



DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2019



DEMONSTRAÇÕES
FINANCEIRAS
2019

Companhia Energética de Brasília – CEB
CNPJ 00.070.698/0001-11
Balanços Patrimoniais
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Ativo	Nota	Controladora			Consolidado			Passivo	Nota	Controladora			Consolidado		
		31/12/2019	31/12/2018	01/01/2018	31/12/2019	31/12/2018	01/01/2018			31/12/2019	31/12/2018	01/01/2018	31/12/2019	31/12/2018	01/01/2018
		Reapresentado			Reapresentado					Reapresentado			Reapresentado		
Circulante								Circulante							
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	12.713	12.784	6.964	465.338	179.699	92.001	Fornecedores	17	10.660	15.237	8.795	196.454	488.018	403.602
Contas a Receber	6	18.526	26.994	15.323	608.867	622.655	538.539	Obrigações tributárias	18	5.557	5.706	5.488	487.606	220.970	272.157
Depósitos e Bloqueios Judiciais	10	111	111	95	121	2.552	5.385	Contribuição de iluminação pública	19				41.898	96.866	79.130
Estoques		705	595	565	10.322	8.437	7.846	Encargos regulatórios	20				81.882	90.107	101.030
Tributos e Contribuições Compensáveis	7	4.806	4.684	1.758	24.040	23.169	44.850	Debêntures	21				26.814	247.778	64.641
Valores a Receber de Parcela "A" e Outros Itens Financeiros	8				503.161	862.704	922.669	Empréstimos e financiamentos	22	21.633			120.833	86.069	125.030
Demais Créditos	9	43.793	24.249	8.877	126.458	140.785	69.728	Obrigações societárias	23	33.818	5.885	7.741	47.062	16.744	16.766
Ativos não Circulante Mantido para Venda	13	641	641	2.094	2.228	2.352	2.094	Obrigações sociais e trabalhistas	24	297	201	174	23.433	25.983	33.746
								Valores a pagar de Parcela "A" e outros itens financeiros	8				499.097	608.361	543.297
								Benefícios pós emprego	25				2.568	2.814	4.791
Total do Circulante		81.295	70.058	35.676	1.740.535	1.842.353	1.683.112	Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	26	100			10.309	6.478	4.013
								Demais obrigações	27	1.172	414	1.960	30.124	38.655	34.523
Não Circulante								Total do Circulante		73.237	27.443	24.158	1.568.080	1.928.843	1.682.726
Aplicações Financeiras	12				10.886	10.355	7.770	Não Circulante							
Contas a Receber	6				64.820	33.317	43.295	Fornecedores	17					36.830	
Empréstimos e Financiamentos		11.466	13.415	11.849	12.436	14.989	13.529	Obrigações tributárias	18	96.782	96.781	97.270	359.741	322.356	297.869
Depósitos e Bloqueios Judiciais	10	5.893	150	150	28.505	14.948	5.010	Contribuição de iluminação pública	19				-	3.393	42.494
Tributos e Contribuições Compensáveis	7	25.229	26.063	30.228	31.147	32.147	36.252	Debêntures	21				186.996	15.019	61.987
Ativo Financeiro Indenizável	11				150.638	144.450	137.481	Empréstimos e financiamentos	22	94.000			167.532	188.194	255.312
Demais Créditos	9				11.308	13.020	15.167	Benefícios pós emprego	25				98.013	57.007	52.240
Realizável a Longo Prazo		42.588	39.628	42.227	309.740	263.226	258.504	Encargos regulatórios	20				70.245	100.120	94.712
								Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	26		1	96	61.138	44.294	75.166
								Obrigações vinculadas a concessão	28				1.103	3.400	65.420
								Valores a pagar de Parcela "A" e outros itens financeiros	8				102.199	96.438	106.599
								Demais obrigações	27				71.632	5.869	9.741
Investimentos	14	908.041	731.883	684.888	632.392	613.426	596.693	Total do Não Circulante		190.782	96.782	97.366	1.118.599	872.920	1.061.540
Imobilizado	15	13.047	13.136	13.136	110.744	102.560	104.066								
Intangível	16	3.034	3.971	2.650	893.943	920.106	960.373	Patrimônio Líquido	29						
Total do Não Circulante		966.710	788.618	742.901	1.946.819	1.899.318	1.919.636	Capital social		566.025	566.025	566.025	566.025	566.025	566.025
								Reserva de lucros		108.575	18.677		108.575	18.677	
								Ajuste de avaliação patrimonial		109.386	149.749	156.506	109.386	149.749	156.506
								Prejuízos acumulados				(65.478)			(65.478)
								Atribuível as acionista controlador		783.986	734.451	657.053	783.986	734.451	657.053
								Atribuível aos acionistas não controladores					216.689	205.457	201.429
								Total do Patrimônio Líquido		783.986	734.451	657.053	1.000.675	939.908	858.482
Total do Ativo		1.048.005	858.676	778.577	3.687.354	3.741.671	3.602.748	Total do Passivo		1.048.005	858.676	778.577	3.687.354	3.741.671	3.602.748

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 2019 e 31 de dezembro de 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	30.1	60.270	72.885	2.749.738	2.590.210
Custo com Energia Elétrica	30.2			(1.922.956)	(1.841.232)
Custo de Operação	30.3			(283.230)	(304.649)
Custo do Serviço Prestado a Terceiros	30.3	(48.231)	(55.793)	(51.749)	(64.017)
Lucro Bruto		12.039	17.092	491.803	380.312
Receitas / (Despesas) Operacionais		98.532	75.331	(238.527)	(143.956)
Despesas com Vendas	30.3	(2.805)	284	(119.021)	(137.758)
Despesas Gerais e Administrativas	30.3	(17.986)	(16.967)	(160.643)	(169.470)
Resultado de Equivalência Patrimonial	14	119.256	86.560	28.964	31.673
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	30.4	67	5.454	12.173	131.599
Outras Receitas Operacionais		167	5.464	47.192	165.309
Outras Despesas Operacionais		(100)	(10)	(35.019)	(33.710)
Lucro Operacional antes do Resultado Financeiro		110.571	92.423	253.276	236.356
Receitas (Despesas) Financeiras	30.5	11.583	1.220	(47.367)	(113.051)
Receitas Financeiras		15.279	1.444	104.514	91.931
Despesas Financeiras		(3.696)	(224)	(150.667)	(200.759)
Variação Cambial				(1.214)	(4.223)
Lucro Operacional antes dos Tributos		122.154	93.643	205.909	123.305
Imposto de Renda e Contribuição Social	18	(3.109)	(3.671)	(49.280)	(7.595)
Imposto de Renda e Contribuição Social - Corrente		(2.252)	(2.376)	(126.221)	(52.980)
Imposto de Renda e Contribuição Social - Diferido		(857)	(1.295)	76.941	45.385
Lucro do Exercício		119.045	89.972	156.629	115.710
Atribuído aos Acionistas Controladores				119.045	89.972
Atribuído aos Acionistas não Controladores				37.584	25.738
Lucro Básico e Diluído por Ação em Reais:	31				
Ações Ordinárias – Básicas e diluídas		7,8634	5,9430	7,8634	5,9430
Ações Preferenciais – Básicas e diluídas		8,6497	6,5373	8,6497	6,5373

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 2019 e 31 de dezembro de 2018
 Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
			Reapresentado		Reapresentado
Lucro Líquido/(Prejuízo) do Exercício		119.045	89.972	156.629	115.710
Outros Resultados Abrangentes		(40.363)	(6.757)	(40.363)	(6.757)
Itens que não serão Reclassificados Subsequentemente ao Resultado					
Ganho (Perda) Atuarial com Plano de Benefício Definido				(40.363)	(6.757)
Equivalência Patrimonial sobre Obrigação Atuarial - Benefícios Definido	25	(40.363)	(6.757)		
Resultado Abrangente Total		78.682	83.215	116.266	108.953
Atribuído aos Acionistas Controladores				78.682	83.215
Atribuído aos Acionistas Não Controladores				37.584	25.738

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 2019 e 31 de dezembro de 2018
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 2018 - Reapresentado	566.025			156.506	(65.478)	657.053	201.429	858.482
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 a pagar							(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				(6.757)		(6.757)		(6.757)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	566.025	1.225	17.452	149.749		734.451	205.457	939.908
Transação de Capital com Acionistas:								
Constituição de Provisão de Partes Beneficiárias							(7.624)	(7.624)
Dividendos a pagar					(28.000)	(28.000)	(18.728)	(46.728)
Lucro líquido do exercício					119.045	119.045	37.584	156.629
Absorção de prejuízos acumulados gerados no exercício					(1.147)	(1.147)		(1.147)
Destinação do Lucro								
Reserva Legal		5.895			(5.895)			
Reserva para Expansão dos Negócios Sociais			84.003		(84.003)			
Equiv. Patrim. sobre Resultados Abrangentes - Controladas - Benefícios Pós-Emprego				(40.363)		(40.363)		(40.363)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	566.025	7.120	101.455	109.386	-	783.986	216.689	1.000.675

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Companhia Energética de Brasília – CEB
CNPJ 00.070.698/0001-11
Demonstração dos Fluxos de Caixa – Método Direto
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Fluxos de Caixa das Atividades Operacionais				
Recebimento de Consumidores	72.153	69.362	4.357.128	4.191.245
Rendimento de Aplicações Financeiras	827	597	9.736	5.940
Liberação de Garantia CCEE			7.482	16.280
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Recebidos	65.430	38.413	32.565	14.635
Outros Recebimentos	5.670	2.891	5.768	7.850
Recebimentos	144.080	111.263	4.412.679	4.235.950
Fornecedores - Materiais e Serviços	(51.820)	(51.471)	(186.221)	(179.928)
Fornecedores - Energia Elétrica e Gás			(2.584.032)	(2.080.173)
Contribuição de Iluminação Pública			(226.174)	(183.325)
Salários e Encargos Sociais	(19.695)	(14.119)	(267.850)	(263.230)
Pagamentos de Encargos da Dívida			(40.691)	(50.191)
Impostos e Contribuições	(3.958)	(6.381)	(595.931)	(798.225)
Encargos Setoriais			(68.393)	(479.422)
Outros Pagamentos	(1.917)	(8.040)	(69.181)	(84.927)
Pagamentos	(77.390)	(80.011)	(4.038.473)	(4.119.421)
Caixa Líquido Proveniente das (Usado nas) Atividades Operacionais	66.690	31.252	374.206	116.529
Fluxos de Caixa das Atividades de Investimento				
Aquisição de Ativos Financeiros da Concessão, Intangíveis e Imobilizados	(286)	(1.843)	(39.373)	(63.288)
Amortização de Empréstimos				
Alienação de Imobilizado e Investimentos		3.943	15.520	31.212
Concessão de Empréstimos				
Recursos Oriundos de Redução de Capital em Investida				
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	(173.087)	(19.715)	300	
Caixa Líquido Proveniente das (Usado nas) Atividades de Investimento	(173.373)	(17.615)	(23.553)	(32.076)
Fluxos de Caixa das Atividades de Financiamento				
Empréstimos e Financiamentos Obtidos	124.997		124.997	315.001
Dividendos e Juros Sobre Capital Próprio Pagos		(7.673)	(17.964)	(23.442)
Amortização de Empréstimos e Financiamentos	(11.138)		(158.983)	(285.416)
Adiantamento para Aumento de Capital				
Custos de Transação			(736)	651
Outros	(7.247)	(144)	(12.328)	(3.549)
Caixa Líquido Proveniente das (Usado nas) Atividades de Financiamento	106.612	(7.817)	(65.014)	3.245
Aumento (Redução) do Saldo Líquido de Caixa e Equivalente	(71)	5.820	285.639	87.698
Caixa e Equivalentes de Caixa no Início do Exercício	12.784	6.964	179.699	92.001
Caixa e Equivalentes de Caixa no Final do Exercício	12.713	12.784	465.338	179.699

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Companhia Energética de Brasília – CEB
CNPJ 00.070.698/0001-11
Demonstração do Valor Adicionado
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Receitas	65.282	86.191	4.291.155	4.054.053
Venda de Energia e Serviços Prestados	67.939	82.124	4.365.001	4.002.366
Receita de Construção de Ativos Próprios			39.330	83.846
Perdas Estimadas em Créditos Liquidação Duvidosa	(2.699)	294	(136.842)	(127.374)
Receita na Alienação de Ativo Imobilizado		3.773	10.033	78.731
Outras Receitas	42		13.633	16.484
Insumos Adquiridos de Terceiros	(54.696)	(62.565)	(2.304.220)	(2.259.228)
Custos com Serviço de Energia Elétrica	(48.239)	(50.094)	(2.132.310)	(2.042.109)
Custos de Construção			(39.330)	(83.846)
Serviços de Terceiros	(5.805)	(4.998)	(167.768)	(187.075)
Material	(57)	(7.219)	(14.507)	(9.255)
Provisões/Reversões	(99)	95	(13.523)	25.420
Outros	(496)	(349)	63.218	37.637
Valor Adicionado Bruto	10.586	23.626	1.986.935	1.794.825
Retenções	(1.089)	(825)	(58.393)	(56.751)
Depreciação e Amortização	(1.089)	(825)	(58.393)	(56.751)
Valor Adicionado Líquido Produzido	9.497	22.801	1.928.542	1.738.074
Valor Adicionado Recebido em Transferência	135.869	90.569	142.521	125.372
Receitas Financeiras	12.035	2.328	107.842	91.117
Resultado de Equivalência Patrimonial	119.255	86.560	28.963	31.673
Dividendos Recebidos	4.579	1.681	5.716	2.582
Valor Adicionado Total a Distribuir	145.366	113.370	2.071.063	1.863.446
Distribuição do Valor Adicionado	145.366	113.370	2.071.063	1.863.446
Empregados	9.827	12.012	192.056	184.946
Remuneração Direta	9.383	11.593	146.998	135.362
FGTS	172	235	16.815	11.945
Benefícios	272	100	28.243	33.633
Participação nos Lucros e Resultados		84		4.006
Impostos, Taxas e Contribuições	12.796	11.071	1.537.078	1.334.830
Federal	11.434	9.419	740.435	608.584
Estadual e Municipal	1.362	1.652	796.643	726.246
Remuneração de Capitais de Terceiros	3.696	315	185.301	227.960
Aluguéis		91	34.636	27.204
Despesas Financeiras	3.696	224	150.665	200.756
Remuneração de Capitais Próprios	119.047	89.972	156.628	115.710
Participação dos Acionistas Não Controladores			37.582	25.738
Lucros Líquidos Retidos	119.047	89.972	119.046	89.972

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018

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 (Brasil, Bolsa, Balcão - B3). Em 4 de julho de 1994, a Companhia iniciou a negociação de suas ações, ordinárias e preferenciais, sob os códigos CEBR3, CEBR5 e CEBR6. Demais informações da Companhia podem ser obtidas pelo endereço eletrônico [http://www.ceb.com.br/].

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:

	Atividade	Participação acionária %	
		2019	2018
Participações diretas			
Em Controladas			
CEB Distribuição S.A. ("CEB DIS", ou "Distribuidora")	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 (CEB 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	32,14	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

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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

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.

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.

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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

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.

Em 19 de junho de 2019, foi realizada a 98ª Assembleia Geral Extraordinária. A maioria dos acionistas da Companhia, acolhendo o voto do Distrito Federal, deliberou por alterar o Plano de Negócios 2019-2023, e sobrestar a alienação das participações em sociedades geradoras de energia.

1.4. APROVAÇÃO DE MODELAGEM PARA ALIENAÇÃO DE AÇÕES DA CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.

Em 19 de junho de 2019, foi realizada a 98ª Assembleia Geral Extraordinária. A maioria dos acionistas da Companhia, acolhendo o voto do Distrito Federal, deliberou:

(i) captação de recursos pela CEB e CEB Distribuição S.A., com vistas a alcançar o equilíbrio econômico-financeiro da CEB DIS;

(ii) pela elaboração de estudos e modelagem para alienação das ações da CEB Distribuição S.A., com base na previsão de alienação do controle acionário da CEB Distribuição S.A., mantendo sob a titularidade da controladora o mínimo de 49% de participação societária. Para tanto, devem ser adotadas todas as medidas cabíveis, em observância ao ordenamento jurídico e à decisão proferida pelo Pleno do Supremo Tribunal Federal nas ADI 5.624 (MC-Ref), MC-ADI 5.846, MC-ADI 5.924 e MC-ADI 6.029.

Em 13 de agosto de 2019, a CEB e o BNDES firmaram o Contrato 19.2.0511, tendo o Distrito Federal, como interveniente anuente, cujo objeto é a prestação de serviços de estruturação do projeto de alienação do controle acionário da CEB Distribuição S.A., bem como a modelagem de instrumento financeiro de mercado de capitais da CEB, como forma de captação de recurso.

Com vistas a captação dos recursos, a Companhia negociou e, com o suporte do BNDES, em 27 de dezembro de 2019 captou e aportou na Distribuidora o montante de R\$ 91,9 milhões.

No tocante ao processo de elaboração de estudo e modelagem para alienação das ações da CEB Distribuição, até a emissão destas demonstrações, os trabalhos estão em fase de due diligence, com previsão de finalização para o fim do primeiro semestre de 2020.

1.5. BLOQUEIO JUDICIAL SOBRE OS DIVIDENDOS

A Companhia, em virtude do Processo de Execução Fiscal nº 30918-50.2013.4.01.3400 que tramita na 18ª Vara da Justiça Federal do Distrito Federal, recebeu Mandado de Penhora determinando o bloqueio da quantia de R\$ 5.817 (cinco milhões, oitocentos e dezessete mil, trezentos e vinte e dois reais e vinte centavos), que estaria destinada ao pagamento dos dividendos aos acionistas, conforme deliberado pela Assembleia Geral Ordinária da CEB, realizada em 30 de abril de 2019.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

De acordo com a decisão que determinou a penhora, a Assembleia Geral Ordinária da CEB, que deliberou pela distribuição de dividendos, está em desacordo com o disposto no art. 32 da Lei nº 4.357/1964, segundo o qual as pessoas jurídicas em débito fiscal com a União não poderão distribuir quaisquer bonificações a seus acionistas, tampouco dar ou atribuir participação de lucros a seus sócios quotistas, a seus diretores e aos demais membros de órgãos dirigentes, fiscais ou consultivos.

