	978
Receita de Prestação de Serviços e Fornecimento de Energia Elétrica	**g**	**543.084**	**440.506**
Governo do Distrito Federal		543.084	440.506
Encargos de Mútuo		**1.588**	**652**
Corumbá Concessões S.A.		1.588	652
Despesas		**(306.596)**	**(264.899)**
Energia Comprada Para Revenda	**h**	**(226.692)**	**(214.080)**
Corumbá Concessões S.A.		(181.214)	(169.044)
Energética Corumbá III S.A.		(45.478)	(45.036)
Despesa com Arrendamento		**(30.438)**	**(37.487)**
Investco S.A.		(30.438)	(37.487)
Provisão/Reversão Estimada de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa, líquidas	**i**	**(49.466)**	**(13.332)**
Governo do Distrito Federal		(49.466)	(13.332)

a) As empresas Corumbá Concessões S.A. e Energética Corumbá III S.A. são acessantes do sistema de distribuição de energia elétrica da CEB D e pagam pelo seu uso por meio de tarifas regulamentadas pelo Órgão Regulador;

b) Trata-se do fornecimento de energia elétrica (CEB D) e serviços de iluminação pública (obras e manutenção da rede) da Companhia Energética de Brasília – CEB prestados ao Governo do Distrito Federal – GDF. Pelo fornecimento de energia elétrica é cobrada a tarifa homologada pelo Órgão Regulador para a classe Poder Público. Pelos serviços de obras e manutenção da rede de iluminação pública, a cobrança é feita com base em contratos firmados entre a CEB e o Governo do Distrito Federal – GDF;

c) Representa valores a receber de dividendos declarados e juros sobre o capital próprio sobre o resultado das coligadas;

d) A CEB D tem contratos bilaterais de suprimento de energia com as empresas Corumbá Concessões S.A. e Energética Corumbá III S.A.;

e) A Contribuição de Iluminação Pública – CIP foi instituída no Distrito Federal pela Lei Complementar n° 673, de 27 de dezembro de 2002, para o custeio dos serviços de iluminação pública prestados aos contribuintes nas vias e nos logradouros públicos do Distrito Federal. A cobrança da CIP é efetuada na fatura de consumo de energia elétrica e é devida ao Governo do Distrito Federal – GDF;

f) Trata-se de dividendos a pagar ao acionista controlador;

g) Representa a receita decorrente do fornecimento de energia, prestação de serviços pela arrecadação da CIP e dos serviços de iluminação pública (obras e manutenção do parque) prestados ao Governo do Distrito Federal – GDF (Administrações Regionais, Empresas Públicas, Secretarias de Governo e Outros). Estes serviços são faturados de acordo com os contratos firmados entre a CEB e o Governo de Distrito Federal – GDF.

h) A CEB D tem contratos bilaterais de suprimento de energia com as empresas Corumbá Concessões S.A. e Energética Corumbá III S.A.; e

i) Representam as provisões/reversões das Perdas Estimadas de Créditos de Liquidação Duvidosa com o Governo do Distrito Federal – GDF (vencidos há mais de 360 dias), cuja natureza do serviço inclui o fornecimento de energia elétrica registrado na CEB D e serviços de manutenção e obras de iluminação pública prestados pela CEB.

32.3.3. Operações com a FACEB

A Companhia e suas controladas são patrocinadoras da Fundação de Previdência dos Empregados da CEB – FACEB. Vide detalhes das transações na Nota Explicativa nº 25.

32.4. ACORDO DE COOPERAÇÃO TÉCNICA

Em outubro de 2012, a Diretoria da CEB D, por meio da Resolução nº 378, autorizou a celebração de Acordo de Cooperação Técnica com a Secretaria de Planejamento e Orçamento do Distrito Federal – SEPLAN, órgão que administra o parque tecnológico do Governo do Distrito Federal – GDF, a fim de migrar os serviços de processamento e armazenamento de dados da Companhia para o Data Center da SEPLAN. O referido Acordo prevê ainda, a utilização pela SEPLAN, dos dutos da CEB D para fazer o cabeamento de fibra ótica, sem custos recíprocos.

33. SEGUROS (NÃO AUDITADO)

Em 31 de dezembro de 2018, a cobertura de seguros contra riscos operacionais da CEB D incluía danos materiais, não havendo cobertura para lucros cessantes e responsabilidade civil.

Os bens móveis e imóveis compostos por equipamentos, máquinas, ferramentas, móveis e utensílios e demais instalações relacionadas aos prédios administrativos, operacionais, laboratórios e subestações de distribuição, componentes do ativo imobilizado, estão cobertos, até 30 de dezembro de 2019, por contrato de seguro para riscos nomeados contra incêndio, raio, explosão e danos elétricos. O custo do prêmio foi de R$ 1.900 e a importância segurada é de aproximadamente R$ 50.000.

Os bens das Usinas Hidrelétricas Luís Eduardo Magalhães (CEB Lajeado S.A.), Queimado (CEB Participações S.A.), Corumbá III (Energética Corumbá III S.A.) e Corumbá IV (Corumbá Concessões S.A.), também estão devidamente segurados.