A CEB, por meio da Procuradoria-Geral do Distrito Federal, opôs embargos de declaração em face da decisão que rejeitou a exceção de pré-executividade e determinou a penhora da quantia destinada pela embargante à distribuição de dividendos. Ocorre que, em 26 de junho de 2019, foi proferida nos autos da ação declaratória decisão indeferindo a tutela de urgência ali requerida fato que esvazia os presentes embargos de declaração. Foi julgado em 08 de julho de 2019, prejudicado o pleito formulado nos embargos de declaração.

Até a emissão destas demonstrações, não ocorreram movimentações relevantes sobre o processo em questão.

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 23 de março de 2020.

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 inadimplimento.

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.

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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

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 correspondente a participação da Companhia.

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 4.4).

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 nº 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 DIS 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:

(a) 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 CEB DIS para 7 de julho de 2045.

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

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

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:

$(\text{Geração Operacional de Caixa} - \text{Investimentos de Reposição} - \text{Juros da Dívida}) \geq 0$

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 $(1,11 \times \text{SELIC})$.

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, em até 180 dias após o final do exercício corrente.

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

	2019	2018 Representado	2017
LAJIDA Reg. Ajustado (-) QRR (-) [Dívida Líquida Regulatória x 1 / $(1,1 \times \text{SELIC})$] ≥ 0	28.841	(81.173)	22.410

Em 2019, o Indicador Regulatório atingiu R\$ 28.841, atendendo ao estabelecido no referido Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, bem como na Resolução Normativa nº 787/2017-ANEEL. Em 30 de junho de 2019, a Controladora repassou à CEB DIS o valor de R\$ 81.173, a título de Aporte de Capital, conforme preceitua os referidos normativos, tendo em vista o descumprimento da condição em 2018.

O resultado da inequação obrigatória para o exercício de 2019 foi apurado pela CEB DIS de acordo com os critérios estabelecidos na Resolução Normativa nº 787/2017-ANEEL, restando avaliação do Órgão Regulador.

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 6.092/2016, norteia os limites de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC que a CEB DIS deverá cumprir nos anos de 2017 a 2021.

A avaliação dessa condição na CEB DIS para o ano de 2019 foi de 9,16 horas para o DEC e 7,51 para o FEC, os quais estão superiores aos limites estabelecidos na referida Resolução, conforme demonstrado a seguir:

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

	2017		2018		2019		2020	2021
	RES. 6.092/16	Realizado	RES. 6.092/16	Realizado	RES. 6.092/16	Realizado	RES. 6.092/16	RES. 6.092/16
DEC (horas)	9,46	8,43	9,24	8,56	8,62	9,16	8,27	7,61
FEC (interrupções)	7,91	7,10	7,57	6,03	6,91	7,51	6,36	5,79

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

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 direito à ampla defesa e ao contraditório.

a) Condições restritivas econômico-financeiros (Covenants)

	Parâmetro	2019	2018 Reapresentado	2017
LAJIDA Regulatório > 0 (até o término de 2017 e mantida nos anos seguintes)	≥ 0	150.184	44.432	116.451
[LAJIDA Regulatório (-) QRR] > 0 (até o término de 2018 e mantida nos anos seguintes)	≥ 0	81.867	Fluxo Negativo	n/a
{Dívida Líquida Regulatória / [LAJIDA Regulatório (-) QRR]} < 1/ (0,8 * SELIC) (até o término de 2019 e mantida nos anos seguintes)	$\leq 20,8$	9,8	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	n/a	n/a

Em 2019, a CEB DIS avaliou os *covenants* econômico-financeiros, restando atendido todos os parâmetros exigidos no referido Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, bem como na Resolução Normativa nº 787/2017-ANEEL.

Os resultados das inequações obrigatórias para o exercício de 2019 foram apurados pela Companhia, segundo critérios estabelecidos na Resolução Normativa nº 787/2017-ANEEL, restando avaliação do Órgão Regulador.

b) Condições restritivas operacionais (Covenants)

	2016	2017	2018	2019	2020
DECI (horas) (a)	15,14	13,09	10,58	8,45	7,90
FECi (interrupções) (a)	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 DIS para o ano de 2019 foi de 8,85 horas para o DECI e 7,25 para o FECi, estando, portanto, superiores aos limites contratuais.

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

No exercício de 2019, a CEB DIS 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. O efeito positivo na Parcela A em 2019, quando comparado ao exercício anterior, está condicionado, principalmente, ao ganho obtido através dos Acordos Bilaterais, bem como pelo retorno positivo das sobras de energia elétrica precificadas ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Além disso, a Companhia apresentou Endividamento Líquido Regulatório de R\$ 803.999, provocando uma despesa financeira elevada, em comparação ao percebido na tarifa. No entanto, o reflexo positivo no Resultado Financeiro de 2019, em comparação ao mesmo período anterior, decorreu, principalmente, dos eventos: a) efeito financeiro do Programa Recupera; e b) postergação do ICMS em detrimento de amortizações de Passivos mais onerosos.

As principais variações dos custos e despesas incorridas superiores ou inferiores ao percebido na tarifa estão demonstradas no quadro a seguir:

Ganhos/Perdas - Superiores/Inferiores ao Nível Regulatório		
Principais Efeitos	2019	2018 Reapresentado
Rede Básica	(14,3)	(42,8)
Perdas de Energia Elétrica	(41,6)	(23,1)
Acordos Bilaterais	24,0	
Sobrecontratação >105%	36,7	14,6
PMSO	(41,6)	(57,0)
Provisão para Contingências	(14,1)	26,6
PECLD	(30,4)	(51,2)
Resultado Financeiro	(12,2)	(68,2)
Perdas Totais	(93,5)	(201,1)

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 DIS, 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 DIS, a tempo do Reajuste Tarifário Anual (RTA) de 2018, 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 pelo consumidor.

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.

Em 27 maio de 2019, a CEB DIS efetivou a conexão do ponto junto à Subestação de Brasília Leste, possibilitando a efetiva utilização do ativo por parte do consumidor. A partir dessa data, a empresa passou a reconhecer o Ativo Financeiro Setorial decorrente da despesa do EUST, o qual foi reconhecido pela ANEEL no RTA 2019, conforme preconiza o PRORET, porém sem o reconhecimento do custo de janeiro a abril de 2019, restando perda residual de R\$ 14,3 milhões, sem a cobertura tarifária correspondente, afetando o Resultado antes de Parcela 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 à época.

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 deverá ocorrer em outubro de 2021.

Em 2019, a CEB DIS apurou 14,14% de Perdas Totais na Distribuição (Técnicas e Não Técnicas sobre Energia Injetada), contra 12,41% em 2018, situação já esperada pela Administração da Companhia, enquanto o nível de perdas regulatória saiu de 11,26% para 11,09% no mesmo período. Essa diferença resultou em um custo adicional na compra de energia de R\$ 41,6 milhões em 2019, contra R\$ 23,1 milhões em 2018, sem a possibilidade de repasse ao consumidor, impactando negativamente o Resultado antes da Parcela B.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Descrição	2018	2018 Retificado	2019	Var. 2019/2018	Var. % 2019/2018
Energia Injetada (A)	7.337,30	7.337,30	7.660,20	322,9	4,40%
Mercado Baixa Tensão (B)	3.951,90	3.951,90	3.942,30	(9,6)	(0,24)%
Perdas na Distribuição (C)	923	910,7	1.083,10	172,4	18,93%
Perdas Técnica s/ Energia Injetada	547,4	547,4	571,4	24	4,39%
Perdas Não Técnica s/ Mercado BT	375,6	363,3	511,7	148,4	40,83%
Perdas Regulatória (D)	826	826	849,4	23,4	2,83%
Perdas Técnica s/ Energia Injetada	547,4	547,4	571,4	24	4,39%
Perdas Não Técnica s/ Mercado BT	278,6	278,6	277,9	(0,7)	(0,24)%
Perdas Acima da Regulatória = (C-A)	97	84,7	233,7	149	175,90%
Perdas na Distribuição s/ Energia Injetada = (C/A)	12,58%	12,41%	14,14%	1,73p.p	n.a
Perdas Técnica s/ Energia Injetada (CEB=ANEEL)*	7,46%	7,46%	7,46%		n.a
Perdas Não Técnica s/ Mercado BT (CEB)	5,12%	4,95%	6,68%	1,73p.p	n.a
Perdas Não Técnica s/ Mercado BT (CEB)	9,50%	9,19%	12,98%	3,79p.p	n.a
Perdas Regulatórias s/ Energia Injetada = (D/A)	11,26%	11,26%	11,09%	(0,17)p.p	n.a
Perdas Técnica s/ Energia Injetada (ANEEL)*	7,46%	7,46%	7,46%	7,03p.p	n.a
Perdas Não Técnica s/ Energia Injetada (ANEEL)	3,80%	3,80%	3,63%	(0,17)p.p	n.a
Perdas Não Técnica s/ Mercado BT (ANEEL)**	7,05%	7,05%	7,05%		n.a

*Perdas Técnicas Regulatória definida pela ANEEL na RTP de 2016 em 7,46% da Energia Injetada.

**Perdas Não Técnicas Regulatória definida pela ANEEL na RTP 2016 como 7,05% sobre o Mercado de Baixa Tensão.

O percentual de perdas apurado nas Demonstrações Financeiras de 2018 foi de 12,58%. No entanto, esse valor foi retificado para 12,41% após o ajuste e retificação dos dados de mercado de energia que compõem o SAMP, que são enviados mensalmente para ANEEL, por estarem divergentes da base de dados do sistema de faturamento da empresa e do Cadastro Nacional das Distribuidoras (CND). Essa retificação resultou na redução das perdas apuradas pela empresa na distribuição (com consequente aumento do mercado faturado) na ordem de 48 GWh, a qual foi reconhecida pela ANEEL no RTA 2019 na apuração do mercado de referência que englobando o período de setembro de 2018 a agosto de 2019.

Acordos Bilaterais

Em decorrência da crise econômica iniciada em 2015, que resultou nas sobras de energia contratadas pelas distribuidoras, a ANEEL publicou a Resolução Normativa Nº 711, de 19 de Abril de 2016, que estabeleceu critérios e condições para celebração de acordos bilaterais entre partes signatárias de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), para redução temporária e/ou permanente do montante contratual. Os efeitos dos acordos são reconhecidos nos processos de reajuste ou revisões subsequentes à contabilização do acordo na CCEE, conforme definido no módulo 4.4A do PRORET.

Na RTA 2019, a ANEEL reprocessou os cálculos dos acordos celebrados pela CEB DIS que foram considerados nos reajustes anteriores (RTA 2017 e 2018), além daqueles realizados no ciclo regulatório vigente, reconhecendo como direito o montante de R\$ 24 milhões, o qual foi registrado como Ativo Financeiro Setorial.

Tal efeito, por ser contabilizado dentro do item CVA e demais Componentes Financeiros, afetou de forma positiva o resultado antes de Parcela B no exercício de 2019, uma vez que, de acordo com a regra, seu efeito é absorvido integralmente pela distribuidora.

Sobrecontratação

Considerando as ações gerenciais implementadas em 2019, incluindo as declarações de Mecanismos de Compensação de Sobras e Deficits – MCS D e o Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE, a CEB DIS fechou posição de sobras de energia elétrica no patamar de 28,6% no período, com 23,6 p.p acima do nível regulatório.

A Companhia vem registrando contabilmente de forma prudencial os valores de ajustes da sobrecontratação, considerando o patamar de 105%, para devolução/recebimento do consumidor, e os valores acima de 105%, considerado como risco da distribuidora, respeitando o efeito no resultado de acordo com o princípio da Competência.

Nessa ótica, considerando o efeito acima dos 105% (de 23,6 p.p), incluindo os efeitos do MVE, a CEB DIS apurou um resultado positivo de R\$ 36,7 milhões, refletindo positivamente no Resultado antes da Parcela B da empresa.

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 2019, a Companhia superou em R\$ 41,6 milhões o nível regulatório estabelecido pela Agência Reguladora, contra R\$ 57,0 milhões em 2018, ocasionando um descasamento das suas despesas gerais e administrativas ao que efetivamente foi repassado ao consumidor.

Resultado Financeiro - Encargos da dívida (Empréstimos, Financiamentos e debêntures)

A ANEEL define por meio do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC, em inglês) 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 $DR\% \times Kd \times BRL$, estima-se uma despesa financeira regulatória de R\$ 49,9 milhões.

Em 2019, a Despesa Financeira atingiu R\$ 150,2 milhões, contra uma Receita Financeira de R\$ 88,1 milhões. Do total de despesas financeiras, R\$ 47,1 milhões representam os encargos das dívidas realizados em 2019 (R\$ 56,5 milhões em 2018), relativos aos Empréstimos, Financiamentos e Debêntures. (Notas Explicativas nº 22 e 23).

(c) 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

Aporte do Controlador

Em janeiro de 2019, a CEB DIS formalizou manifestação de necessidade caixa à controladora (CEB), através da Carta nº 39/2019-DD, no montante de R\$ 426 milhões, 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. Em 2019 a Controladora aportou R\$ 173 milhões na CEB DIS, a título de Futuro Aumento de Capital – AFAC, sendo R\$ 81,2 milhões em junho de 2019 e R\$ 91,9 milhões em dezembro de 2019.

Mitigação das perdas de energia elétrica

Para o ano de 2020, a Administração estima que as perdas técnicas e comerciais alcancem o nível regulatório desejado de toda energia elétrica injetada na área de concessão da Companhia. 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 intermédio da contratação de empresa especializada, fato ainda não consolidado, pois, apesar de findo o processo licitatório apropriado, os licitantes debatem junto ao Poder Judiciário quesitos finalísticos que impedem a celebração do devido contrato, tendo por expectativa que tal situação seja solucionada ainda no primeiro semestre de 2020.

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.

Alienação de terrenos e Sucatas

A alienação de terrenos da Distribuidora representa uma das principais premissas do Plano de Negócio aprovado para o período de 2020 a 2024. 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.

De posse do levantamento do Grupo - GT, a Comissão Permanente de Licitação - CPL processou as licitações de alienação dos seguintes imóveis: ÁREA CENTRAL 03 LOTE 07 RIACHO FUNDO I - Área - 225,00m²; QE 20 LOTE M, GUARÁ - ÁREA - 1200,00M² e SHIS QI 13, LOTE G, LAGO SUL AREA - 1600M². O valor arrecadado foi de R\$ 10.562.

Encontra-se agendada para 25 de março de 2020, a licitação para alienar o TERRENO SITUADO NA QI 10 - SETOR INDUSTRIAL DE TAGUATINGA, no valor mínimo R\$ 26.641.

Foram realizados 05 certames licitatórios para alienação de bens móveis inservíveis (veículos, sucatas, entre outros). O produto da arrecadação foi de R\$ 8,7 milhões de reais, obtendo ágio de 108%.

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, com diminuição anual relevante; considerando a reposição dos empregados desligados, conforme necessidade da Companhia, baseada em análise técnica da Superintendência de Recursos Humanos - SRH;
- Inexistência de reajuste real de salário, tendo em vista a negociação do Acordo Coletivo para o período 2019-2020; e
- Intensificação do processo de capitalização dos custos com pessoal vinculados ao processo de Investimento da Companhia, de acordo com os limites definidos pelo Órgão Regulador.

Redução da Inadimplência

O leque de cobranças administrativas da Companhia é extenso. Registra-se o envio de cerca de 250 mil faturas por mês para o SERASA e mais 15 mil para Protesto, cobranças ativas na Central de Atendimento para consumidores com valores mais relevantes.

A CEB DIS, ainda, vem trabalhando com programas de recuperação de créditos para carteiras de longo prazo. Em 2019, foram negociados cerca de 103 milhões com o Programa Recupera, contribuindo substancialmente para o atingimento dos *covenants* regulatórios.

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 foi realizada a contratação de empresa especializada em corte e religação em dezembro de 2019.

Operação Apaté deflagrada pela PCDF e MPDFT

No dia 31 de outubro de 2019, o Grupo de Atuação Especial de Combate ao Crime Organizado do Ministério Público do Distrito Federal e Territórios (Gaeco/MPDFT), bem como a Coordenação Especial de Combate à Corrupção, ao Crime Organizado e aos Crimes contra a Administração Pública (Cecor) da Polícia Civil do Distrito Federal -PCDF deflagraram a Operação Apaté, que apura a suposta prática de furto de energia e fraude no medidor, com prejuízos à CEB DIS.

Ressalta-se que, no momento, as investigações estão restritas à suposta participação de terceirizados, ex-empregados e empregados da Companhia. Após segunda fase da Operação Apaté, processos disciplinares no âmbito da CEB-D já foram instaurados e, nos casos em que for comprovado o efetivo envolvimento de empregados, serão aplicadas as penalidades cabíveis. Ademais, foi instaurada comissão para apurar as fraudes e quantificar os danos, com fulcro na Lei n. 12.846/2013 e Decreto Distrital 37.296/2016.

O montante desviado pelos suspeitos ainda não foi apurado, tendo em vista que a investigação está em andamento e sob sigilo, conforme art.20 do Decreto Lei Nº 3.689, de 03 de outubro de 1941 – Código de Processo Penal.

A Administração da CEB DIS está colaborando com as investigações e reitera o compromisso com a redução da inadimplência e no combate às perdas, seja por furto ou fraude, que tanto lesam o consumidor, além de prejudicar sua imagem empresarial e dos demais empregados que desempenham as suas atividades funcionais com honestidade e responsabilidade.

Destaca-se que os efeitos das Perdas Não Técnicas no Resultado, independentemente da causa (furtos de energia elétrica, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição e outros), já estão considerados nos custos da compra de energia elétrica.

No caso da CEB DIS, as Perdas Técnicas reconhecidas pela ANEEL são de 7,46% sobre a Energia Injetada e as Perdas Não Técnicas de 7,05% sobre o mercado de energia de baixa tensão o que equivale aproximadamente a 3,63% sobre a Energia Injetada, perfazendo um total de 11,09% de Perdas Totais Regulatórias.

De igual modo, foi instaurado processo para fins de eventual contratação de empresa especializada em investigação forense.

Ante o exposto, as Administrações do Grupo revisarão seus Controles Internos, bem como suas análises de Gestão de Riscos, na busca por mitigar novas ocorrências de irregularidades e fraudes.

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:

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.

Considerando o final da concessão em abril de 2020, a CEB Geração S.A. solicitou no final de 2018, a prorrogação da referida concessão, bem como realizou reuniões com a ANEEL durante o exercício de 2019, para acompanhamento do processo. Ademais, realiza acompanhamento semanal do andamento do processo administrativo, contratou escritório de advocacia para acompanhamento e defesa da renovação da concessão da Pequena Central Hidrelétrica do Paranoá – PCH Paranoá (Contrato nº 001/2016 – ANEEL) na ANEEL e no Ministério de Minas e Energia – MME.

A CEB Geração possui em seu plano de Negócios 2020-2024 a previsão de participação na possível licitação da PCH, caso a empresa não obtenha êxito nas ações em andamento. Há também previsão para contratação de empresa especializada para análise das projeções de preço de venda de energia; viabilidade do negócio; e participação no leilão.

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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

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 1,52% do capital da Corumbá Concessões S.A..

Assim como a CEB, a CEB Participações S.A. sobrestou a venda dos seus ativos que estavam autorizados por Lei.

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 nº 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.

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 Eletrobras 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.

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 33,66%, sendo 32,14% de propriedade da CEB e 1,52% da CEB Participações S.A..

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

A empresa 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 no Distrito Federal (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 empresa, 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 empresa. 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 2019.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

b) 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 o 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 da Corumbá Concessões S.A., a Serveng Civilsan S.A. requereu ao Centro de Arbitragem e Medição da Câmara de Comércio Brasil-Canadá – CAM-CCBC, 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. poderiam 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..

Em 01 de agosto de 2019, o CAM-CCBC apresentou a decisão Arbitral nº 74/2017, que condenou Corumbá Concessões S.A. a restituir os AFAC's realizados pela Serveng Civilsan S.A. no período de dezembro de 2006 a abril de 2008, cujo valor histórico aportado soma R\$ 38.195. Na sentença o CAM-CCBC determinou que o aporte deveria ser corrigido monetariamente pelo IGPM, com multa de 1% a partir da data da instauração de sentença arbitral, 28 de julho de 2017, até 31 de outubro de 2019.

Após a decisão, a Corumbá Concessões S.A. registrou a dívida atualizada, que no mês de novembro se aproximava dos R\$ 100 milhões e, por não possuir caixa para honrar esse compromisso, convocou os acionistas para solucionarem a questão.

A decisão foi tomada em Assembleia Geral Extraordinária dos Acionistas da Companhia realizada em 20 de dezembro de 2019, com o seguinte desfecho:

Foi deliberado pelos acionistas na AGE que o pagamento da dívida de Corumbá Concessões S.A. para a SERVENG seria liquidado mediante aumento do capital social da Corumbá Concessões S.A., com a conversão dos créditos de AFAC's da Serveng-Civilsan S.A. em ações da Corumbá Concessões. Foi deliberado também que os AFAC's da CEB seriam atualizados com os mesmos critérios dos AFAC's feito pela Serveng. Os valores de AFAC's da Serveng e da CEB resultaram em R\$ 99.593 e R\$ 8.903, respectivamente. Os valores foram calculados pela Corumbá Concessões S.A. e validados por empresa especializada contratada.

Para a Serveng foram emitidas ações da classe preferenciais, que, por consequência, teve sua participação acionária aumentada de 22,93% para 47,26% no Capital Social.

A CEB teve sua participação acionária reduzida de 45,21% para 32,14% no Capital Social, a qual incorporou novas ações ordinárias, passando de 21,65% para 26,79%. Já em relação as ações preferenciais, foi diluída, passando de 63,04% para 34,81%.

A Serveng continua controladora da Corumbá Concessões S.A..

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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

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 nº 05/1997 e respectivos aditivos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O prazo de duração do contrato de concessão é de 35 anos, contados a partir da data de sua publicação no Diário Oficial ocorrida em 15 de janeiro de 1998, com vigência até 15 de janeiro de 2033, podendo ser prorrogado nas condições que forem estabelecidas, mediante requerimento das concessionárias.

2.2.3. Ligada

2.2.3.1. BSB Energética S.A.

A BSB Energética S.A. é uma sociedade por ações, constituída em 31 de março de 2000, para explorar a geração de energia elétrica no segmento de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, com potência global máxima instalada de 200 MW e, estatutariamente, está autorizada a participar de outros empreendimentos ou sociedades, seja como acionista ou quotista. A CEB detém uma participação acionária de 9,0% do capital social da BSB Energética S.A..

2.2.4. Concessões

A CEB, suas controladas e controlada em conjunto, são detentoras das seguintes concessões:

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

(a) A CEB Distribuição S.A. é 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

Caixa e Equivalentes de Caixa são mantidos com a finalidade de atender a compromissos de curto prazo e 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

Com a adoção do Pronunciamento Técnico CPC 48, o Grupo alterou a classificação dos seus ativos financeiros nas seguintes categorias: mensurados ao custo amortizado, ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes e ao valor justo por meio do resultado, eliminando as categorias de mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis e disponíveis para a 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 nº 12); 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 de consumidores, dos revendedores, dos concessionários e dos permissionários 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 DIS, 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 inadimplimento.

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 em 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 E A 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 e a 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 o qual a CEB DIS possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente à título de indenização. Essa indenização tem como objetivo reembolsar a CEB DIS pelos investimentos em infraestrutura que possuem vida útil superior ao prazo da concessão.

Os ativos financeiros relacionados ao contrato de concessão são classificados como disponíveis para venda e em 31 de dezembro de 2016, 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, conseqüentemente, 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 no Ativo Intangível pelo valor justo na data de sua aquisição ou construção. Quando da sua entrada em operação, são bifurcados entre Ativo Financeiro e Ativo Intangível. 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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

O valor contábil dos bens substituídos é baixado em contrapartida ao resultado do exercício.

A CEB DIS 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.

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 14.3).

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 8); 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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

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; sobre o registro dos Ativos e Passivos Regulatórios reconhecidos de acordo com a orientação técnica OCPC 08; e também sobre diferenças temporárias

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 DIS 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 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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

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 35).

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. O Grupo 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.

Os principais normativos emitidos pelo IASB que ainda não entraram em vigor e não tiveram adoção antecipada pela Companhia até 31 de dezembro de 2019.

Norma	Descrição	Data Vigência
<i>Definition of a Business – Amendments to IFRS 3</i>	Estabelece novos requerimentos para determinar se uma transação deve ser reconhecida como uma aquisição de negócio no âmbito da IFRS 3 – <i>Business Combination</i> ou como uma aquisição de ativos.	1º de janeiro de 2020, aplicação prospectiva.
<i>Interest Rate Benchmark Reform – Amendments to IFRS 9, IFRS 7 e IAS 39</i>	Altera as IFRS 9- <i>Financial Instruments</i> , IFRS 7- <i>Financial Instruments: Disclosures</i> e IAS 39- <i>Financial instruments: recognition and measurement</i> , com o objetivo de incluir exceções temporárias aos requerimentos atuais da contabilidade de hedge para neutralizar os efeitos das incertezas causadas pela reforma da taxa de juros referenciais (IBOR) recomendada pelo <i>Financial Stability Board (FSB)</i> .	1º de janeiro de 2020, aplicação retrospectiva.
<i>Definition of Material – Amendments to IAS 1 e IAS 8</i>	Altera a definição de “material” de forma a estabelecer que uma informação é material se sua omissão, distorção ou obscuridade puder influenciar razoavelmente a tomada de decisão dos usuários primários das demonstrações contábeis. Esta atualização promoveu alterações na IAS 1 - <i>Presentation of Financial Statements</i> e IAS 8 - <i>Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors</i> .	1º de janeiro de 2020, aplicação prospectiva.
<i>IFRS 17 – Insurance Contracts</i>	Esta IFRS substitui a IFRS 4 – <i>Insurance Contracts</i> e estabelece os requisitos que devem ser aplicados no reconhecimento e divulgação relacionados aos contratos de seguro e de resseguro.	1º de janeiro de 2021, aplicação prospectiva.

O CPC emite pronunciamentos e interpretações tidos como análogos às IFRS, tal como emitidas pelo IASB. A seguir está apresentado o normativo emitido pelo CPC que ainda não entrou em vigor e não teve sua adoção antecipada pela companhia até 31 de dezembro de 2019, bem como os IFRS equivalentes:

Pronunciamento ou interpretação do CPC	IFRS equivalente	Data Vigência
Revisão de Pronunciamentos Técnicos – N.º 14/2019	<i>Definition of a Business – Amendments to IFRS 3</i> <i>Definition of Material – Amendments to IAS 1 e IAS 8</i>	1º de janeiro de 2020

2.25.1. Conceptual Framework / Pronunciamento Técnico CPC 00 (Estrutura Conceitual para Relatório Financeiro)

Em março de 2018 o *International Accounting Standards Board (IASB)* emitiu a revisão da estrutura conceitual para o relatório financeiro (*conceptual framework for financial*), as alterações terão vigência a partir de 1 de janeiro de 2020.

A Companhia acredita que as alterações visam maior clareza nos conceitos e em algumas peças de divulgação. Nesse contexto, deverá apresentar informações adicionais em suas demonstrações financeiras nos seguintes aspectos: as características qualitativas da informação financeira útil; a descrição da entidade que relata e seu limite; definições de ativo, passivo, patrimônio líquido, receitas e despesas; critérios para a inclusão de ativos e passivos nas demonstrações contábeis (reconhecimento) e orientação sobre quando removê-los (desreconhecimento); bases de mensuração e orientação sobre quando usá-las; conceitos e orientações sobre apresentação e divulgação.

2.25.2. Pronunciamentos novos ou revisados aplicados pela primeira vez em 2019

2.25.2.1. 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.

A Companhia não terá impacto na aplicação desse pronunciamento, haja vista não possuir aplicabilidade sobre as alterações ora propostas dada as divulgações já realizadas pela Companhia.

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.

O Grupo não possui operações de arrendamento mercantil, desta forma, não possui impacto quando da aplicação deste pronunciamento.

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.

Foram efetuados ajustes visando apresentar, retrospectivamente, os efeitos da mudança de prática contábil relativa ao registro contábil do deficit atuarial do Plano de Benefício Definido – BD, administrado pela Fundação de Previdência dos Empregados da CEB - FACEB, bem como a reclassificação do Superávit de Baixa Renda.

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:

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

3.1. BALANÇO PATRIMONIAL

3.1.1. Ativo

Ativo	Controladora						Consolidado							
	Ajuste Atuarial dos			Ajuste Atuarial dos			Ajuste Atuarial dos			Ajuste Atuarial dos			Superávit Baixa Renda	Superávit Baixa Renda
	31/12/2018	Planos de Benefício	31/12/2018	01/01/2018	Planos de Benefício Pós	01/01/2018	31/12/2018	Planos de Benefício Pós	31/12/2018	01/01/2018	Planos de Benefício Pós	01/01/2018		
	Pós Emprego			Emprego			Emprego			Emprego				
Reapresentado			Reapresentado			Reapresentado			Reapresentado					
Circulante														
Caixa e Equivalentes de Caixa	12.784		12.784	6.964		6.964	179.699			179.699	92.001			92.001
Contas a Receber	26.994		26.994	15.323		15.323	622.655			622.655	538.539			538.539
Depósitos e Bloqueios Judiciais	111		111	95		95	2.552			2.552	5.385			5.385
Estoques	595		595	565		565	8.437			8.437	7.846			7.846
Tributos e Contribuições Compensáveis	4.684		4.684	1.758		1.758	23.169			23.169	44.850			44.850
Valores a Receber de Parcela "A" e Outros Itens Financeiros							862.704			862.704	922.669			922.669
Demais Créditos	24.249		24.249	8.877		8.877	140.785			140.785	69.728			69.728
Ativos não Circulante Mantido para Venda	641		641	2.094		2.094	2.352			2.352	2.094			2.094
Total do Circulante	70.058		70.058	35.676		35.676	1.842.353		-	1.842.353	1.683.112		-	1.683.112
Não Circulante														
Aplicações Financeiras							10.355			10.355	7.770			7.770
Contas a Receber							33.317			33.317	43.295			43.295
Empréstimos e Financiamentos	13.415		13.415	11.849		11.849	14.989			14.989	13.529			13.529
Depósitos e Bloqueios Judiciais	150		150	150		150	14.948			14.948	5.010			5.010
Tributos e Contribuições Compensáveis	26.063		26.063	30.228		30.228	32.147			32.147	36.252			36.252
Ativo Financeiro Indenizável							144.450			144.450	137.481			137.481
Demais Créditos							13.020			13.020	15.167			15.167
Realizável a Longo Prazo	39.628		39.628	42.227		42.227	263.226		-	263.226	258.504		-	258.504
Investimentos	584.545	147.338	731.883	570.701	114.187	684.888	613.426			613.426	596.693			596.693
Imobilizado	13.136		13.136	13.136		13.136	102.560			102.560	104.066			104.066
Intangível	3.971		3.971	2.650		2.650	920.106			920.106	960.373			960.373
Total do Não Circulante	641.280		788.618	628.714		742.901	1.899.318		-	1.899.318	1.919.636		-	1.919.636
Total do Ativo	711.338		858.676	664.390		778.577	3.741.671		-	3.741.671	3.602.748		-	3.602.748

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

3.1.2. Passivo

Passivo	Controladora					Consolidado						
	Ajuste Atuarial dos		Ajuste Atuarial dos		Superávit Baixa Renda	Ajuste Atuarial dos		Ajuste Atuarial dos		Superávit Baixa Renda		
	31/12/2018	Planos de Benefício	31/12/2018	01/01/2018		Planos de Benefício Pós	01/01/2018	31/12/2018	01/01/2018			Planos de Benefício Pós
	Pós Emprego		Emprego			Emprego		Emprego				Emprego
		Reapresentado		Reapresentado		Reapresentado		Reapresentado		Reapresentado		
Circulante												
Fornecedores	15.237		15.237	8.795	8.795	488.018		488.018	403.602		403.602	
Obrigações tributárias	5.706		5.706	5.488	5.488	220.970		220.970	272.157		272.157	
Contribuição de iluminação pública						96.866		96.866	79.130		79.130	
Encargos regulatórios						90.107		90.107	101.030		101.030	
Debêntures						247.778		247.778	64.641		64.641	
Empréstimos e financiamentos						86.069		86.069	125.030		125.030	
Obrigações societárias	5.885		5.885	7.741	7.741	16.744		16.744	16.766		16.766	
Obrigações sociais e trabalhistas	201		201	174	174	25.983		25.983	33.746		33.746	
Valores a pagar de Parcela "A" e outros itens financeiros						608.361		608.361	543.297		543.297	
Benefícios pós emprego						2.814		2.814	4.791		4.791	
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios						6.478		6.478	4.013		4.013	
Demais obrigações	414		414	1.960	1.960	38.655		38.655	34.523		34.523	
Total do Circulante	27.443		27.443	24.158	24.158	1.928.843		-	1.928.843	1.682.726		-
Não Circulante												
Fornecedores						36.830		36.830				
Obrigações tributárias	96.781		96.781	97.270	97.270	322.356		322.356	297.869		297.869	
Contribuição de iluminação pública						3.393		3.393	42.494		42.494	
Debêntures						15.019		15.019	61.987		61.987	
Empréstimos e financiamentos						188.194		188.194	255.312		255.312	
Benefícios pós emprego						204.345	(147.338)	57.007	166.427	(114.187)	52.240	
Encargos regulatórios						178.915		(78.795)	168.748		(74.036)	94.712
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	1		1	96	96	44.294		44.294	75.166		75.166	
Obrigações vinculadas a concessão						3.400		3.400	65.420		65.420	
Valores a pagar de Parcela "A" e outros itens financeiros						17.643		78.795	96.438		32.563	106.599
Demais obrigações						5.869		5.869	9.741		9.741	
Total do Não Circulante	96.782		96.782	97.366	97.366	1.020.258		-	872.920	1.175.727		-
Patrimônio Líquido												
Capital social	566.025		566.025	566.025	566.025	566.025		566.025	566.025		566.025	
Reserva de lucros	18.677		18.677			18.677		18.677			-	
Ajuste de avaliação patrimonial	2.411	147.338	149.749	42.319	114.187	2.411	147.338	149.749	42.319	114.187	156.506	
Prejuízos acumulados			-	(65.478)	(65.478)			-	(65.478)		(65.478)	
Atribuível as acionista controlador	587.113		734.451	542.866	657.053	587.113		-	734.451	542.866	-	657.053
Atribuível aos acionistas não controladores						205.457			205.457	201.429		201.429
Total do Patrimônio Líquido	587.113		734.451	542.866	657.053	792.570		-	939.908	744.295	-	858.482
Total do Passivo	711.338		858.676	664.390	778.577	3.741.671		-	3.741.671	3.602.748	-	3.602.748

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

3.2. 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 1º de janeiro de 2018 - Reapresentado	566.025	156.506	(65.478)	657.053	201.429	858.482
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 a pagar					(16.472)	(16.472)
Lucro líquido do exercício			89.972	89.972	25.738	115.710
Destinação do Lucro						
Reserva Legal			(1.225)			
Reserva para Expansão dos Negócios Sociais			(17.452)			
Equiv. Patrim. sobre Resultados Abrangentes - Controladas - Benefícios Pós-Emprego		(6.757)		(6.757)		(6.757)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	566.025	149.749		734.451	205.457	939.908

Os impactos apresentados estão de acordo com as justificativas abaixo:

a) Ganho/(Perda) Atuarial dos Planos de Benefício Definido

Trata-se de mudança da política contábil realizada pela CEB Distribuição S.A., que optou pela adoção ao registro contábil paritário da Obrigação de Passivo Atuarial de Benefício Pós-Emprego, oriundo do Pronunciamento Técnico CPC nº 33 (R1), onde o patrocinador público, em nenhuma hipótese, suportará exclusivamente a assunção da totalidade de tal obrigação, sob pena de afrontar a Constituição Federal, a Lei Complementar nº 108/2001 e normativos subordinados, sujeitando ainda, seus administradores aos rigores do Decreto Federal nº 4.942/2003.