Em 2018, o Grupo contratou seguro de responsabilidade para os Administradores (D&O) com importância segurada de R$ 15.370, em garantia única, com prêmio de R$ 104. O contrato é de 1 ano e é válido até 07 de dezembro de 2019.

34. CONCILIAÇÃO DO RESULTADO DO PERÍODO E O FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017 Reapresentado	31/12/2018	31/12/2017 Reapresentado
Resultado Antes do Imposto de Renda e da Contribuição Social	**93.643**	**139.612**	**123.305**	**281.317**
Ajustes ao Lucro/ (Prejuízo) do Período				
Depreciação e Amortização	826	208	208	65.569
Resultado de Equivalência Patrimonial	(86.560)	(96.980)	(31.673)	(18.351)
Receita de Construção			(83.846)	(83.471)
Custo de Construção - Concessão			83.846	83.471
Constituição/(Reversão) Estimativa de Perda com créditos de liquidação duvidosa	294	(18.496)	127.374	58.769
Encargos da Dívida			56.465	58.828
Atualização a Valor Justo do Ativo Financeiro Indenizável			(1.968)	(3.886)
Atualização Monetária – Mútuo	(1.588)	(652)	(1.588)	(652)
Atualização Monetária – Contribuição de Iluminação Pública			2.298	3.512
Custo de Transação com Empréstimos			1.035	521
Provisões/Reversões de Riscos Trabalhista, Cível e Fiscais	(10)	(10.616)	(40.317)	24
	(87.038)	**(126.536)**	**111.834**	**164.334**
(Acréscimos)/Decréscimos nos Ativos Operacionais				
Contas a Receber	27.581	29.583	(240.153)	77.715
Estoques	30	(14)	591	453
Aplicações Financeiras			(2.585)	(1)
Depósitos e Bloqueios Judiciais	(16)	528	(7.105)	(6.521)
Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros			59.965	(345.263)
Tributos e Contribuições Compensáveis	1.239	7.057	25.786	(15.761)
Demais Créditos	(15.372)	(3.970)	41.641	(23.436)
	13.462	**33.184**	**(121.860)**	**(312.814)**
Acréscimos/(Decréscimos) nos Passivos Operacionais				
Fornecedores	6.442	5.544	121.246	179.023
Obrigações Tributárias	(1.511)	4.144	47.296	(84.337)
Contribuição de Iluminação Pública			(95.361)	(52.798)
Encargos Regulatórios			(756)	(150.751)
Obrigações Sociais e Trabalhistas	27	77	(7.763)	(69)
Obrigações Societárias	(1.856)	(2.950)	(22)	(10.636)
Valores a Pagar de Parcela A e Outros Itens Financeiros			3.044	249.380
Benefícios Pós-Emprego			(35.941)	(148.475)
Obrigações Vinculadas a Concessão			(14.920)	(2.889)
Demais Obrigações	(305)	1.009	261	(292)
	2.797	**7.824**	**17.084**	**(21.844)**
Caixa Proveniente das Atividades Operacionais				
Recebimento de Dividendos/Juros Sobre Capital Próprio	8.388	57.708	23.495	25.018
Pagamento de Imposto Renda e Contribuição Social				(63.716)
Pagamento de Encargos da Dívida			(37.329)	(54.284)
	8.388	**57.708**	**(13.834)**	**(92.982)**
Caixa Líquido Proveniente das (Usado nas) Atividades Operacionais	**31.252**	**111.792**	**116.529**	**18.011**

35. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIO

O Grupo possui quatro segmentos divulgáveis de unidades de negócios estratégicas. Para cada uma delas, a Administração analisa os relatórios internos periodicamente. O resumo seguinte descreve as operações dos segmentos reportáveis:

- Distribuição e comercialização de energia elétrica: tem como atribuição distribuir e comercializar energia, sendo responsável por operar e manter a infraestrutura, bem como prestar serviços correlatos. Atua por intermédio da CEB Distribuição S.A.;
- Geração de energia: tem como atribuição produzir energia elétrica a partir de empreendimentos de fontes hidráulicas. Atua por intermédio da empresa CEB Geração S.A. e a CEB Participações S.A.;
- Comercialização de energia elétrica: tem como atribuição a comercialização de energia. Atua por intermédio da CEB Lajeado S.A.; e
- Outros – Neste segmento está a Companhia Energética de Brasília – CEB, que tem como atribuições a participação em outras sociedades como sócia-quotista ou acionista e a prestação de serviços de expansão e manutenção do parque de iluminação pública do Distrito Federal; e a Companhia Brasiliense de Gás, que tem como atribuição a exploração do serviço público de distribuição de gás canalizado.