Foi realizada, através do Ofício nº 22/2020/CVM/SEP/GEA-5, consulta à CVM, que pronunciou sobre o assunto, não vislumbrando óbice em relação ao procedimento adotado pelas patrocinadoras de reconhecer o déficit atuarial de forma paritária, conforme documentação apresentada ao Órgão Regulador consultado.

b) Superávit Baixa Renda

Em 11 de outubro de 2017, por meio da Nota Técnica nº 308/2017-SGT/ANEEL, a ANEEL esclareceu que no item 55, que trata sobre os componentes financeiros considerados no reajuste, foi considerado a Reversão do Passivo Regulatório Baixa Renda.

Anexo à REH nº 2.316 de 17 de outubro de 2017, consta anuência da ANEEL referente ao pedido realizado pela CEB Distribuição de parcelamento da reversão do passivo baixa renda. Portanto, a partir dessa decisão o passivo baixa renda foi classificado como "Passivo Financeiro Setorial", uma vez que sua reversão poderá ser por meio da tarifa, assim como ocorreu com a 1ª parcela de R\$ 24.408 no RTA de 2017.

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 DIS, 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 2020 a 2024, que suporta

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

informações sobre aspectos relacionados ao pressuposto da continuidade operacional da CEB DIS” divulgada nestas 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 são incorporadas na Parcela “A” das tarifas, a fim de serem capturadas nos processos de reajustes e de revisões tarifárias subsequentes.

A CEB DIS 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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

4.2.2. Risco de liquidez

O Grupo, em especial a CEB DIS, 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(c).

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	196.454	196.454		
Empréstimos e Financiamentos	288.365	121.445	72.331	94.589
Debêntures	213.810	26.814	66.667	120.329
Total	698.629	344.713	138.998	214.918

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 4,25% e 4,04%, respectivamente, de acordo com o Relatório Focus do Banco Central do Brasil, de 27 de dezembro de 2019 (Mediana – Top 5 Curto Prazo).

No caso da TLP, atribuiu-se a taxa de 5,17% a.a., para o 2020. Essa informação foi extraída das projeções do Banco Bradesco pelo link (<https://www.economiaemdia.com.br/SiteEconomiaEmDia/Projecoes/Longo-Prazo>) com a informação atualizada pelo Banco em 07 de fevereiro de 2020. Também se espera que a taxa de 4,063328% da UMBNDES se mantenha estável para os próximos trimestres de 2020.

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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

	Provável	Cenário de Elevação das Taxas	
		Possível	Remoto
CDI	4,25%	5,31%	6,38%
TLP	5,17%	6,46%	7,76%
IGP-M	4,04%	5,05%	6,06%
UMBNDDES	4,06%	5,08%	6,09%

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

Alta do CDI	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados - Base 31/12/2019		
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
		4,25%	5,31%	6,38%
	464.236	483.966	488.886	493.854
Efeito da Variação do CDI		(19.730)	(24.650)	(29.618)
Alta do CDI	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados - Base 31/12/2018		
		Provável		Provável
		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 da TLP	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados - Base 31/12/2019		
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
		5,17%	6,46%	7,76%
	29.614	31.145	31.527	31.912
Efeito da Variação da TLP		(1.531)	(1.913)	(2.298)
Alta da TLP	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados - Base 31/12/2018		
		Provável		Provável
		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 do IGP-M	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados - Base 31/12/2019		
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
		4,04%	5,05%	6,06%
	200	208	210	212
Efeito da Variação do IGP-M		(8)	(10)	(12)
Alta do IGP-M	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados - Base 31/12/2018		
		Provável		Provável
		4,17%	5,21%	6,26%
	327	341	344	347
Efeito da Variação do IGP-M		(14)	(17)	(20)

Alta do UMBNDES	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados - Base 31/12/2019		
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
		4,06%	5,08%	6,09%
	3.870	4.027	4.067	4.106
Efeito da Variação do UMBNDES		(157)	(197)	(236)
Alta do UMBNDES	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados - Base 31/12/2018		
		Provável		Provável
		4,63%	5,79%	6,95%
	9.094	9.515	9.621	9.726
Efeito da Variação do UMBNDES		(421)	(527)	(632)

4.2.4. Risco cambial

A Distribuidora, em outubro de 2018, firmou com a Eletrobras, 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 deveria ser 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. No entanto, em 9 de julho de 2019 a Companhia liquidou o saldo devedor da operação por R\$ 79.113.

No encerramento do exercício de 2019, o total da dívida em dólar era de US\$ 13.758 mil, equivalente a R\$ 57.128, relativa à compra de energia elétrica de Itaipu Binacional (faturamento mensal). Neste caso, nesta data base, não haviam mais riscos significativos envolvidos.

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 da Companhia e de fatores externos, exceto riscos de crédito, mercado e liquidez, como aqueles decorrentes de exigências legais e regulatórias e de padrões geralmente aceitos de comportamento empresarial. Riscos operacionais surgem de todas as operações da Companhia.

O objetivo da Administração da Companhia é acompanhar o risco operacional de modo a evitar danos à recuperação da Companhia, bem como buscar eficácia no processo de gerenciamento e redução de custos.

A Carta de Controle Interno – CCI, elaborada pela Auditoria Independente, apresenta o apontamento dos principais riscos operacionais da Companhia, segregados em deficiências significativas e não significativas, bem como os respectivos comentários da Administração.

Em 2019, foi aprovada, em Assembleia Geral Extraordinária, a reestruturação organizacional da CEB DIS, originando a criação da Superintendência de Governança Corporativa, vinculada à Diretoria Geral, que conta em sua estrutura com mais 2 (duas) gerências, a Gerência de Gestão de Riscos e a Gerência de Controles Internos.

Para o processo de gestão de riscos do Grupo, foi elaborado o Manual de Gestão de Riscos com requisitos mínimos, considerando as necessidades e as características das Companhias, contemplando a importância da melhoria contínua e sua adequação, a suficiência e a eficácia da estrutura de gestão de riscos para assegurar os aprimoramentos do processo e da metodologia adotada.

A Gestão Integrada de Riscos realizada pela Companhia é acompanhada pelo Comitê Gestor de Riscos e reportada ao Conselho de Administração, Comitê de Auditoria Estatutário e ao Conselho Fiscal da CEB.

Em relação aos controles internos atuou-se de forma imperiosa ao atendimento dos requisitos da Resolução Normativa Nº. 787/2017 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que avalia a qualidade dos sistemas de governança corporativa das Distribuidoras de Energia Elétrica.

Neste diapasão, com vistas a melhorar os sistemas de controle, de forma a mitigar os riscos e ocorrências de fraude, corrupção e lavagem de dinheiro, foi instituído o Comitê Permanente de Integridade, coordenado pela Superintendência de Governança Corporativa, que desenvolveu e implementou o Programa de Integridade na Companhia.

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

O Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 066/1999 - ANEEL estabelece para a CEB Distribuição S.A., entre outros aspectos, parâmetros mínimos de sustentabilidade econômico-financeiro, limites anuais globais de indicadores de continuidade coletivos, bem como condições para prorrogação do contrato de concessão.

No encerramento do exercício findo em 2018, a CEB DIS apresentou, por apuração interna e posteriormente confirmada pela ANEEL, seu LAJIDA Regulatório inferior à Quota de Reintegração Regulatória – QRR. Com o descumprimento de qualquer meta, prevista no citado Aditivo, por dois anos consecutivos ou quaisquer das Condições ao final do quinto ano, é prevista a extinção da Concessão, respeitado o direito à ampla defesa e ao contraditório.

Porém em 2019, a CEB DIS apurou seu LAJIDA, por avaliação interna, superior aos índices necessários para cumprimento das metas previstas no referido Aditivo, cumprindo os requisitos necessários.

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 2019, o cálculo de verificação do saldo das obrigações com PEE ficou aderente ao limite estabelecido pela ANEEL, enquanto na análise do saldo de obrigações com P&D a variação foi de R\$ 4.756, 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., no encerramento do exercício 2019, estava de acordo com todos os *Covenants* no seu contrato da 3ª emissão da Debêntures, 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 DIS 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, além da possibilidade de participação do Mecanismo de Venda de Excedente (MVE) e do Mecanismo de Sobras e Déicits (MCSD).

Como diretriz do Plano de Negócios da Companhia, a empresa vem participando dos mecanismos de descontração/venda de energia elétrica, a fim de retomar as sobras ao nível regulatório de 105% para reduzir/mitigar os riscos econômico-financeiros inerentes as sobras de energia elétrica. Todavia, o atendimento dos montantes declarados/ofertados depende do nível de exposição e das declarações das empresas demandantes em cada mecanismo.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

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:

	31/12/2019	31/12/2018 Reapresentado	01/01/2018 Reapresentado
Total dos Empréstimos e Financiamento/Debêntures (Notas Explicativas nºs 21 e 22)	502.175	537.060	506.970
Menos: Caixa e Equivalentes de Caixa (Nota Explicativa nº 5)	(465.338)	(179.699)	(92.001)
Dívida líquida	36.837	357.361	414.969
Total do Patrimônio Líquido (Nota Explicativa nº 29)	783.986	734.451	657.053
Total do Capital	820.823	1.091.812	1.072.022
Índice de Alavancagem Financeira - %	4,49	32,73	38,71

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 2019 e em 2018.

	Avaliação	31/12/2019			
		Controladora		Consolidado	
		Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil
Ativos Financeiros					
Caixa e Bancos	Valor Justo	27	27	69.222	69.222
Contas a Receber	Custo Amortizado	18.526	18.526	608.867	608.867
Valores a Receber Parcela A e Outros Itens Financeiros	Custo Amortizado			503.161	503.161
Aplicações Financeiras	Custo Amortizado			10.886	10.886
Aplicações Financeiras	Valor Justo	12.686	12.686	396.116	396.116
Ativo Financeiro Indenizável	Valor Justo			150.638	150.638
Passivos Financeiros					
Fornecedores	Custo Amortizado	10.660	10.660	196.454	196.454
Debêntures	Custo Amortizado			213.810	213.810
Empréstimos e Financiamentos	Custo Amortizado			288.365	288.365
Obrigações Societárias	Custo Amortizado	33.818	33.818	47.062	47.062
Valores a Pagar Parcela A e Outros Itens Financeiros	Custo Amortizado			601.296	601.296
Encargos Regulatórios	Custo Amortizado			152.127	152.127
Obrigações Vinculadas a Concessão	Custo Amortizado			1.103	1.103

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

	Avaliação	31/12/2018			
		Controladora		Consolidado Reapresentado	
		Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil
Ativos Financeiros					
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
Aplicações Financeiras	Custo Amortizado			10.355	10.355
Aplicações Financeiras	Valor Justo	12.769	12.769	133.101	133.101
Ativo Financeiro Indenizável	Valor Justo			144.450	144.450
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			704.799	704.799
Encargos Regulatórios	Custo Amortizado			190.227	190.227
Obrigações Vinculadas a Concessão	Custo Amortizado			3.400	3.400

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	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Caixa e Bancos Conta Movimento	27	15	69.222	46.598
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata	12.686	12.769	396.116	133.101
Total	12.713	12.784	465.338	179.699

O excedente de caixa da Companhia é aplicado de forma conservadora em ativos financeiros de baixo risco, sendo os principais instrumentos financeiros representados por CDB's (Certificados de Depósitos Bancários), aplicados junto ao Banco de Brasília S.A. – BRB, conforme determinação legal. Os investimentos têm alta liquidez, sendo prontamente conversíveis em recursos disponíveis de acordo com as necessidades de caixa da Companhia em um valor conhecido e com risco insignificante de perda. As aplicações financeiras da Companhia têm rentabilidade compatível às variações do CDI (Certificado de Depósito Bancário), com remuneração de 98% deste indicador. Dada à natureza e característica das aplicações financeiras, as mesmas já estão reconhecidas pelo seu valor justo, em contrapartida ao resultado.

6. CONTAS A RECEBER

6.1. COMPOSIÇÃO DO CONTAS A RECEBER

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias			647.834	689.124
Títulos de Créditos a Receber			120.306	67.322
Serviços Prestados a Terceiros	30.837	36.606	57.415	57.287
Total a Receber Bruto	30.837	36.606	825.555	813.733
Estimativa de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa (Nota Explicativa 30.3)	(12.311)	(9.612)	(151.868)	(157.761)
Total a Receber Líquido	18.526	26.994	673.687	655.972
Circulante	18.526	26.994	608.867	622.655
Não Circulante			64.820	33.317

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

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 31/12/2019	Total 31/12/2018
Classes de Consumidor						
Residencial	77.097	102.247	31.835	9.890	221.069	249.272
Industrial	4.226	3.615	326	1.805	9.972	10.961
Comércio, Serviços e Outros	57.956	35.052	7.418	24.045	124.471	137.090
Rural	3.385	3.561	1.109	821	8.876	9.736
Poder Público	24.249	5.697	1.572	22.103	53.621	62.693
Iluminação Pública	13.950	14.243		24.483	52.676	54.678
Serviço Público	14.687				14.687	14.557
Subtotal Consumidores	195.550	164.415	42.260	83.147	485.372	538.987
Serviço Taxado	1.462				1.462	1.667
Concessionárias e Permissionárias	1.227				1.227	2.656
Serviços prestado a terceiros (Incluso Serviços de IP)	39.515	5.589	2.292	10.019	57.415	57.447
Contribuição do consumidor	1.227				1.227	3.316
Fornecimento Não Faturado	165.288				165.288	155.033
Parcelamentos a Faturar CP e LP	95.904				95.904	33.948
Energia Elétrica Curto Prazo - CCEE	29.173				29.173	29.779
Arrecadação a Classificar	(16.451)				(16.451)	(12.885)
Outros	4.938				4.938	3.785
Total a Receber Bruto	517.833	170.004	44.552	93.166	825.555	813.733
Perda Estimada Com Crédito de Liquidação Duvidosa					(151.868)	(157.761)
Total a Receber Líquido					673.687	655.972

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.

A CEB Distribuição S.A. vem adotando ações de cobrança na busca de redução da inadimplência por meio de reavisos, telemarketing ativo, negativação SERASA, protesto, parceria CEB DIS/ TJDFT-CEJUSC através do Acordo de Cooperação Técnica nº 014/2017 e suspensões de fornecimentos de energia elétrica.

No quarto trimestre de 2019, a CEB DIS intensificou seu processo de recuperação de créditos inadimplentes como o programa "Recupera" (negociação de dívidas vencidas).

Segue um resumo das faixas de atrasos sujeitas às provisões:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Poder Público	(12.311)	(9.612)	(30.935)	(37.192)
Iluminação Pública			(24.640)	(24.640)
Residencial			(46.635)	(51.987)
Comercial			(46.401)	(41.429)
Serviço Público			(728)	(728)
Industrial			(1.240)	(1.010)
Rural			(1.289)	(775)
Total	(12.311)	(9.612)	(151.868)	(157.761)

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

A movimentação da estimativa de perdas com créditos de liquidação duvidosa está assim apresentada:

	Controladora	Consolidado
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)	(42.272)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	9.612	157.761
Adições	16.142	178.226
Baixa Para Perda – Lei 9.430/96		(142.381)
Reversões	(13.443)	(41.738)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	12.311	151.868

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\$ 75.053, em 31 de dezembro de 2019 (R\$ 95.304 em 2018), compostos por fornecimento de energia elétrica, serviços de manutenção e obras de iluminação pública.

Em 31 de dezembro de 2019, o valor das perdas estimadas com crédito de liquidação duvidosa com o Governo do Distrito Federal totalizou R\$ 57.837, dos quais, R\$ 45.526 no âmbito da CEB DIS referentes a consumo de energia, e R\$ 12.311 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	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Saldos Vincendos	12.937	19.459	51.915	59.443
Vencidos até 90 dias	5.589	7.435	23.138	33.675
Vencidos de 91 a 360 dias	2.292	3.965	2.525	6.051
Vencidos há mais de 360 dias	10.019	5.747	55.312	53.421
Estimativa de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa	(12.311)	(9.612)	(57.837)	(57.286)
Total	18.526	26.994	75.053	95.304

7. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES COMPENSÁVEIS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Imposto de Renda Pessoa Jurídica – IRPJ (a)	18.864	19.443	25.497	26.096
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido – CSLL (a)	7.184	7.386	12.720	13.004
Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF	2.448	2.448	2.459	2.461
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestações de Serviços de Transportes Estaduais, Intermunicipais e de Comunicações – ICMS (b)			9.272	9.194
Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social – COFINS	54	80	608	623
Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza – ISS	484	384	3.144	2.721
Programa de Integração Social – PIS	399	404	842	615
Contribuição Provisória Sobre Movimentação Financeira – CPMF	544	544	544	544
Outros	58	58	101	58
Total	30.035	30.747	55.187	55.316
Circulante	4.806	4.684	24.040	23.169
Não Circulante	25.229	26.063	31.147	32.147

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

(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 DIS são passíveis de ser compensados com os débitos do ICMS sobre faturamento, nos termos e critérios estabelecidos pela legislação fiscal vigente. A utilização dos créditos do ICMS é diferida em 48 parcelas mensais, de acordo com a Lei Complementar nº 102/2000.

7.1. ATIVOS FISCAIS DIFERIDOS RECONHECIDOS E NÃO RECONHECIDOS

7.1.1. Ativos fiscais diferidos reconhecidos

Em conformidade com a Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002, a Administração, fundamentada em estudo técnico de viabilidade, estima à realização do ativo fiscal diferido no valor de R\$ 25.229, conforme demonstrado no resumo a seguir:

CONTROLE DE PREJUÍZO FISCAL ACUMULADO A COMPENSAR			
Histórico	Controle de Valores no Exercício	D/C	ATIVO FISCAL DIFERIDO = Saldo x (+/-)34%
	Saldo		
Baixa por aproveitamento	74.202	C	25.229
TOTAL DA BASE DE APURAÇÃO DO ATIVO FISCAL DIFERIDO			25.229
TOTAL ATIVO FISCAL DIFERIDO APURADO (34%)			25.229

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 2020, a saber:

CONTROLE DO ATIVO FISCAL DIFERIDO	2019		2020	
	Base de Cálculo	Tributo	Base de Cálculo	Tributo
Saldo Inicial	75.067	25.523	79.768	27.121
(-)Saldo a ser Realizado de IRPJ / CSLL	(865)	(294)	(79.768)	(27.121)
Saldo Final	74.202	25.229		

O estudo técnico de viabilidade elaborado pela Companhia foi objeto de apreciação pelo Conselho Fiscal e aprovado pelo Conselho de Administração em 20 de fevereiro de 2020 e 27 de fevereiro de 2020, respectivamente.

7.1.2. Ativos fiscais diferidos não reconhecidos

Segue o demonstrativo dos ativos fiscais diferidos não reconhecidos:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Diferenças Temporárias	4.219	9.613	120.748	106.595
Prejuízo Fiscal e Base Negativa			122.200	161.626
Total	4.219	9.613	242.948	268.221

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

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, despesas de capital).

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

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 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais são decorrentes dos efeitos positivos e negativos em relação aos custos não gerenciáveis (Parcela A) originados pela diferença entre os custos previstos nos reajustes tarifários anuais reconhecidos pela ANEEL em relação aos custos efetivamente incorridos, que são constituídos e atualizados ao longo do ciclo tarifário (constituição/atualização).

Quando os custos incorridos são maiores que os custos previstos, a agência reguladora reconhece um direito da Companhia a ser ressarcido por meio da tarifa do consumidor no ciclo seguinte (período de amortização). De outro modo, quando os custos realizados são menores que os custos previstos se reconhece uma obrigação da distribuidora de devolução na tarifa do consumidor.

Esses valores são homologados pela Agência Reguladora de Energia Elétrica e repassados anualmente nas tarifas de fornecimento como item financeiro por meio dos Reajustes Tarifários ou Revisões Tarifárias.

Segue demonstrativo das movimentações dos Ativos e Passivos Financeiros Setoriais ocorridas no exercício de 2019:

Ativos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2018	Constituição	Amortização	Atualização	Transferência	Saldo em 31/12/2019
CVA Ativa	513.388	156.105	(424.041)	13.618	(2.107)	256.963
Aquisição de Energia – (CVA energia)	457.332	130.337	(378.939)	11.550		220.280
Energia Adquirida – Proinfa	739	4.315	(1.171)	253		4.136
Transporte Rede Básica	15.307	13.657	(15.306)	631	(2.107)	12.182
Transporte de Energia – Itaipu	7.564	4.029	(7.425)	255		4.423
Encargo Serviço Sistema - ESS		605	(113)			492
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	32.446	3.162	(21.087)	929		15.450
Demais Ativos Financeiros Setoriais	349.316	197.820	(296.251)	593	(5.280)	246.198
Neutralidade da Parcela A	33.426	3.274	(34.036)			2.664
Sobrecontratação de Energia	165.990	42.088	(151.813)	490	(5.280)	51.475
Angra	3.591		(3.591)			
Risco Hidrológico	74.780	144.040	(101.630)			117.190
Competência	70.859	(15.683)				55.176
Acordo Bilateral		23.898	(4.474)	103		19.527
Outros	671	203	(707)			166
Total Ativos Financeiros Setoriais	862.704	353.925	(720.292)	14.211	(7.387)	503.161
Circulante	862.704	353.925	(720.292)	14.211	(7.387)	503.161

Passivos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2018 Reapresentado	Constituição	Amortização	Atualização	Transferência	Saldo em 31/12/2019
CVA Passiva	(152.885)	(92.058)	132.483	(5.669)	2.107	(116.022)
Aquisição de Energia – (CVA energia)		(2.211)	412			(1.799)
Energia Adquirida - PROINFA	(56)	(841)	58	(22)		(861)
Transporte Rede Básica	(1.300)	(1.771)	322	(764)	2.107	(1.406)
Transporte de Energia - Itaipu		(27)	5			(22)
Encargos de Serviços de Sistema – ESS	(150.334)	(46.257)	130.491	(3.786)		(69.886)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(1.195)	(40.951)	1.195	(1.097)		(42.048)
Demais Passivos Financeiros Setoriais	(551.914)	(204.977)	278.995	(12.658)	5.280	(485.274)
Neutralidade da Parcela A	(14.704)	(6.486)		(237)		(21.427)
Sobrecontratação de Energia	(90.341)	(33.326)	3.137	(6.387)	5.280	(121.637)
Devoluções Tarifárias UD/ER	(40.209)	(18.532)	20.726	(1.336)		(39.351)
Reversão Financeira MCP	(59.179)		59.179			
Risco Hidrológico	(187.553)	(146.633)	114.817			(219.369)
Ressarcimento P&D	(14.839)		14.839			
Reversão RTE 2018	(66.297)		66.297			
Superavit Baixa Renda	(78.792)			(4.698)		(83.490)
Outros						
Total Passivos Financeiros Setoriais	(704.799)	(297.035)	411.478	(18.327)	7.387	(601.296)
Circulante	(608.361)					(499.097)
Não Circulante	(96.438)					(102.199)

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

A variação ocorrida de 2018 para 2019 na CVA energia ativa, na ótica da amortização, decorre basicamente de 10 meses de amortização da CVA energia reconhecida no ciclo anterior (2018/2019 - RTA 2018), no montante de R\$ 394,4 milhões e 2 meses de amortização do ciclo atual (2019/2020 - RTA 2019), no montante de R\$ 236,2 milhões. A constituição, refere-se, principalmente, aos custos no mercado de curto prazo decorrentes dos altos valores de Risco Hidrológico que são precificados pelo PLD.

O Risco Hidrológico ativo foi impactado pela amortização de R\$ 101 milhões em de 2019, considerando também o ciclo anterior e atual, além da constituição do adiantamento da Previsão do Risco Hidrológico de R\$ 144,04 milhões, reconhecido na RTA 2019, conforme definido no item 5.12 do Submódulo 4.4A do PRORET, o qual será revertido no processo tarifário subsequente devidamente atualizado. Por se tratar de “adiantamento” de custos ainda não incorridos, ao registrar o montante no Ativo, provisionou-se o mesmo montante no Passivo para a devolução no reajuste seguinte mantendo a neutralidade no resultado.

A ANEEL reprocessou os cálculos dos Acordos Bilaterais celebrados pela CEB DIS que foram considerados nos reajustes anteriores (RTA 2017 e 2018) além de reconhecer o direito daqueles realizados no ciclo regulatório vigente, totalizando o montante de R\$ 24 milhões, o qual foi registrado como Ativo Financeiro Setorial em setembro de 19, tendo dois meses de amortização.

A variação entre a receita auferida pela Companhia e a cobertura tarifária prevista pela Aneel em razão do mercado de energia resulta na Neutralidade da Parcela A. Assim, a leve recuperação do mercado apurado na RTA 2019, resultou no aumento de receita e uma consequente neutralidade negativa no processo tarifário. Entretanto, o efeito negativo foi superado pela neutralidade positiva em razão do reconhecimento dos efeitos do Encargo de Rede Básica de Brasília Leste, de forma parcial na neutralidade com complemento na CVA de Transporte de Rede Básica, conforme definido no PRORET.

8.1. 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 DIS, 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 DIS 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 DIS 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, sendo a primeira capturada no referido reajuste, no montante de R\$ 24.408, e as demais 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 superávit 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 DIS, até o julgamento do Agravo de Instrumento. Contudo, em 21 de outubro 2019, foi proferida sentença desfavorável ao pleito da distribuidora, e antes mesmo da publicação, foram opostos embargos de declaração perseguindo o esclarecimento da obscuridade, da contradição e da omissão existentes nessa decisão, com efeitos infringentes (modificativos). Ato contínuo, os autos foram disponibilizados para a ANEEL para se manifestar em contrarrazões quanto ao recurso aviado, para, então, o Magistrado decidir de forma derradeira.

Nos Reajustes Tarifários Anuais (RTA) de 2018 e 2019, em razão da liminar a CEB DIS 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 e NT nº 181/2019-SGT/ANEEL, a ANEEL resolveu acatar e não incluir nenhuma parcela do financeiro de baixa renda, mas não reverter os valores capturados de 2017.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

9. DEMAIS CRÉDITOS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Serviços em Curso (a)			35.330	40.041
Repactuação do Risco Hidrológico			12.653	14.788
Aportes da CDE – Decreto nº 7.945/2013 (b)			31.256	16.277
Adiantamento a Fornecedores			11	11
Desativações em Curso (c)			6.873	285
Previdência Privada dos Empregados			2.245	2.604
Dividendo/JSCP a Receber	18.681	24.119	4.624	7.402
Despesas Pagas Antecipadamente	48	38	3.959	6.795
Crédito com Empregados	85	65	7.834	10.636
Valores a receber da venda de terreno (d)	24.955		24.955	48.832
Outros Créditos	24	27	8.026	6.134
Total	43.793	24.249	137.766	153.805
Circulante	43.793	24.249	126.458	140.785
Não Circulante			11.308	13.020

- a)** Os serviços em curso são referentes aos Programas de Pesquisa e Desenvolvimento e Programa de Eficiência Energética os quais, após seus termos, são compensados com o respectivo passivo registrado para este fim, conforme legislação regulatória;
- b)** Refere-se à Diferença Mensal de Receita – DMR, no âmbito da aplicação da Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE às unidades consumidoras da subclasse residencial baixa renda; e à subvenção da CDE para custear descontos tarifários;
- c)** Refere-se ao valor das desativações dos bens anteriormente registrado em serviço na CEB DIS, 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). Em junho do exercício corrente, tal contrato foi repassado pela CEB Geração S.A. para a CEB como forma de pagamento dos dividendos referente ao exercício de 2018.

10. DEPÓSITOS E BLOQUEIOS JUDICIAIS

Estão classificadas neste grupo as penhoras judiciais efetuadas pelas instituições financeiras nas contas-correntes da Companhia Energética de Brasília – CEB e da controlada CEB DIS, 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	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Bloqueios Judiciais			3.803	3.803
Cauções	111	111	121	2.552
Depósitos Recursais (a)	5.893	150	24.702	11.145
Total	6.004	261	28.626	17.500
Circulante	111	111	121	2.552
Não Circulante	5.893	150	28.505	14.948

(a) Processos Judiciais relacionados à Ações Anulatórias de Autos de Infração da ANEEL, em que os depósitos foram realizados visando obtenção de medida liminar para impedir a cobrança dos débitos e inscrição da CEB Distribuição S.A. em cadastro de inadimplentes da ANEEL, Dívida Ativa da União e CADIN.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

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 DIS 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 DIS 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 1º de janeiro de 2018	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
Adições	548
Ajuste do Ativo Financeiro de Concessão a VNR	5.640
Saldos em 31 de dezembro de 2019	150.638

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	
	31/12/2019	31/12/2018
Principal – Banco <i>Credit Suisse</i> (a)	9.450	8.534
Principal – Banco Panamericano – CDB 006026GS		371
Títulos Mobiliários	1.436	1.450
Total	10.886	10.355
Não Circulante	10.886	10.355

(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.

13. ATIVO NÃO CIRCULANTE MANTIDO PARA VENDA

Imóveis	Localidade	Controladora		Consolidado	
		31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Terreno	SHS, Quadra Interna 13, Lote "G" - Lago Sul				124
Terreno	SGM/Norte, Lote G, Asa Norte- Brasília			18	18
Terreno	QI 10 Lote 38 Setor Industrial - Taguatinga			897	897
Edificação	Edificações da QI 10 Lotes 25 a 38, Setor Industrial - Taguatinga			672	672
Terreno	Área 1, Quadra 1, Praça 64/1 - Sobradinho	641	641	641	641
Total		641	641	2.228	2.352

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

14. INVESTIMENTOS

14.1. COMPOSIÇÃO DOS INVESTIMENTOS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Avaliados por Equivalência Patrimonial	906.307	726.955	356.377	334.158
Propriedade Para Investimento			274.400	274.420
Adiantamento Para Futuro Aumento de Capital	1.524	4.717	1.405	4.637
Outros	210	211	210	211
Total	908.041	731.883	632.392	613.426

14.2. INVESTIMENTOS AVALIADOS POR EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL

Investidas	Controladora					Valor Contábil	
	Capital Social Integralizado	Patrimônio Líquido	Participação no Capital Social (%)	Participação nas Ações Ordinárias (%)	Número de Ações Detidas Pela CEB	31/12/2019	31/12/2018
							Reapresentado
CEB Distribuição S.A.	883.998	587.873	100,00	100,00	883.997.830	587.873	414.801
CEB Lajeado S.A.	308.565	283.004	59,93	59,93	82.013.911	92.494	78.199
Corumbá Concessões S.A.	280.014	320.804	32,14	21,65	78.199.051 - ON 203.199.943 - PN	102.844	87.831
Energética Corumbá III S.A.	121.586	178.056	37,50	25,00	45.594.783	64.736	62.593
CEB Participações S.A.	21.270	39.194	100,00	100,00	21.270.415	32.789	31.592
CEB Geração S.A.	7.575	25.558	100,00	100,00	7.575.212	25.558	51.880
Companhia Brasileira de Gás S.A.	5.721	749	17,00	51,00	30.600	13	59
Total						906.307	726.955

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					Valor Contábil	
	Capital Social Integralizado	Patrimônio Líquido	Participação no Capital Social (%)	Participação nas Ações Ordinárias (%)	Número de Ações Detidas Pela CEB e Controladas	31/12/2019	31/12/2018
Corumbá Concessões S.A.	280.014	320.804	33,65	29,06	78.199.051 - ON 203.199.943 - PN	107.712	92.389
Investco S.A.	6.868	919.645	20,00	20,00	133.563.595	183.929	179.176
Energética Corumbá III S.A.	121.586	178.056	37,50	25,00	45.594.783	64.736	62.593
Total						356.377	334.158

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

14.2.1. Informações financeiras resumidas

Investidas	31/12/2019			31/12/2018		
	Ativos	Passivos	Receita Líquida	Ativos	Passivos	Receita Líquida
CEB Distribuição S.A.	2.966.303	2.378.430	2.585.578	3.041.731	2.716.578	2.651.663
Corumbá Concessões S.A.	649.209	628.933	186.122	645.946	519.360	184.305
CEB Lajeado S.A.	364.521	55.956	190.434	328.364	43.184	126.900
Energética Corumbá III S.A.	234.254	61.138	50.708	227.376	64.815	42.817
CEB Participações S.A.	42.913	3.719	25.195	38.662	3.196	16.209
CEB Geração S.A.	32.783	7.226	23.478	90.563	2.316	14.718
Companhia Brasileira de Gás S.A.	1.149	400	5.359	1.437	319	2.834

14.2.2. Resultado dos investimentos avaliados por equivalência patrimonial

Investidas	Controladora			
	31/12/2019		31/12/2018	
	Lucro Líquido / (Prejuízo) do Período	Resultado de Equivalência Patrimonial	Lucro Líquido / (Prejuízo) do Período	Resultado de Equivalência Patrimonial
CEB Distribuição S.A.	41.892	41.892	(33.678)	(33.678)
CEB Lajeado S.A.	68.612	38.370	47.150	26.370
Energética Corumbá III S.A.	19.761	7.592	13.901	5.212
CEB Geração S.A.	9.295	9.295	56.009	56.009
Corumbá Concessões S.A.	20.276	6.564	40.000	18.084
CEB Participações S.A.	15.601	15.601	14.621	14.621
Companhia Brasileira de Gás S.A.	(342)	(58)	(342)	(58)
Total	175.095	119.256	137.661	86.560

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 Brasileira de Gás S.A.	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2018	434.646	73.095	71.472	62.309	26.795	11.445	129	679.891
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	(5.810)	(8)						(5.818)
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	414.801	78.199	87.831	62.593	31.592	51.880	59	726.955
Resultado de Equivalência Patrimonial	41.892	38.370	6.564	7.592	15.601	9.295	(58)	119.256
Aporte/Adiantamento Para Futuro Aumento de Capital – AFAC	173.087		8.903				12	182.002
Equivalência Patrimonial Reflexa – PL de Controladas e Coligadas	(41.907)	(25)	544					(41.388)
Ajuste de Equivalência Patrimonial em Investidas			(108)		(51)			(159)
Dividendos/Juros Sobre Capital Próprio		(24.050)	(890)	(5.449)	(14.353)	(35.617)		(80.359)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	587.873	92.494	102.844	64.736	32.789	25.558	13	906.307

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Investidas	Consolidado			
	Investco S.A.	Corumbá Concessões S.A.	Energética Corumbá III S.A.	Total
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
Resultado de Equivalência Patrimonial	14.415	6.952	7.592	28.959
Aporte/Adiantamento Para Futuro Aumento de Capital – AFAC		8.903		8.903
Equivalência Patrimonial Reflexa – PL de Controladas e Coligadas		544		544
Ajuste de Equivalência Patrimonial em Investidas		(138)		(138)
Dividendos/Juros Sobre Capital Próprio	(9.662)	(938)	(5.449)	(16.049)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	183.929	107.712	64.736	356.377

14.3. PROPRIEDADE PARA INVESTIMENTO

Em 31 de dezembro de 2012 e 31 de dezembro de 2013, a controlada CEB DIS 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.

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. As propriedades registradas como investimento estão sendo mantidas para fins de valorização de capital.

Imóveis	Localidade	Consolidado			
		Valor Contábil		Valor Justo	Data da Avaliação
		31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	
Terreno	Setor Noroeste – Plano Piloto	274.400	274.400	369.000	Abr/19
Terreno	Setor Residencial de Indústria e Abastecimento (SRIA) QE 20, Lote M – Guará		20		
Total		274.400	274.420	369.000	

O terreno localizado no Setor Noroeste SIA Norte PR 155/1/DF integra o rol de garantias oferecidas na 1ª emissão de debêntures.