As informações referentes a cada segmento reportável para os períodos findos em 31 de dezembro de 2018 e de 2017 estão contempladas no quadro seguinte:

35.1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO POR SEGMENTO DE NEGÓCIO

	Exercício findo em 31/12/2018					
	Distribuição	**Geração**	**Comercialização**	**Outros**	**Eliminações**	**Consolidado**
ATIVOS DO SEGMENTO	1.169.554	7.564	102.540	17.279		1.296.937
Adições (Reduções) Aos Ativos do Segmento no Exercício	(6.785)	(32)	(3.588)	(1.489)		(11.894)
INVESTIMENTOS EM SOCIEDADES			**183.734**	**564.307**	**(413.884)**	**334.157**
	Distribuição	**Geração**	**Comercialização**	**Outros**	**Eliminações**	**Consolidado**
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**2.456.209**	**18.306**	**187.817**	**76.938**	**(149.060)**	**2.590.210**
Custo com Energia Elétrica	(1.912.391)	(6.266)	(71.635)		149.060	(1.841.232)
Custo de Operação	(266.141)	(708)	(34.026)	(3.774)		(304.649)
Custo do Serviço Prestado a Terceiros	(3.565)	(3.112)	(1.548)	(55.792)		(64.017)
Lucro Bruto	**274.112**	**8.220**	**80.608**	**17.372**		**380.312**
Receitas/ (Despesas) Operacionais	**(233.098)**	**73.540**	**4.188**	**68.260**	**(56.846)**	**(143.956)**
Despesas com Vendas	(137.938)		(104)	284		(137.758)
Despesas Gerais e Administrativas	(144.903)	(2.095)	(4.851)	(17.621)		(169.470)
Resultado de Equivalência Patrimonial			8.375	80.144	(56.846)	31.673
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	49.743	75.635	768	5.453		131.599
Lucro (Prejuízo) Operacional antes do Resultado Financeiro	**41.014**	**81.760**	**84.796**	**85.632**	**(56.846)**	**236.356**
Receitas (Despesas) Financeiras	**(118.134)**	**1.188**	**2.642**	**1.253**		**(113.051)**
Receitas Financeiras	84.594	1.353	4.507	1.477		91.931
Despesas Financeiras	(198.505)	(165)	(1.865)	(224)		(200.759)
Variação Cambial	(4.223)					(4.223)
Lucro (Prejuízo) Operacional antes dos Tributos	**(77.120)**	**82.948**	**87.438**	**86.885**	**(56.846)**	**123.305**
Imposto de Renda e Contribuição Social	**43.442**	**(26.939)**	**(20.428)**	**(3.670)**		**(7.595)**
Imposto de Renda e Contribuição Social – Corrente	(3.360)	(26.939)	(20.305)	(2.376)		(52.980)
Imposto de Renda e Contribuição Social – Diferido	46.802		(123)	(1.294)		45.385
Lucro / (Prejuízo) do Período	**(33.678)**	**56.009**	**67.010**	**83.215**	**(56.846)**	**115.710**
Atribuído aos Acionistas Controladores						**89.972**
Atribuído aos Acionistas não Controladores						**25.738**

	Exercício findo em 31/12/2017 - Reapresentado					
	Distribuição	**Geração**	**Comercialização**	**Outros**	**Eliminações**	**Consolidado**
ATIVOS DO SEGMENTO	**1.223.795**	**6.655**	**108.966**	**15.999**		**1.355.415**
Adições (reduções) Aos Ativos do Segmento no Exercício	257.890	415	(5.343)	2.205		255.166
INVESTIMENTOS EM SOCIEDADES			**177.931**	**561.806**	**(421.362)**	**318.375**
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**2.652.272**	**14.718**	**143.110**	**52.611**	**(146.455)**	**2.716.256**
Custo com Energia Elétrica	**(1.969.083)**	(1.543)	(30.040)		146.455	**(1.854.211)**
Custo de Operação	**(272.156)**	(3.904)	(35.374)	(2.544)		**(313.978)**
Custo do Serviço Prestado a Terceiros	**(5.817)**		(1.313)	(34.512)		**(41.642)**
Lucro Bruto	**405.216**	**9.271**	**76.383**	**15.555**		**506.425**
Receitas/ (Despesas) Operacionais	**(320.709)**	**(2.199)**	**(1.097)**	**132.908**	**(84.830)**	**(275.927)**
Despesas com Vendas	**(148.643)**			39.836		**(108.807)**
Despesas Gerais e Administrativas	**(212.493)**	(2.263)	(11.430)	(11.873)	3.528	**(234.531)**
Resultado de Equivalência Patrimonial			9.731	94.185	(88.358)	**15.558**
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	**40.427**	64	602	10.760		**51.853**
Lucro (Prejuízo) Operacional antes do Resultado Financeiro	**84.507**	**7.072**	**75.286**	**148.463**	**(84.830)**	**230.498**
Receitas (Despesas) Financeiras	**36.578**	**337**	**4.380**	**9.524**		**50.819**
Receitas Financeiras	**134.010**	571	5.019	10.223	(287)	**149.536**
Despesas Financeiras	**(96.711)**	(234)	(639)	(699)	287	**(97.996)**
Variação Cambial	**(721)**					**(721)**
Lucro (Prejuízo) Operacional Antes dos Tributos	**121.085**	**7.409**	**79.666**	**157.987**	**(84.830)**	**281.317**
Imposto de Renda e Contribuição Social	**(95.092)**	**(840)**	**(20.621)**	**(9.212)**		**(125.765)**
Imposto de Renda e Contribuição Social – Corrente		(840)	(21.028)	(5.804)		**(27.672)**
Imposto de Renda e Contribuição Social – Diferido	**(95.092)**		407	(3.408)		**(98.093)**
Lucro do Período	**25.993**	**6.569**	**59.045**	**148.775**	**(84.830)**	**155.552**
Atribuído aos Acionistas Controladores						**130.401**
Atribuído aos Acionistas não Controladores						**25.151**