14.4. PARTICIPAÇÃO DOS ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da Companhia é de R\$ 216.689 (R\$ 205.457 – 2018), dos quais, R\$ 216.072 são atribuíveis aos acionistas não controladores da CEB Lajeado S.A. e R\$ 617 são atribuíveis aos acionistas não controladores da Companhia Brasileira de Gás.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

15. IMOBILIZADO

15.1. MOVIMENTAÇÃO

Eventos	Controladora						Total
	Imobilizado em Serviço					Imobilizado em Curso	
	Terrenos	Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	Máquinas e Equipamentos	Equipamentos de Informática	Móveis e Utensílios		
Custo do Imobilizado							
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
Adições			68		2		70
Saldo em 31 de dezembro de 2019	11.036	2.464	412	127	245		14.284
Depreciação Acumulada							
Saldo em 31 de dezembro de 2017		(542)	(168)		(222)		(932)
Depreciação		(99)	(28)	(4)	(14)		(145)
Baixas							
Saldo em 31 de dezembro de 2018		(642)	(196)	(4)	(236)		(1.078)
Depreciação		(99)	(31)	(26)	(3)		(159)
Baixas							
Saldo em 31 de dezembro de 2019		(741)	(227)	(30)	(239)		(1.237)
Imobilizado Líquido - 31/12/2018	11.036	1.822	148	123	7		13.136
Imobilizado Líquido - 31/12/2019	11.036	1.723	185	97	6		13.047
Taxas Anuais de Depreciação		2,0% a 4,0%	3,3% a 6,7%	20%	10%		

Eventos	Consolidado								Imobilizado em Curso	Total
	Imobilizado em Serviço									
	Terrenos	Reservatórios, Barragens e Adutoras	Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	Máquinas e Equipamentos	Veículos	Móveis e Utensílios	Outros			
Custo do Imobilizado										
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	
Adições	345	33	4	290	778	2		20.192	21.644	
Baixas			(442)	(345)					(787)	
Transferências		981			1.818			(11.621)	(8.822)	
Saldo em 31 de dezembro de 2019	14.469	15.316	21.600	45.814	26.579	9.444	234	52.933	186.389	
Depreciação Acumulada										
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	
Saldo em 31 de dezembro de 2018		(4.777)	(10.100)	(32.851)	(18.240)	(5.727)	(99)		(71.794)	
Depreciação		(309)	(560)	(923)	(2.330)	(422)	(26)		(4.570)	
Baixas			442	277					719	
Saldo em 31 de dezembro de 2019		(5.086)	(10.218)	(33.497)	(20.570)	(6.149)	(125)		(75.645)	
Imobilizado Líquido - 31/12/2018	14.124	9.525	11.938	13.018	5.743	3.715	135	44.362	102.560	
Imobilizado Líquido - 31/12/2019	14.469	10.230	11.382	12.317	6.009	3.295	109	52.933	110.744	

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

A taxa de depreciação aplicada nos ativos da Companhia comumente levam em consideração a estimativa razoável da vida útil dos ativos da concessão, definida pela ANEEL.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

16. INTANGÍVEL

Eventos	Controladora		
	Software (Em curso)	Direito de Uso de Software	Total
Custo do Intangível			
Saldo em 31 de dezembro de 2018	4.618	88	4.706
Saldo em 31 de dezembro de 2019	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)
Amortizações	(924)	(13)	(937)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	(1.584)	(88)	(1.672)
Intangível Líquido – 31/12/2018	3.958	13	3.971
Intangível Líquido – 31/12/2019	3.034		3.034

Eventos	Consolidado					Total
	Direito de Uso da Concessão		Outros Intangíveis			
	Em Serviço	Em Curso	Em Serviço	Em Curso	Direito de Exploração da Concessão	
Custo do Intangível						
Saldo em 31 de dezembro de 2017	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
Adições	11.678	40.180		1.876		53.734
Transferência		(15.191)				(15.191)
Baixas			(24)			(24)
Obrigações Especiais		(5.583)				(5.583)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	1.177.302	81.233	105.651	1.930	158.946	1.525.062
Amortização Acumulada						
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)
Amortizações	(42.051)		(11.161)		(5.887)	(59.099)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	(460.013)		(88.689)		(82.417)	(631.119)
Intangível Líquido – 31/12/2018	747.662	61.827	28.147	54	82.416	920.106
Intangível Líquido – 31/12/2019	717.289	81.233	16.962	1.930	76.529	893.943

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.

As Obrigações Especiais vinculadas à concessão são representadas pelos valores e/ou bens recebidos de consumidores, relativos a doações e participações em investimentos realizados em parceria com a concessionária.

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).

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

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 2019, 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 7,16%, 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 2019 e 2018 podem ser assim mostrados:

	31/12/2019	31/12/2018
Ágio	158.946	158.946
Amortização Acumulada	(82.417)	(76.529)
Saldo Líquido	76.529	82.417

17. FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Suprimento de Energia Elétrica			120.676	440.475
Materiais e Serviços	10.660	15.237	36.242	47.224
Encargos de Uso de Rede Elétrica			39.198	36.608
Fornecedores de Gás			338	541
Total	10.660	15.237	196.454	524.848
Circulante	10.660	15.237	196.454	488.018
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 de queda do saldo nessa rubrica em relação ao do exercício de 2018, é justificado, substancialmente, pela quitação dos parcelamentos ligados aos contratos de Itaipu Binacional e do Mercado de Curto Prazo, conforme nota abaixo.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

17.1. 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 10 de julho de 2019, a Distribuidora liquidou antecipadamente o saldo devedor da operação pelo valor de R\$ 70.819.

17.2. 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 de US\$ 31.948, que foram atualizados até a realização do contrato a uma taxa de 0,5%, durante os primeiros 15 dias e de 1%, a partir do 16º dia de cada mês, calculados pro rata die.

O valor total deveria ser 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 9 de julho de 2019, a Companhia liquidou o saldo devedor da operação por R\$ 79.113.

18. OBRIGAÇÕES TRIBUTÁRIAS

18.1. RESUMO DAS OBRIGAÇÕES TRIBUTÁRIAS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Imposto de Renda Pessoa Jurídica e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido	99.904	99.462	170.555	281.184
Outros Tributos	2.435	3.025	676.792	262.142
Total	102.339	102.487	847.347	543.326
Circulante	5.557	5.706	487.606	220.970
Não Circulante	96.782	96.781	359.741	322.356

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

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Imposto de Renda Pessoa Jurídica – IRPJ	73.683	73.610	126.447	208.864
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido – CSLL	26.221	25.852	44.108	72.320
Total	99.904	99.462	170.555	281.184
Circulante	3.122	2.681	32.917	65.699
Não Circulante	96.782	96.781	137.638	215.485

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:

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

	Controladora				Consolidado			
	IRPJ		CSLL		IRPJ		CSLL	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Resultado Antes dos Tributos Sobre o Lucro	122.154	87.227	122.154	87.227	283.665	82.005	283.665	82.005
Resultado das Empresas Tributadas Pelo Lucro Presumido					27.341	(98.146)	27.341	(98.146)
Total do Resultado Tributável	122.154	87.227	122.154	87.227	311.006	(16.141)	311.006	(16.141)
Equivalência Patrimonial	(119.074)	(80.144)	(119.074)	(80.144)	(133.489)	(87.728)	(133.489)	(87.728)
Adições/Exclusões Permanentes	2.797	15.114	2.797	15.114	101.886	37.816	101.886	37.816
Adições/Exclusões Temporárias	3.864	(12.113)	3.864	(12.113)	230.834	49.693	230.834	49.693
Base de Cálculo Antes da Compensação do Prejuízo Fiscal	9.741	10.084	9.741	10.084	510.237	(16.360)	510.237	(16.360)
(-) Compensação Prejuízo Fiscal		(3.025)		(3.025)	(115.957)	(7.407)	(115.957)	(7.407)
Base de Cálculo	9.741	7.059	9.741	7.059	394.280	(23.767)	394.280	(23.767)
Alíquota Aplicável	25%	25%	9%	9%	25%	25%	9%	9%
Imposto de Renda e Contribuição Social Corrente:								
IRPJ/CSLL – Controladora e Controladas	(1.649)	(1.741)	(602)	(635)	(90.826)	(18.429)	(32.751)	(6.694)
IRPJ – Lucro Presumido					(1.791)	(20.365)	(853)	(7.492)
Imposto de Renda e Contribuição Social Corrente	(1.649)	(1.741)	(602)	(635)	(92.617)	(38.794)	(33.604)	(14.186)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferido	(629)	(952)	(226)	(343)	56.567	33.371	20.374	12.014
Total do Imposto de Renda e Contribuição Social	(2.278)	(2.693)	(828)	(978)	(36.050)	(5.423)	(13.230)	(2.172)

18.1.1.1. CONCILIAÇÃO DO IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

Os montantes de IRPJ e de CSLL diferidos estão demonstrados no quadro seguinte:

	Empresa	Movimentação do exercício	IRPJ	CSLL
Alíquotas			25%	9%
Controle do Não Faturado e Custos a Faturar Líquido	Controladora	(2.514)	(629)	(226)
Valores a Receber de Parcela "A" - CVA	CEB Distribuição S.A.	236.697	59.150	21.303
Valor Novo de Reposição - VNR	CEB Distribuição S.A.	(5.640)	(1.410)	(508)
Estimativa Mensal - MCP	CEB Lajeado S.A.	(1.737)	(436)	(156)
Rendimentos Financeiros a Resgatar	CEB Geração S.A.	(425)	(108)	(38)
Total		226.381	56.567	20.374

(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 DIS, 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 DIS 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	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Imposto de Renda Pessoa Jurídica – IRPJ	71.163	71.162	101.198	158.432
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido – CSLL	25.619	25.619	36.440	57.053
Total	96.782	96.781	137.638	215.485
Não Circulante	96.782	96.781	137.638	215.485

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

18.1.2. Outros tributos

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Prestações de Serviços de Transportes Estaduais, Intermunicipais e de Comunicações – ICMS			63.081	61.525
Contribuição Social Para Financiamento da Seguridade Social – COFINS	1.370	1.342	7.163	76.269
Programa de Integração Social – PIS	283	292	1.512	15.509
Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza – ISS	47	151	545	633
Postergação do ICMS (b)			311.330	
Parcelamentos de Tributos (a)			293.067	108.152
Outros	735	1.240	94	54
Total	2.435	3.025	676.792	262.142
Circulante	2.435	3.025	454.689	155.271
Não Circulante			222.103	106.871

(a) Parcelamento de Tributos

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 será dividido em 60 parcelas a serem recolhidas a partir de setembro de 2018 com atualizações mensais por juros SELIC.

Em abril de 2019, a Companhia assinou um segundo contrato de parcelamento da dívida tributária, relativo ao ICMS sobre o faturamento dos meses de dezembro de 2018, janeiro e fevereiro de 2019, com valores principais resultantes em R\$ 60.220, R\$ 60.546 e R\$ 33.167 respectivamente. Para adesão ao parcelamento tributário foram exigidos multa de R\$ 13.735, juros de R\$ 2.626 e sinal de R\$ 8.515. O valor residual de R\$ 161.779 foi dividido em 60 parcelas a serem recolhidas a partir de junho de 2019 com atualizações mensais por juros SELIC.

Em 31 de dezembro de 2019 o saldo devedor destes parcelamentos é de R\$ 236.248.

PIS/COFINS

Em agosto de 2019, a Companhia celebrou 3 (três) contratos de parcelamentos de débitos junto à Receita Federal do Brasil (RFB), sob nº 10166-7318 (PIS/COFINS), 10166-732180 (PIS/COFINS) e 14033.720278 (PIS), cujo montante total foi de R\$ 59.058, divididos em 60 parcelas mensais de R\$ 984, acrescidas de juros de 1% e 100% da Selic mensal. O montante parcelado, refere-se à reavaliação dos créditos apurados pela CEB Distribuição S/A dos valores recolhidos a maior a título de PIS/PASEP no período de outubro de 1991 a março de 1996, que foi apurado em desacordo da decisão judicial transitada em julgado e compensados, equivocadamente, com tributos federais durante o ano de 2017.

Em 31 de dezembro de 2019 o saldo devedor destes parcelamentos é de R\$ 54.137.

(b) Postergação ICMS

Em 2019, o Governo do Distrito Federal publicou Decretos, mensalmente, de forma a prorrogar a parcela dos ICMS apurado mensalmente conforme demonstrado a seguir:

	ICMS Apurado	ICMS Pago	ICMS Diferido	Novo vencimento
mar/19	60.840	22.840	38.000	09/01/2020
abr/19	61.086	30.000	31.086	10/02/2020
mai/19	64.828	30.000	34.828	09/03/2020
jun/19	62.004	30.000	32.004	10/04/2020
jul/19	56.147	30.000	26.147	11/05/2020
ago/19	61.949	30.000	31.949	10/06/2020
set/19	67.924	30.000	37.924	10/07/2020
out/19	68.235	30.000	38.235	10/07/2020
nov/19	71.158	30.000	41.157	10/07/2020
Total	574.171	262.840	311.330	

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Essa medida de flexibilização tem sido utilizada pela Administração para mitigar o desequilíbrio financeiro da CEB DIS, que vem implantando alternativas para a sustentabilidade econômico-financeira prevista em seu Estatuto Social, bem como no Contrato de Concessão nº 066/1999 – ANEEL e Resolução Normativa nº 787/2017-ANEEL.

A CEB DIS está adimplente nas parcelas com vencimentos postergados em janeiro, fevereiro e março de 2020.

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 DIS, 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 2019, o montante a repassar ao GDF era de R\$ 44.541 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
Faturamento	211.936			211.936
Arrecadação	(212.229)	212.229		
Atualização			894	894
Transferência			(2.713)	(2.713)
Repasse		(226.205)	(42.293)	(268.498)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	23.524	18.374		41.898
Circulante	23.524	18.374		41.898

20. ENCARGOS REGULATÓRIOS

	Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018
Pesquisa & Desenvolvimento e Eficiência Energética (a)	137.692	139.653
Encargos do Consumidor a Recolher (b)	14.435	50.574
Total	152.127	190.227
Circulante	81.882	90.107
Não Circulante	70.245	100.120

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

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

A controlada CEB DIS, 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:

- No caso do P&D os lançamentos relacionados à execução dos projetos em curso, ativo circulante e não circulante, respectivamente.
- 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 2020 a 2024 prevê metas para a destinação de recursos para tal fim.

	Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018
Programa de Eficiência Energética – PEE	77.971	88.114
Pesquisa e Desenvolvimento – P & D	57.962	49.723
Fundo Nacional Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT	1.214	1.397
Ministério de Minas e Energia – MME	545	419
Total	137.692	139.653

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

(b) Encargos do consumidor a recolher

	Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE		29.083
Bandeira Tarifária	13.165	2.547
Taxa Fiscalização do Serviço Energia Elétrica	414	53
Demais Encargos Setoriais	856	18.891
Total	14.435	50.574

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
3ª Emissão – Série Única	200.000	CDI + 4,0%	Parcelas mensais a partir de setembro de 2021.	Recebíveis

Em 15 de maio de 2019, a Companhia liquidou a última parcela referente a Segunda Emissão de Debêntures, realizando, assim, a amortização total do saldo de Emissão, captada a época por R\$ 71.000, ao custo anual de 100% do CDI, acrescidos de *spread* de 6,8% a.a..

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 DIS. 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. 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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

21.3. COMPOSIÇÃO E VENCIMENTOS

	2019			2018		
	Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total
Saldo Principal	27.075	188.889	215.964	247.767	15.806	263.573
Encargos	635		635	443		443
Custos da Emissão	(896)	(1.893)	(2.789)	(432)	(787)	(1.219)
Saldo Total	26.814	186.996	213.810	247.778	15.019	262.797

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

	2020	2021	2022	2023+	Total
CDI + 6,8%	26.815	66.667	66.667	53.662	213.811

21.4. GARANTIAS

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.

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

21.5. 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.

Em março de 2019, a CEB DIS recebeu correspondência da Oliveira Trust, Agente Fiduciário da 3ª emissão de debêntures, notificando a CEB DIS por descumprimento das obrigações não pecuniárias, e solicitando o vencimento antecipado da operação.

No entanto, no segundo trimestre de 2019, foi realizada Assembleia Geral de Debenturistas (AGD) para deliberar sobre a notificação do Agente Fiduciário, onde foi negociado um waiver mediante pagamento de um fee de 1,00% sobre o saldo devedor das debêntures, ou seja, um montante de R\$ 2.000, o que evitou a decretação do vencimento antecipado da operação. Ainda ficou acordado entre as partes a renegociação dos índices de cobertura do serviço da dívida (ICSD), conforme demonstrado a seguir:

	Parâmetros	31/12/2019
Dívida Líquida/EBTIDA	≤ 4,5	0,00
Índice de Cobertura de Serviço de Dívida (ICSD)	≥ 1,18 (4º trim/19)	5,4920

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

21.6. MOVIMENTAÇÃO DAS DEBÊNTURES

	Consolidado
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
Encargos Incorridos	23.120
Custo de Transação	2.490
Encargos Pagos	(27.468)
Amortização Principal	(47.129)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	213.810
Circulante	26.814
Não Circulante	186.996

22. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	Controladora	Consolidado		Encargos
	31/12/2019	31/12/2019	31/12/2018	
Eletrobrás		200	327	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	4,5% a.a. + TLP
Banco do Brasil S.A (FCO I a IV)		6.695	13.529	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)		17.271	43.626	140% do CDI CETIP (durante o período de utilização).
Caixa Econômica Federal/BNDES (a)		22.419	25.965	4,5% a.a + TLP
Caixa Econômica Federal/BNDES (a)		3.870	9.094	4,5% a.a + UMBNDES
Caixa Econômica Federal/BNDES (a)		5.852	11.192	6% a.a
Banco BCV			991	6,5% a.a + CDI CETIP
Banco FIBRA (b)		49.443	61.514	4,5% a.a. + CDI
Banco SOFISA		10.072	16.760	4,5% a.a. + CDI
Banco Daycoval (c)		40.722	59.748	4,0 a.a. + CDI
Banco ABC		12.242	20.488	CDI + 5,03% a.a.
Banco Original		5.042	13.682	CDI + 5,04% a.a.
Banco de Brasília (d)	21.633	21.633		CDI + 2,35% a.a.
Banco de Brasília (e)	24.000	24.000		CDI + 4,0% a.a.
Banco CCB (e)	70.000	70.000		CDI + 3,9% a.a.
Custo de Transação		(1.096)	(3.670)	
Total	115.633	288.365	274.263	
Circulante	21.633	120.833	86.069	
Não Circulante	94.000	167.532	188.194	

(a) Financiamento junto à Caixa Econômica Federal, por meio de repasses de recursos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, 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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

(d) Em 30 de junho de 2019, a Companhia Energética de Brasília realizou captações financeiras junto ao Banco de Brasília – BRB, nos valores de R\$ 7.600 e R\$ 24.600 a serem amortizadas em 15 prestações, por um custo de CDI + 2,35% a.a. e 1% de tarifa de estruturação. As fontes de recursos para a quitação dessa captação serão obtidas pelos recebíveis da sub-rogação do contrato dos direitos creditórios cedidos pela CEB Geração S.A. como forma de quitação dos dividendos referente ao exercício de 2018.