36. EVENTO SUBSEQUENTE

36.1. NOTIFICAÇÃO DO AGENTE FIDUCIÁRIO DA 3ª EMISSÃO

Em março de 2019, a CEB Distribuição S.A. recebeu correspondência da Oliveira TRUST, agente fiduciário da 3ª emissão de debentures, notificando-a por descumprimento de obrigações não pecuniárias.

A Distribuidora está tomando providências para regularizar as pendências existentes e até a emissão dessa demonstração financeira não foi possível apurar se haverá eventuais impactos à Companhia.

Brasília, 29 de março de 2019.

EDISON ANTONIO COSTA BRITTO GARCIA
Diretor-Presidente

PAULO AFONSO TEIXEIRA MACHADO
Diretor Técnico

FAUSTO DE PAULA MENEZES BANDEIRA
Diretor de Planejamento e de Gestão de Riscos

ALEXANDRE GUIMARÃES
Diretor Administrativo-Financeiro e de Relações com Investidores

MARLY GOMES ARAÚJO
Contadora
CRC – DF 7901/O-8

RESOLUÇÃO DE DIRETORIA
Nº 018, DE 29.03.2019

REFERÊNCIA:
70ª REUNIÃO EXTRAORDINÁRIA
RELATOR: Alexandre Guimarães, Diretor Administrativo-Financeiro e de Relações com Investidores

INTERESSADO:	Companhia Energética de Brasília - CEB
ASSUNTO:	Demonstrações Financeiras e Parecer do Auditor Independente do exercício findo em 31 de dezembro de 2018.
RESOLUÇÃO:	A Diretoria, com fundamento no inciso X art. 27 do Estatuto Social da CEB, e em consonância com o disposto na Instrução nº 480/2009, art. 25, inciso V e VI da Comissão de Valores Mobiliários – CVM, RESOLVE registrar que reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da CEB, relativas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2018, bem como com as opiniões expressas no Relatório de Auditoria da BDO RCS Auditores Independentes SS, relativamente às demonstrações financeiras da CEB referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2018.

EDISON ANTÔNIO COSTA BRITTO GARCIA
Diretor-Presidente

ALEXANDRE GUIMARÃES
Diretor Administrativo-Financeiro e de Relações com Investidores

FAUSTO DE PAULA MENEZES BANDEIRA
Diretor de Planejamento e de Gestão de Riscos

PAULO AFONSO TEIXEIRA MACHADO
Diretor Técnico

RESOLUÇÃO DE DIRETORIA
Nº 015, DE 22.03.2019

REFERÊNCIA:
69ª REUNIÃO EXTRAORDINÁRIA
RELATOR: Alexandre Guimarães, Diretor Administrativo-Financeiro e de Relações com Investidores

INTERESSADO: Companhia Energética de Brasília – CEB

ASSUNTO: Proposta de destinação do resultado do exercício de 2018.

RESOLUÇÃO: A Diretoria, em conformidade com a Lei nº 6.404/1976 e atualizações, o Estatuto Social da Companhia e as normas emanadas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM; e considerando as Demonstrações Financeiras do exercício de 2018, **RESOLVE** apresentar proposta de destinação do resultado apurado no exercício de 2018, assim constituída:

DEMONSTRATIVO DA DESTINAÇÃO DO RESULTADO DE 2018

Lucro Líquido do Exercício	R$	89.972.244,15
Prejuízos Acumulados a Compensar	R$	(65.478.255,95)
Lucro Líquido do Exercício após Compensação de Prejuízo	R$	24.493.988,20
Reserva Legal - (5%)	R$	(1.224.699,41)
Lucro Líquido Ajustado (art. 202 Lei 6.404/1976)	R$	23.269.288,79
Dividendo Mínimo Obrigatório (*)	R$	5.817.322,20
Reserva para Expansão dos Negócios Sociais (**)	R$	17.451.966,59

(*) O Estatuto Social da Companhia determina a distribuição de dividendo mínimo obrigatório de 25% do resultado do período, ajustado na forma da lei.
(**) O saldo remanescente do lucro líquido ajustado não distribuído aos acionistas será destinado como Reserva para Expansão dos Negócios Sociais e posteriormente, será aportado na CEB Distribuição S.A, de acordo com o Plano de Negócios 2019/2023.

DEMONSTRATIVO DO VALOR DO DIVIDENDO POR AÇÃO

Classes de Ações		Valores	Valor por ação
Ações Ordinárias Nominativas	R$	347.334,54	0,0483
Ações Preferenciais Classe "A"	R$	5.155.193,39	3,9263
Ações Preferenciais Classe "B"	R$	314.794,27	0,0532
Total dos Dividendos - Exercício 2018	R$	5.817.322,20	

REFERÊNCIA:
69ª REUNIÃO EXTRAORDINÁRIA
RELATOR: Alexandre Guimarães, Diretor Administrativo-Financeiro e de Relações com Investidores

Em seguida, a Diretoria determinou o encaminhamento da matéria à apreciação do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da CEB, com vistas à deliberação da Assembleia Geral Ordinária dos acionistas.

EDISON ANTÔNIO COSTA BRITTO GARCIA
Diretor-Presidente

ALEXANDRE GUIMARÃES
Diretor Administrativo-Financeiro e de Relações com Investidores

FAUSTO DE PAULA MENEZES BANDEIRA
Diretor de Planejamento e de Gestão de Riscos

PAULO AFONSO TEIXEIRA MACHADO
Diretor Técnico

PARECER DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

O Comitê de Auditoria Estatutário da Companhia Energética de Brasília – CEB-H, órgão assessor do Conselho de Administração, no exercício de suas atividades de revisão, monitoramento e avaliação dos controles internos e das demonstrações financeiras do exercício de 2018, e tendo em vista o acompanhamento da efetividade da BDO RCS Auditores Independentes SS, durante o exercício referido, considerando o disposto o art. 9º, parágrafo único, inciso III, da Instrução CVM nº 481/2009 emite o seguinte parecer:

Com base nos documentos apresentados até o momento pela CEB-H e nas explicações verbais dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras e notas explicativas de 2018, ainda pendentes da emissão do parecer pela BDO - até o fechamento da 5ª reunião ordinária do CAE - este Comitê concluiu, por unanimidade, que as demonstrações foram elaboradas de acordo com a legislação vigente e princípios técnicos formais e que, ademais, estão em ordem e adequadas, em seus aspectos relevantes, exceto por eventuais ênfases e/ou ressalvas relativas à incerteza de continuidade operacional da CEB-DIS que possam vir a ser explicitadas pela BDO em seu parecer final. O Comitê atesta, por fim, que as demonstrações financeiras e respectivas notas explicativas se encontram em condições de serem submetidas à deliberação pelo Conselho de Administração da Companhia Energética de Brasília – CEB.

Brasília, 27 de março de 2019.

ENÉAS FERNANDES DE AGUIAR

RODRIGO AGUIAR DE CASTRO

DECISÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA - CEB

579ª REUNIÃO ORDINÁRIA REALIZADA EM 29.03.2019

INTERESSADO: Companhia Energética de Brasília - CEB

ASSUNTO : Relatório da Administração e Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2018, acompanhados das notas explicativas.

DECISÃO : O Conselho de Administração da Companhia Energética de Brasília - CEB, com amparo na Lei 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e no Estatuto Social da Companhia, art. 19, inciso I, examinou o Relatório da Administração da Empresa e as Demonstrações Financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, acompanhados das notas explicativas e da proposta de destinação do resultado do exercício, em conformidade com o disposto na Resolução de Diretoria nº 015, de 22.03.2019, e tomou conhecimento do relatório da BDO RCS Auditores Independentes SS, emitido sem ressalvas. O Conselho de Administração manifestou-se, por maioria, que as peças estão em ordem e adequadas, em seus aspectos relevantes, favorável à aprovação, à exceção dos Conselheiros Marcello Joaquim Pacheco, Rafael Lycurgo Leite e Ricardo Bernardo da Silva, que apresentaram votos contrários, partes integrantes desta ata. O Conselheiro Edison Antônio Costa Britto Garcia acompanhou a maioria, com voto favorável com reservas, nos termos dos fundamentos constantes em seu voto, também parte integrante desta ata. O Conselho DECIDIU convocar a Assembleia Geral Ordinária e submeter o Relatório da Administração da Empresa e as Demonstrações Financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, acompanhados das notas explicativas, Parecer do Comitê de Auditoria Estatutário, e da proposta de destinação do resultado dos exercícios à sua deliberação.

SAVIO DE FARIA CARAM ZUQUIM

CARLOS EDUARDO ZARZUR

EDISON ANTÔNIO COSTA BRITTO GARCIA

ENÉAS FERNANDES DE AGUIAR

LEANDRO ZANONNI APOLINÁRIO ALENCAR

MARCELLO JOAQUIM PACHECO

RAFAEL LYCURGO LEITE

RICARDO BERNARDO DA SILVA

RICARDO HENRIQUE SAMPAIO SANTIAGO

COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASILIA – CEB

Relatório dos auditores independentes

Demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Em 31 de dezembro de 2018 e 2017

Tel.: +55 61 3322 5190
Fax: + 55 61 3322 5270
www.bdobrazil.com.br

Setor de Autarquia Sul SAUS
Quadra 4, Lote 09/10 Bloco A
Brasília, DF - Brasil 70070-938

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Aos Acionistas, Conselheiros e Diretores da
Companhia Energética de Brasília - CEB
Brasília - DF

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da Companhia Energética de Brasília - CEB ("Companhia" ou "Controladora"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2018 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia Energética de Brasília - CEB e suas controladas ("Consolidado"), que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2018 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais práticas contábeis.