Para a realização dessa captação, a Companhia concedeu como garantias a cessão fiduciária de receita relativa ao contrato de prestação de serviço de iluminação pública e a cessão de direitos creditórios.

(e) Em 27 de dezembro de 2019, a Companhia Energética de Brasília realizou captações financeiras junto ao Banco de Brasília – BRB e China Construction Bank - CCB, nos valores de R\$ 24.000 e R\$ 70.000, respectivamente.

Os prazos serão de 18 meses de carência e 42 meses de amortização e com remuneração de 100% CDI + 4,00% e 0,5% de tarifa de estruturação e de CDI + 3,9% a.a. e 0,6% de tarifa de estruturação para o BRB e CCB, respectivamente.

As fontes de recursos para a quitação dessa captação serão obtidas pelos dividendos das Geradoras do Grupo.

As garantias da operação pactuadas até o momento são: a) Penhor das ações das empresas CEB Lajeado, CEB Geração, CEB Participações, e Energética Corumbá III; b) Cessão do fluxo de dividendos da CEB; e c) Cessão fiduciária de recebíveis da CEB Distribuição S.A. no valor aproximado de R\$ 16 milhões.

22.1. PERSPECTIVAS DE AMORTIZAÇÕES

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

Consolidado	2020	2021	2022	2023 em diante	Total
ELETROBRÁS	141	43	16		200
Banco do Brasil S.A.(FCO II a IV)	3.866	2.829			6.695
Caixa Econômica Federal	17.271				17.271
Caixa Econômica Federal/BNDES	3.836	5.152	4.678	8.753	22.419
Caixa Econômica Federal/BNDES	3.870				3.870
Caixa Econômica Federal/BNDES	5.852				5.852
ABC	7.639	4.603			12.242
ORIGINAL	5.042				5.042
FIBRA	27.499	21.944			49.443
SOFISA	6.111	3.961			10.072
DAYCOVAL	18.685	22.037			40.722
Banco de Brasília	21.633				21.633
Banco de Brasília		3.429	6.857	13.714	24.000
Banco CCB		8.333	20.000	41.667	70.000
Total	121.445	72.331	31.551	64.134	289.461
Custo de Transação					(1.096)
Total Líquido					288.365

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

22.2. MOVIMENTAÇÃO DOS EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	Empréstimos e Financiamentos Líquidos	
	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2017		380.342
Captação de empréstimos		115.001
Variação Monetária		553
Encargos Incorridos no Período		30.971
Custo de Transação		941
Encargos Financeiros Pagos		(34.867)
Amortizações de Principal		(218.678)
Saldo em 31 de dezembro de 2018		274.263
Captação de empréstimos	126.200	126.200
Encargos Incorridos no Exercício	571	19.406
Custo de Transação		2.574
Encargos Financeiros Pagos	(511)	(21.919)
Amortizações de Principal	(10.627)	(112.159)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	115.633	288.365

22.3. 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
Banco de Brasília	Cessão Fiduciária de Contrato de Cessão de Direitos / Cessão Fiduciária de Receita
Banco de Brasília	Penhor das ações das empresas Geradoras / Fluxo de dividendos da CEB / Cessão Fiduciária de Receita
China Construction Bank	Penhor das ações das empresas Geradoras / Fluxo de dividendos da CEB / Cessão Fiduciária de Receita

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	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Governo do Distrito Federal	20.670	583	20.670	583
Eletrobrás			5.619	5.620
Partes Beneficiárias (Eletrobrás)			7.625	5.239
Outros Acionistas	13.148	5.302	13.148	5.302
Total	33.818	5.885	47.062	16.744
Circulante	33.818	5.885	47.062	16.744

A Companhia recebeu Mandado de Penhora determinando o bloqueio da quantia de R\$ 5.817 (cinco milhões, oitocentos e dezessete mil, trezentos e vinte e dois reais e vinte centavos), que estaria destinada ao pagamento dos dividendos aos acionistas referente ao exercício de 2018.

24. OBRIGAÇÕES SOCIAIS E TRABALHISTAS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Provisão de Férias	294	201	12.304	12.317
Encargos Sobre Provisões			4.416	4.475
Abono Assiduidade			3.035	3.451
Participação nos Lucros (a)			1.621	4.064
Outros	3		2.057	1.676
Total	297	201	23.433	25.983
Circulante	297	201	23.433	25.983

(a) A provisão para a Participação nos Lucros e Resultados - PLR foi apurada com base no Acordo Coletivo de Trabalho - ACT (2019/2020) 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 DIS
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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

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. Desde 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 visavam 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 2019; 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:

- Para os participantes:
 - suplementação de aposentadoria por invalidez;
 - suplementação de aposentadoria por idade;
 - suplementação de aposentadoria por tempo de contribuição;
 - suplementação de aposentadoria especial;
 - suplementação de auxílio-doença;
 - abono anual; e
 - 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 entidade possui atualmente dois planos de amortização de déficit atuarial em execução e os valores presentes das contribuições extraordinárias futuras de participantes ativos e de assistidos foram deduzidos da obrigação atuarial.

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 2019 e dados sobre a composição do valor justo dos ativos do plano de benefício posicionado em dezembro de 2019.

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. As tabelas de mortalidades gerais 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 dezembro de 2018 foi alterada a premissa de taxa de desconto utilizada no cálculo da obrigação atuarial, que foi modificada de 4,91% a.a. para 2,67% a.a., compatibilizando-a com os rendimentos proporcionados por títulos públicos de mercado (NTN-B com vencimento em 15 de agosto de 2026, conforme pesquisa realizada no site do Tesouro Direto em 31 de dezembro de 2019).

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

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

	31/12/2019	31/12/2018 Reapresentado
Previdenciário		
Contribuições Para o Plano e Outras Obrigações		2.814
Provisão Atuarial Previdenciária	100.581	57.007
Total	100.581	59.821
Circulante	2.568	2.814
Não Circulante	98.013	57.007

25.8. PLANOS PREVIDENCIÁRIO E ASSISTENCIAL

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

	Plano Previdenciário	
	31/12/2019	31/12/2018
Valor Presente das Obrigações Atuariais		
Valor Presente da Obrigação Atuarial no Início do Exercício	(1.673.823)	(1.571.007)
Custo do Serviço Corrente	(12.929)	(10.602)
Custo de Juros	(150.811)	(149.089)
Ganhos/(Perda) Atuariais	(427.932)	(44.578)
Benefícios Pagos Pelo Plano	113.397	101.453
Reversão da Obrigação Atuarial		
Valor Presente da Obrigação Atuarial no Final do Período	(2.152.098)	(1.673.822)

Análise da obrigação atuarial dos planos:

	Plano Previdenciário	
	31/12/2019	31/12/2018 Reapresentado
Valor Presente da Obrigação Atuarial	2.152.098	1.673.823
Valor Justo dos Ativos do Plano	(1.765.989)	(1.466.683)
Valor Presente da Obrigação Coberta	1.765.989	1.466.683
Valor Presente da Obrigação Sem Cobertura	386.110	207.140
<i>Parcela (%) da Obrigação Atuarial de Responsabilidade da Empresa</i>	26,05%	27,52%
Valor Presente da Obrigação Sem Cobertura de Responsabilidade da Companhia	100.582	57.007
<i>Status dos Planos</i>	Parcialmente Fundado	Parcialmente Fundado

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

	Plano Previdenciário	
	31/12/2019	31/12/2018
Valor Justo dos Ativos dos Planos		
Valor Justo dos Ativos do Plano no Início do Exercício	1.466.683	1.404.580
Rendimento Esperado dos Ativos do Plano	132.148	133.295
Contribuições Recebidas Pelo Fundo – Patrocinador	6.158	5.868
Contribuições Recebidas Pelo Fundo – Participantes	4.720	5.344
Benefícios Pagos Pelo Fundo	(113.397)	(101.453)
Ganhos/(Perda) Atuariais	269.677	19.049
Valor Justo dos Ativos dos Planos no Final do Período	1.765.989	1.466.683

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Conciliação dos valores reconhecidos no balanço:

Valores Reconhecidos no Balanço Patrimonial	Plano Previdenciário	
	31/12/2019	31/12/2018 Reapresentado
Valor Presente da Obrigação Atuarial	386.110	207.140
Passivo/(Ativo) Líquido Reconhecido no Final do Período (Saldo da Dívida com a FACEB)	414.455	140.026
Movimentação do Passivo (Ativo) Líquido Reconhecido no Balanço		
Passivo (Ativo) Reconhecido no Início do Exercício	207.140	166.427
Contribuições Aportadas no Plano	(6.158)	(5.867)
Amortização de (Ganhos)/Perdas Atuariais	158.226	25.529
Despesas do Exercício	26.872	21.052
Aplicação da restrição do passivo (parcela de responsabilidade dos empregados)	(285.528)	(150.133)
Passivo/(Ativo) Reconhecido no Final do Período	100.582	57.007

25.8.1. Plano previdenciário

O Plano Complementar de Benefícios Previdenciais apresentou um valor presente de obrigação atuarial de R\$ 2.152.098, que ao ser confrontado com o valor justo dos ativos do plano de R\$ 1.765.989 resultou em um déficit de R\$ 386.110, constituindo-se, portanto, em um passivo líquido atuarial.

De acordo com a legislação em vigor e conforme decisão da empresa, a partir de dezembro de 2019 a obrigação será reconhecida de forma proporcional às contribuições normais para o plano de benefícios, nos termos estabelecidos na legislação do regime de previdência complementar brasileiro.

A proporção de contribuições normais aportada pela CEB em 2019 foi de 26,05%, cabendo-lhe, portanto, idêntico percentual de responsabilidade sobre o passivo líquido, resultando em um passivo líquido de R\$ 100.582.

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 2019. Do ativo total informado pela FACEB (R\$ 1.787.367) foram deduzidos os valores registrados no balancete nas rubricas do exigível operacional (R\$ 8.446), exigível contingencial (R\$ 1.512) e fundos (R\$ 11.419), resultando no valor justo de R\$ 1.765.989, 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 2019, um déficit atuarial. A variação no resultado atuarial, quando comparado com a situação em 31 de dezembro de 2018 se deve, principalmente, à alteração da hipótese de taxa de juros atuarial, que provocou uma elevação da obrigação atuarial em R\$ 508.051, que representa 23,61% da referida obrigação atuarial em 31 de dezembro de 2019. Adicionalmente, observou-se uma elevação no valor justo dos ativos de R\$ 299.306 (20,41%), que contribuiu para a redução do déficit atuarial.

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

	31/12/2019	31/12/2018 Reapresentado
Valor Presente da Obrigação Atuarial	2.152.098	1.673.823
Valor Justo dos Ativos do Plano	(1.765.989)	(1.466.683)
Aplicação da restrição do passivo (parcela de responsabilidade dos empregados)	(285.527)	(150.133)
Resultado	100.582	57.007

O quadro a seguir contém a despesa do plano de responsabilidade da patrocinadora, estimada para o exercício de 2020, 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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

	2020
Custo do Serviço Corrente	11.718
Custo dos Juros	111.116
Rendimento Esperado dos Ativos do Plano	(105.128)
Contribuições dos Participantes	(5.030)
Total da Despesa Estimada	12.676

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 2019, as provisões matemáticas totais são iguais a R\$ 68.209, 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\$ 4.983) e em Benefícios a Conceder (R\$ 63.226). Existem ainda fundos previdenciais no montante de R\$ 2.118 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	31/12/2019	31/12/2018
Ativos		
Quantidade	296	345
Idade Média	51,81	51,35
Tempo Médio de Serviço (anos)	27,29	26,49
Tempo Médio Esperado de Serviço Futuro (anos)	4,29	5,09
Valor do Salário Médio (R\$)	13.455,95	13.001,56
Aposentados		
Quantidade	1.163	1.152
Idade Média	68,21	67,72
Benefício Médio (R\$)	7.120,95	6.854,77
Pensionistas		
Quantidade	372	364
Idade Média	67,49	66,59
Benefício Médio (R\$)	2.088,24	2.007,33

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:

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Composição dos Ativos	Plano Complementar	
	31/12/2019	31/12/2018
Disponível	0,00%	0,01%
Renda Fixa	95,33%	95,09%
Renda Variável	1,03%	0,73%
Investimentos Estruturados	0,79%	0,81%
Investimentos Imobiliários	1,00%	1,14%
Empréstimos com Participantes	1,86%	2,23%
Outras Exigibilidades e Depósitos Judiciais	0,00%	-0,01%
Total Percentual dos Ativos do Plano	100,00%	100,00%

25.8.5. Premissas atuariais

Premissas Atuariais Adotadas	Plano Complementar	
	31/12/2019	31/12/2018
Financeira		
Taxa de Juros Anual Para Cálculo do Valor Presente da Obrigação	2,67%	4,91%
Expectativa de Retorno do Valor Justo dos Ativos do Plano	6,26%	9,01%
Taxa Anual de Inflação	3,50%	3,91%
Taxa Nominal de Crescimento Anual dos Salários	3,50%	3,91%
Taxa Nominal de Crescimento dos Benefícios do Plano	3,50%	3,91%
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.	
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 nº 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 (12,33 anos) e da remuneração de títulos federais (NTN-B) com vencimento próxima da *duration* do passivo (NTN-B de 15 de agosto de 2026, indexada ao IPCA, conforme pesquisa de 31 de dezembro de 2019).

Usou-se a taxa de inflação futura de 3,50% que representa a média das taxas de inflação (INPC) projetadas pelo BACEN para 2020 a 2024.

A expectativa, em 31 de dezembro de 2018, de retorno nominal de valor justo dos ativos do plano e do custo dos juros foi obtida pelo produto da taxa esperada da inflação (3,91% a.a.) pela taxa real de juros (4,91 a.a.), resultando em uma taxa de 9,01% a.a.. Essa taxa é usada para cálculo das perdas e ganhos atuarias do exercício de 2019.

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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Os resultados desta avaliação atuarial demonstraram que o Plano Complementar de Benefícios Previdenciais apresentou um passivo líquido atuarial de R\$ 386.110, sendo de responsabilidade da empresa o montante de R\$100.582, que corresponde a 26,05% do passivo líquido total.

O plano que gera passivo com benefícios pós-emprego é o Plano Complementar de Benefícios Previdenciais, uma vez plano CEBPREV é um plano de contribuição definida e os planos CEB-ASSISTENCIAL e CEBSAÚDE não têm responsabilidade das patrocinadoras sobre benefícios mantidos para os aposentados e pensionistas.

25.8.6. Equacionamentos

De acordo com os estudos atuariais preparados pela FACEB, referente ao exercício de 2016 e 2017 respaldados por Pareceres Atuariais da MERCER GAMA, o deficit mínimo a equacionar pela patrocinadora, participantes e assistidos foi de R\$ 33,2 milhões, R\$ 25,6 milhões, respectivamente.

O referido resultado motivou a realização dos contratos de Equacionamentos de Déficits de 2016 e 2017, conforme demonstrado a seguir:

Período	Valor Patrocinadora	Prazo de amortização	Início do pagamento	Juros(%)	Correção monetária	Sistema de amortização
2016	11.423	216,9 meses	fev/18	5,7	INPC/IBGE	Price
2017	8.194	209 meses	fev/19	5,7	INPC/IBGE	Price

Tais passivos estão sendo rigorosamente amortizados nos prazos contratuais.

Em 31 de dezembro de 2019 o saldo devedor dos equacionamentos de 2016 e 2017 são, respectivamente R\$ 11.423 e R\$ 8.194.

25.8.7. Estratégias Previdenciais

As Estratégias Previdenciais, referente aos planos administrados pela FACEB, consistem na apresentação de propostas de alterações para os regulamentos do Plano Complementar de Benefícios Previdenciais da FACEB – Plano BD e do Plano de Benefícios CEBPREV, envolvendo operação de migração voluntária e proposta de criação do plano de benefícios, estruturado na modalidade de Benefício Definido, saldado e fechado à novas adesões, onde somente admitirá o ingresso por meio de migrações, denominado Plano FACEB-Saldado.

As referidas Estratégias foram apreciadas e aprovadas pelos órgãos estatutários da FACEB, bem como pela CEB DIS e pelo Governo do Distrito Federal. O dossiê da referida estratégia foi protocolado em dezembro/2018 na PREVIC, a qual, em março/2019, encaminhou à Fundação o Parecer nº 123/2019/CTR/CGTR/DILIC, contendo exigências a serem observadas pela Fundação.