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

Base para opinião

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

Incerteza relevante quanto a continuidade operacional

Conforme descrito nas Notas 1.2, 1.3 e 2.2.1, às demonstrações financeiras, a Companhia descreve uma série de desafios enfrentados pelo setor, por meio de suas investidas, dentre os quais se destacam: descumprimentos ligados a parâmetros mínimos de sustentabilidade econômico-financeiro, a limites anuais globais de indicadores de continuidade, além de quebras de determinados *covenants* que, se repetidos no próximo exercício, colocariam em risco a renovação da concessão de sua maior controlada, denominada CEB Distribuidora S.A.. Nesse sentido, a continuidade operacional da Companhia dependerá do sucesso do plano de continuidade, desenvolvido pela nova administração da Companhia, o qual encontra-se pautado em uma principal frente de alienação de determinados ativos detidos, além de outras frentes relacionadas ao chamamento de novos aportes de capital, captação de recursos perante o mercado, além dos planos inicialmente previstos pela sua maior controlada, descritos na Nota 2.2.1.1. Nossa opinião não contém modificação relacionada a esse assunto.

BDO RCS Auditores Independentes, uma empresa brasileira de sociedade simples, é membro da BDO International Limited, uma companhia limitada por garantia do Reino Unido, e faz parte da rede internacional BDO de firmas-membro independentes. BDO é nome comercial para a rede BDO e cada uma das firmas membro da BDO.

Ênfase

Reapresentação das demonstrações financeiras

Em 27 de março de 2018, emitimos relatório de auditoria sem ressalvas sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia Energética de Brasília - CEB para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017 e de 2016, que ora estão sendo reapresentadas. Conforme descrito na Nota 3, essas demonstrações financeiras foram alteradas e estão sendo reapresentadas de modo a corrigir, um registro efetuado em duplicidade relacionado ao Valor Novo de Reposição (VNR), a atualização monetária dos tributos FINSOCIAL e PIS/PASEP, decorrentes de ação judicial e ajuste em conta de estimativa de férias a pagar. Nossa opinião continua sendo sem modificação, uma vez que as demonstrações financeiras e seus valores correspondentes aos períodos anteriores foram ajustados de forma retrospectiva.

Principais assuntos de auditoria

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

Reconhecimento de receita e ambiente de tecnologia da informação	**Resposta da auditoria ao assunto**
Conforme descrito na Nota 2.22.2, as receitas oriundas do fornecimento de energia elétrica e atividades associadas aos serviços são reconhecidas quando as obrigações de desempenho são atendidas e o valor justo a receber são passíveis de mensuração. Como o processo de reconhecimento da receita é relevante para o desempenho da Companhia e respectivos atingimento das metas de performance, descritas na Nota 1.2 e 2.2.1.1 (no caso de sua maior controlada), o que de forma inerente adiciona componentes de risco de fraude. Observa-se ainda, que as transações de fornecimento de energia elétrica são processadas substancialmente por meio de rotinas e controles automatizados. Continuamos a considerar esse um principal assunto de auditoria, tendo em vista o risco de fraude sobre o processo de reconhecimento da receita, além da elevada dependência do ambiente de tecnologia de informação.	Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, o entendimento e teste dos controles relevantes relacionados à apuração e registro das receitas de serviços de energia elétrica e, com o auxílio dos nossos especialistas em tecnologia da informação, atualizamos o entendimento do desenho e testamos a efetividade dos controles gerais do ambiente de tecnologia que incluem segurança da informação, gerenciamento de mudanças sistêmicas e operações de tecnologia da informação. Adicionalmente, inspecionamos a conciliação efetuada pela administração e confrontamos com os saldos contábeis com a posição analítica, avaliamos a correlação entre as entradas de caixa e as receitas registradas durante o exercício, análise da liquidação subsequente do contas a receber registrado, teste de corte de receita, incluindo as receitas medidas e ainda não faturadas, além de procedimentos analíticos substantivos e a adequada divulgação em notas explicativas. Baseados nos procedimentos de auditoria sumarizados acima, consideramos que as políticas de reconhecimento de receitas da Companhia são apropriadas para suportar os julgamentos, estimativas e informações incluídas nas demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

BDO RCS Auditores Independentes, uma empresa brasileira de sociedade simples, é membro da BDO International Limited, uma companhia limitada por garantia do Reino Unido, e faz parte da rede internacional BDO de firmas-membro independentes. BDO é nome comercial para a rede BDO e cada uma das firmas membro da BDO.

Provisão Estimada de Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD)

Conforme descrito nas Notas 2.6.1 e 6.3, a Companhia possui uma estimativa da provisão para créditos de liquidação duvidosa que envolve um elevado nível de julgamento por parte da Administração. A determinação da provisão para créditos de liquidação duvidosa envolve a avaliação de várias premissas e fatores internos e externos, incluindo nível de inadimplência, política de renegociação e de parcelamentos e do cenário econômico atual e prospectivo.

Esse julgamento considera diversas premissas na determinação das provisões. As provisões para crédito de liquidação duvidosa são constituídas levando em consideração as normas regulamentares estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e são fundamentadas de acordo com política interna da Companhia.

Continuamos a tratar esse tema como um principal assunto de auditoria em razão do impacto significativo que diferentes premissas, se consideradas, poderiam gerar nessa estimativa.

Resposta da auditoria ao assunto

Atualizamos o nosso entendimento e testamos os controles relevantes relacionados a apuração da provisão para perdas de operações de créditos que incluem a integridade da base de dados, sistemas subjacentes, processamento, registro e divulgação.

Além destes, aplicamos outros procedimentos de auditoria, tais como: conciliação dos registros analíticos com a posição registrada, inspecionamos documentos suportes para determinadas operações, realização de recálculo matemático da referida provisão considerando o efeito arrasto.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima sumarizados, consideramos como razoáveis, no contexto de relevância das demonstrações financeiras, as estimativas da provisão para créditos de liquidação duvidosa registradas.

Reconhecimento de Ativos e Passivos Regulatórios

Conforme divulgado nas Notas 2.10 e 11, às demonstrações financeiras, a Companhia possui ativos e passivos setoriais, oriundos de sua controlada CEB Distribuidora S.A., decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados que são incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa, os quais serão efetivamente liquidados por ocasião do próximo período tarifário.

Os saldos a serem recebidos ou devolvidos via tarifa quando da revisão tarifária anual são determinados com base em um volume significativo de critérios definidos pelo Regulador, com alto grau de complexidade e que podem sofrer alterações.

Dessa forma, o assunto continuou sendo considerado como ponto de atenção da auditoria, tendo em vista a complexidade de controle e, em alguns casos, na determinação do valor desses ativos e passivos, assim como

Resposta da auditoria ao assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram a análise dos cálculos da determinação e atualização dos ativos e passivos setoriais contabilizados pela Companhia, a discussão sobre as premissas utilizadas pela Administração para seu reconhecimento e mensuração, o confronto com informações externas do mercado e estabelecidas pelo Regulador, assim como a análise das variações ocorridas nas últimas revisões tarifárias anuais e da adequada divulgação em nota explicativa às demonstrações financeiras.

Com base no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados sobre os ativos e passivos regulatórios, consideramos que os critérios e premissas adotadas para reconhecimento dos referidos ativos e passivos regulatórios, são aceitáveis, no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

BDO RCS Auditores Independentes, uma empresa brasileira de sociedade simples, é membro da BDO International Limited, uma companhia limitada por garantia do Reino Unido, e faz parte da rede internacional BDO de firmas-membro independentes. BDO é nome comercial para a rede BDO e cada uma das firmas membro da BDO.

quanto às incertezas inerentes à realização integral dos mesmos.

Avaliação de Impairment (Imobilizado e Intangível)

Conforme descrito nas Notas 2.5.3 e 6, a Companhia, por meios de sua controlada CEB Distribuidora S.A., possui a parcela dos investimentos realizados e não amortizados, até o final da concessão, classificados como ativo financeiro da concessão, por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente. Os saldos compostos pelos direitos de uso dos bens vinculados ao contrato de serviço de concessão amortizáveis até o prazo final da concessão são reconhecidos como ativo intangível na Companhia. Em função desta orientação, existe o risco de que a bifurcação entre ativo financeiro e ativo intangível apresente distorções atribuídas a erros nas estimativas preparadas pela Companhia. Adicionalmente, observa-se que o ativo financeiro, que representa a indenização a ser paga pelo Poder Concedente ao final da concessão para o concessionário, por investimentos de bens não reversíveis e não amortizados, deve ser atualizado conforme orientações do Órgão Regulador. Devido a relevância, complexidade e julgamento envolvido que podem impactar o valor desses ativos nas demonstrações financeiras, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.

Resposta da auditoria ao assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram a avaliação do desenho, implementação e efetividade operacional dos controles internos chave relacionados à parcela dos investimentos realizados e o montante destes ativos que não serão amortizados até o final do prazo da concessão.

Adicionalmente, avaliamos os critérios e metodologia de bifurcação do ativo da Companhia e analisamos os cálculos efetuados da atualização da base de remuneração associada aos ativos existentes em operação de acordo com o último ciclo tarifário da Companhia, além de revisarmos a conciliação da base de remuneração regulatória (BRR), homologada pela ANEEL, com os respectivos saldos contábeis.

Nossos trabalhos revelaram que as premissas e a metodologia de avaliação do fluxo de caixa futuro utilizadas estão razoavelmente consistentes com a prática do mercado, assim como em relação ao período anterior e o plano de negócios da Companhia.

BDO RCS Auditores Independentes, uma empresa brasileira de sociedade simples, é membro da BDO International Limited, uma companhia limitada por garantia do Reino Unido, e faz parte da rede internacional BDO de firmas-membro independentes. BDO é nome comercial para a rede BDO e cada uma das firmas membro da BDO.

Reconhecimento de Benefícios Pós Emprego	Resposta da auditoria ao assunto
Conforme descrito na Nota 25, às demonstrações financeiras, a Companhia e suas controladas são patrocinadoras da FACEB – Fundação de Previdência dos Empregados da CEB e possui planos de benefícios pós-emprego na modalidade benefício definido, no qual a obrigação é calculada com base na estimativa do valor do benefício futuro que os empregados receberão como retorno pelos serviços prestados. Em virtude da complexidade e subjetividade inerentes às estimativas atuariais dos planos de saúde e de benefícios de aposentadoria, pois alterações nas premissas a serem adotadas: podem resultar em impactos relevantes nas obrigações relacionadas aos planos de benefício definido e, portanto, continuamos a considerar esse um ponto de atenção de auditoria.	Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, o envolvimento de especialistas da área atuarial para nos auxiliar na avaliação das premissas utilizadas no cálculo dos passivos atuariais dos planos de benefícios pós emprego, comparando as mesmas com dados de mercado comparáveis e parâmetros de referência desenvolvidos internamente a partir de cálculos independentes efetuados como parte de nossos procedimentos. Relativamente aos ativos do Plano, nossos procedimentos de auditoria incluíram testes de confirmação de existência e avaliação em conjunto com nossos especialistas sobre a avaliação efetuada desses ativos, assim como a revisão da adequada divulgação em nota explicativa às demonstrações financeiras. Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria sumarizados acima, consideramos apropriadas os julgamentos, estimativas e divulgações preparadas pela Administração incluídas em nota explicativa, relacionadas ao reconhecimento e mensuração dos saldos de benefícios pós emprego, no contexto das demonstrações financeiras.

Outros assuntos

Demonstração do valor adicionado

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

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

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

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

BDO RCS Auditores Independentes, uma empresa brasileira de sociedade simples, é membro da BDO International Limited, uma companhia limitada por garantia do Reino Unido, e faz parte da rede internacional BDO de firmas-membro independentes. BDO é nome comercial para a rede BDO e cada uma das firmas membro da BDO.

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

Responsabilidade da Administração e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

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

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

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

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

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

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração.
- Concluímos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade

BDO RCS Auditores Independentes, uma empresa brasileira de sociedade simples, é membro da BDO International Limited, uma companhia limitada por garantia do Reino Unido, e faz parte da rede internacional BDO de firmas-membro independentes. BDO é nome comercial para a rede BDO e cada uma das firmas membro da BDO.

- de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.

- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

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

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

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

Brasília, 29 de março de 2019

BDO RCS Auditores Independentes SS
CRC 2 SP 013846/O-1 - S- DF

Alfredo Ferreira Marques Filho
Contador CRC 1 SP 154954/O- 3 - S - DF

BDO RCS Auditores Independentes, uma empresa brasileira de sociedade simples, é membro da BDO International Limited, uma companhia limitada por garantia do Reino Unido, e faz parte da rede internacional BDO de firmas-membro independentes. BDO é nome comercial para a rede BDO e cada uma das firmas membro da BDO.

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da Companhia Energética de Brasília - CEB, no âmbito das suas atribuições legais e estatutárias, conheceu o Relatório Anual da Administração referente ao exercício de 2018, e examinou o Balanço Patrimonial Individual e Consolidado da Companhia Energética de Brasília - CEB, levantados em 31 de dezembro de 2018, as respectivas Demonstrações de Resultados, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa. As peças foram apresentadas de forma comparativa àquelas encerradas no exercício findo em 31 de dezembro de 2017, todas elaboradas de acordo com a Lei das Sociedades Anônimas, instruções da CVM e Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accouting Standards Board (IASB).

O Colegiado tomou conhecimento do parecer da BDO Auditores Independentes, emitido sem ressalvas e do parecer do Comitê de Auditoria Estatutário. Com base nos documentos apresentados e no relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras, o Conselho Fiscal concluiu, por maioria, à exceção dos Conselheiros Luis Antonio Esteves Noel e Oldair Geraldo Gomes, que apresentaram voto conjunto apartado, que as peças estão em ordem e adequadas, em seus aspectos relevantes, sendo de opinião que se encontram em condições de serem submetidas à deliberação final da Assembleia Geral Ordinária da Companhia Energética de Brasília – CEB.

O Conselho também tomou conhecimento da Proposta de Destinação dos Resultados do Exercício de 2018, nos termos propostos pela Resolução de Diretoria nº 015, de 22.03.2019, no qual emitiu parecer favorável, em atendimento ao disposto no inciso III do art. 163 da Lei nº 6.404/1976.

Brasília, 29 de março de 2019.

DELMAR CARNEIRO DE AGUIAR

HORMINO DE ALMEIDA JÚNIOR

JOSÉ AFONSO ZERBINI

LUIS ANTONIO ESTEVES NOEL

OLDAIR GERALDO GOMES