Por fim, restando cumprida as exigências expedidas pelo Órgão Regulador, em 17 de março de 2020, a Diretoria de Licenciamento da Superintendência Nacional de Previdência Complementar emitiu a Portaria nº 196, de 13 de março de 2020, resolvendo:

- Autorizar as alterações propostas ao regulamento do Plano Complementar de Benefícios Previdenciais da FACEB, CNPB nº 1993.0004-29, administrado pela Fundação de Previdência dos Empregados da CEB – FACEB;
- Autorizar as alterações propostas ao regulamento do Plano de Benefícios CEBPREV, CNPB nº 2006.0068-11, administrado pela Fundação de Previdência dos Empregados da CEB – FACEB;
- Autorizar a aplicação do regulamento do Plano Complementar de Benefícios Previdenciais - FACEB-SALDADO, a ser administrado pela Fundação de Previdência dos Empregados da CEB – FACEB;
- Inscrever no Cadastro Nacional de Planos de Benefícios - CNPB o Plano Complementar de Benefícios Previdenciais - FACEB-SALDADO, sob o nº 2020.0006-11;

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

- Autorizar o convênio de adesão celebrado entre a Companhia Energética de Brasília - CEB, CNPJ nº 00.070.698/0001-11, e a CEB Distribuição S.A., CNPJ nº 07.522.669/0001-92, na condição de patrocinadoras do Plano Complementar de Benefícios Previdenciais - FACEB-SALDADO, CNPB nº 2020.0006-11, e a Fundação de Previdência dos Empregados da CEB - FACEB;
- Autorizar o termo de adesão celebrado pela FACEB - Fundação de Previdência dos Empregados da CEB, CNPJ nº 00.469.585/0001-93, na condição de patrocinadora do Plano Complementar de Benefícios Previdenciais - FACEB-SALDADO, CNPB nº 2020.0006-11.

Ante o exposto, a Fundação, em consonância com a legislação em vigor, terá o prazo de até 180 dias, contada da data de publicação da referida Portaria, para a conclusão do processo previsto nas citadas Estratégias Previdências.

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	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Regulatórias			37.705	34.168
Trabalhistas			17.530	11.936
Fiscais		1	276	1
Cíveis	100		15.936	4.667
Total	100	1	71.447	50.772
Circulante	100		10.309	6.478
Não Circulante		1	61.138	44.294

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

	Controladora		
	Cível	Fiscais	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2017	95	1	96
Reversão de Provisão	(95)		(95)
Saldo em 31 de dezembro de 2018		1	1
Constituição de Provisão	100		100
Reversão de Provisão		(1)	(1)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	100		100

	Consolidado				
	Trabalhista	Cíveis	Fiscais	Regulatórias	Total
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
Constituições de Provisão	7.101	12.803	276	1.597	21.777
Baixa/Reversão de Provisão	(1.969)	(1.839)	(1)		(3.809)
Atualização Monetária	462	305		1.940	2.707
Saldo em 31 de dezembro de 2019	17.530	15.936	276	37.705	71.447

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

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 DIS 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 DIS, 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.

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	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Fiscais	126.749	124.593	140.244	124.593
Cíveis			2.601	2.373
Trabalhistas			1.126	1.227
Total	126.749	124.593	143.971	128.193

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 2019, estão reproduzidos no quadro seguinte:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Fiscais	200	200	200	200
Cíveis	150	1.931	25.472	25.811
Total	350	2.131	25.672	26.011

27. DEMAIS OBRIGAÇÕES

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Parcelamento de Multa ANEEL			4.127	10.909
Consumidores (a)	192	192	80.968	17.750
Consignações a Favor de Terceiros			7.913	9.228
Arrendamento			3.315	2.536
Retenção de Quotas – RGR			724	724
Cauções e Garantia	66	72	962	537
Obrigações Com Empresas Ligadas	64	63	137	266
Outras Obrigações	850	87	3.600	2.574
Total	1.172	414	101.756	44.524
Circulante	1.172	414	30.124	38.655
Não Circulante			71.632	5.869

(a) PIS/COFINS derivada da exclusão do ICMS das respectivas bases de cálculos

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 DIS 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. Em janeiro de 2019, com fulcro na Nota Técnica Conjunta - 001/2019 – SCT/SRG, a CEB DIS, 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.

Em 2017, o Plenário do STF decidiu, por maioria, que o ICMS não deve compor a base de cálculo do PIS/COFINS. A Fazenda interpôs embargos de Declaração com efeitos modificativos para modular os efeitos decisão nos seguintes aspectos: que somente o ICMS efetivamente pago, e não o faturado, seja excluído da base de cálculo; e que não haja efeito retroativo da decisão, situação em que a decisão teria seus efeitos válidos tão somente do trânsito em julgado.

A Aneel, no dia 17 de março de 2020, abriu discussão para tomada de subsídios sobre o tratamento regulatório a ser dado a decisões judiciais sobre a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS nas contas de energia do consumidor. Após essa fase, a Agência Reguladora abrirá consulta pública com a proposta de regulamento a respeito.

28. OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO

	Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018
Uso do Bem Público		150
Participação Financeira do Consumidor – Valores Não Aplicados (a)	1.103	3.250
Total	1.103	3.400
Não Circulante	1.103	3.400

(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 – 2018). 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	31/12/2019	31/12/2018 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	783.986	734.451
Quantidade de Ações	14.416.383	14.416.383
Valor Patrimonial por Ação – Em (R\$)	54,38	50,95

29.2. AJUSTE DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL

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

	31/12/2019	31/12/2018 Reapresentado
Custo Atribuído do Ativo Imobilizado (Nota 29.2.1)	187.869	187.869
Ganho na Variação de Percentual – Corumbá Concessões S.A.	20.421	18.887
Perda Atuarial – Plano de Previdência	(98.904)	(57.007)
Total	109.386	149.749

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.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

O efeito decorrente da adoção do custo atribuído em 31 de dezembro de 2019 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 2019	286.087
Efeito Fiscal (IRPJ/CSLL – 34%)	(96.781)
Saldo em 31 de dezembro de 2018 – Líquido do Efeito Fiscal	187.869
Saldo em 31 de dezembro de 2019 – 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 2019 no montante de R\$ 119.045 (R\$ 89.972 em 2018).

29.4.1. Demonstrativo da Destinação do Resultado de 2019

Distribuição do Lucro do Exercício	2019
Lucro do Exercício	119.045
Prejuízos Acumulados a Compensar (a)	(1.147)
Lucro do Exercício após Compensação de Prejuízo	117.898
Constituição da Reserva Legal - (5%)	(5.895)
Lucro Líquido Ajustado (art. 202 da Lei 6.404/1976)	112.003
Dividendo Mínimo Obrigatório - (25%)	28.001
Reserva para Expansão dos Negócios Sociais	84.002

(a) A Corumbá Concessões, durante o exercício de 2019, foi efetuando ajustes em cada uma das suas demonstrações financeiras trimestrais e rerepresentando os números comparativos ao exercício corrente. A CEB, com a finalidade de ajustar a equivalência patrimonial, efetuou os lançamentos contábeis sobre os efeitos dos ajustes de exercícios anteriores, contra a conta de prejuízos acumulados.

30. DESDOBRAMENTO DAS CONTAS DO RESULTADO

30.1. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Fornecimento de Energia Elétrica			3.964.515	3.622.738
Energia de Curto Prazo			386.950	195.879
Recursos de Parcela A e Outros Itens Financeiros			(230.218)	(94.548)
Receita de Construção			39.330	83.846
Aporte de Recursos da CDE			49.828	90.542
Receita de Prestação de Serviços	67.939	82.124	69.769	83.937
Suprimento de Energia			22.598	35.632
Disponibilidade do Sistema de Distribuição			51.477	28.667
Arrendamento e Aluguéis			33.273	31.900
Receita de Venda de Gás			6.932	5.242
Outras Receitas			9.877	2.377
Receita Operacional Bruta	67.939	82.124	4.404.331	4.086.212
Impostos	(1.359)	(1.643)	(794.802)	(724.413)
Contribuições	(6.284)	(7.596)	(404.509)	(313.333)
Encargos do Consumidor	(26)		(455.282)	(458.256)
Deduções da Receita Operacional Bruta	(7.669)	(9.239)	(1.654.593)	(1.496.002)
Receita Operacional Líquida	60.270	72.885	2.749.738	2.590.210

Os principais efeitos que influenciaram as variações nas contas de resultado foram:

a) Reajuste Tarifário Anual – RTA 2019

A Aneel por meio da Resolução Homologatória 2.625 de 15 de outubro de 2019 homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual aplicado pela Companhia a partir de 22 de outubro de 2019.

Durante o processo de reajuste das tarifas, os custos regulatórios não gerenciáveis (Parcela A: energia, transporte e encargos) e os demais componentes financeiros são atualizados com base na variação de preços realizada nos últimos doze meses anteriores e a projeção para os doze meses subsequentes, nesse último caso a Conta de Compensação de Variação da Parcela A – CVA e Itens Financeiros. Na Parcela B, conhecido como custos gerenciáveis tem os valores recompostos pelo IPCA mais o Fator X que é composto pelos índices de produtividade, trajetória de adequação dos custos operacionais e incentivo a qualidade.

As tarifas praticadas tiveram efeito médio a ser percebido pelos consumidores de -6,79%, sendo -6,91% para as unidades consumidoras atendidas em baixa tensão e -6,52% para aquelas unidades atendidas em alta tensão.

No referido processo tarifário, os itens de efeito relevante foram os encargos setoriais, especificamente a conta CDE, com impacto médio de -7,17%. Destaca-se a revisão do orçamento da CDE –USO que contribuiu com apenas 0,77%. A retirada dos custos da CONTA ACR das tarifas de fornecimento contribuiu com efeito de -5,92% de variação no reajuste em vigor. Esse efeito foi devido a quitação antecipada dos empréstimos pela atuação conjunta da Agente Reguladora, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, e do MME perante os bancos credores.

Desse índice de reajuste tarifário, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em -4,96% enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por 0,65%.

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.

Do total dos Componentes Financeiros externos ao reajuste econômico, cuja variação foi de 9,40%, destaca-se a CVA Energia com maior impacto, 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.

b) 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.

c) 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 21ª 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.

d) 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.

Como resultado, por meio da Resolução Homologatória nº 2.392, a sistemática de definição das faixas de acionamento das bandeiras teve como base o realinhamento da regra em que passou a considerar o déficit de geração hidrológica – GSF (relação entre geração hidráulica total e a garantia física) e o preço da energia elétrica de curto prazo - PLD.

Dessa forma, os valores dos patamares foram definidos em bandeira amarela R\$ 1,00 a cada 100 KWh; a bandeira vermelha patamar 1 R\$ 3,00 para cada 100 KWh e bandeira vermelha patamar 2 R\$ 5,00 a cada 100 KWh consumidos.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Em 27 de fevereiro de 2019, foi instaurada Audiência Pública 08/2019 com a finalidade de aprimorar e revisar as faixas de acionamento das bandeiras tarifárias. Em 21 de maio de 2019, a Aneel aprovou a Resolução Homologatória nº 2.551/2019 estabelecendo as novas faixas de acionamentos e os adicionais das bandeiras tarifárias com vigência a partir de junho de 2019.

Os valores definidos foram para bandeira amarela (R\$ 1,30 para cada 100 KWh consumidos), vermelha patamar 1 (R\$ 4,00 para cada 100 KWh consumidos) e vermelha patamar 2 (R\$6,00 para cada 100 KWh de consumo).

Após decisão da ANEEL, a partir de novembro, os valores das bandeiras foram aplicados sem a regra de arredondamento passando para R\$ 1,343 para cada 100 KWh consumidos na bandeira amarela, R\$ 4,169 para cada 100 KWh consumidos na vermelha patamar 1 e R\$6,243 para cada 100 KWh de consumo na vermelha patamar 2.

2018	Bandeira	2019	Bandeira
jan/18	Verde	jan/19	Verde
fev/18	Verde	fev/19	Verde
mar/18	Verde	mar/19	Verde
abr/18	Verde	abr/19	Verde
mai/18	Amarela	mai/19	Amarela
jun/18	Vermelha 2	jun/19	Verde
jul/18	Vermelha 2	jul/19	Amarela
ago/18	Vermelha 2	ago/19	Vermelha 1
set/18	Vermelha 2	set/19	Vermelha 1
out/18	Vermelha 2	out/19	Amarela
nov/18	Amarela	nov/19	Vermelha 1
dez/18	Verde	dez/19	Amarela

Os valores arrecadados são repassados para a Conta Centralizadora de Recursos da Bandeira Tarifária - CCRBT gerida pela CCEE. Esses recursos são homologados mensalmente pela Aneel e são destinados a cobrir custos não previstos nas tarifas das distribuidoras, tais como: Encargos de Serviço do Sistema, despacho térmico, risco hidrológico, cotas de Itaipu, exposição ao mercado de curto prazo. Diante disso, caso os recursos das bandeiras não sejam suficientes, estes custos não cobertos são considerados no processo tarifário subsequente.

Em 2019, a Companhia recebeu R\$ 82,8 milhões, através do faturamento das contas de energia, R\$ 2,1 milhões por meio de repasse da CCRBT e repassou R\$ 23,1 milhões para a CCRBT, perfazendo um total retido pela empresa de R\$ 61,8 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.

Receita Faturada (A)	Repasse da CCRBT (B)	Repasse à CCRBT (C)	Total Retido pela Distribuidora (D = A+B+C)	Total Alocado na CVA (-D)
82.873	2.108	(23.158)	61.823	(61.823)

e) Sobrecontratação

O Decreto 5.163/2004 e a regulamentação vigente do setor estabelecem que as empresas podem repassar os custos de repasse de aquisição do montante de sobrecontratação limitado a 105% para as tarifas. A variação financeira desse item é originada das sobras de energia elétrica valorada pela diferença entre o Preço Médio de aquisição de energia - PMIX e o Preço de Liquidação das Diferenças - PLD. Com isso, se o PLD for maior que o PMIX, o impacto financeiro será positivo na liquidação do mercado de curto prazo, caso contrário, resultará em impacto negativo na liquidação financeira do mercado de curto prazo.

Nos Reajustes e Revisões Tarifárias, a Aneel apura o montante do repasse da sobrecontratação e homologa os valores a serem alocados nas tarifas da CEB DIS. Entretanto, desde 2016, a Agência Reguladora vem calculando os montantes financeiros da sobrecontratação e considerando 100% do resultado (lucro/prejuízo) do mercado de curto prazo apurado como componente financeiro de forma provisória nos processos tarifários, independente do patamar regulatório de 105% do mercado regulatório. Essa situação decorre da indefinição da própria Agência acerca dos critérios a serem considerados nos montantes de energias relativos à Exposição/Sobrecontratação Involuntárias das distribuidoras.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

No entanto, a CEB DIS vem registrando contabilmente de forma prudencial os valores de ajustes da sobrecontratação considerando o patamar de 105%, na mesma regra praticada até 2015, respeitando o efeito no resultado de acordo com o princípio da competência além de minimizar eventual ajuste quando a agência definir a regra e recalculer os valores a partir de 2016.

Considerando as ações gerenciais implementadas em 2019, incluindo as declarações de Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD e o Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE, a CEB DIS fechou posição de sobras de energia elétrica no patamar de 28,6% no exercício, o que corresponde a R\$ 36,7 milhões, com 23,6 p.p acima do nível regulatório.

f) 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 DIS de 2019, a cobertura tarifária relativa ao encargo de CDE incorpora a quota anual da CDE USO, CDE Energia (Decreto 7.891/13) e a quota anual da CDE-Conta –ACR. Cabe destacar os seguintes fatos: (i) em março de 2019 findou o recolhimento da CDE-Energia (Decreto 7.891/13); (ii) adicionalmente, a CCEE em conjunto com MME e a Aneel efetivaram a quitação antecipada do saldo dos empréstimos da Conta Ambiente de Contratação Regulada – Conta-ACR com os bancos cujo prazo para amortização iria até abril de 2020.

Com a quitação antecipada da CDE Conta ACR, finalizada em setembro de 2019, resultou um saldo remanescente para rateio entre as distribuidoras de energia elétrica. O montante do saldo remanescente totalizou em R\$ 641,95 milhões para ser dividido para cada distribuidora de acordo o Despacho nº 2.755/2019. Assim, a Companhia recebeu conforme o percentual de rateio o valor de R\$11,55 milhões que foram devidamente registrados como um ressarcimento de encargo do consumidor e teve em contrapartida a constituição na conta CVA encargos para devolução futura no processo.

Com a finalização da CDE Energia e Conta ACR, restou apenas a CDE-USO contabilizada na conta de Encargo do Consumidor e repassada nas tarifas dos consumidores.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Na conta Aporte de Recursos CDE é contabilizado os subsídios CDE, conforme a Resolução Homologatória nº 2.625/2019 que homologou o RTA 2019 que reconheceu o montante mensal a ser repassado da conta CDE USO no período de outubro de 2019 a outubro de 2020, de R\$ 3.370, e a Diferença Mensal de Receita (DMR), ambos para suportar os descontos e subvenções tarifárias que a CEB DIS aplica aos seus clientes.

g) Mecanismos de Vendas de Excedentes – MVE

A participação no Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE deve obedecer aos critérios estabelecidos na Resolução Normativa nº 824, de 10 de julho de 2018, a qual estabelece que poderão participar como vendedores os agentes de distribuição que declararem sobras contratuais de energia elétrica.

O processamento do MVE ocorrerá anualmente, semestralmente e trimestralmente, estando o montante total de energia elétrica declarado pelo agente de distribuição limitado a 15% da sua respectiva carga no centro de gravidade, apurada nos 12 meses anteriores de dados disponíveis (montante divulgado pela CCEE). Nesse sentido, a CEB-D vendeu 73,9 MW médios no mecanismo semestral, com validade de julho a dezembro de 2019, na modalidade de Energia Convencional Especial ao preço de “PLD + Spread”.

h) Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova – MCSD EN

A participação nos Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova (MCSD EN) é definida de acordo com a Resolução Normativa Nº 693, de 15 de Dezembro de 2015, que estabelece os critérios para aplicação do mecanismo de compensação de sobras e déficits de energia elétrica e de potência de contrato de comercialização de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração.

A regra prevê a ocorrência dos mecanismos A0: abr-dez, jul-dez e out-dez. Os mecanismos A-1 ocorrem em dezembro para vigência de jan-dez do ano seguinte.

Em 2019, a CEB-DIS descontratou via MCSD EN o montante de 404 GWh contra o montante de 1.477 GWh em 2018, considerando as declarações em vários produtos. Essa redução impacta diretamente na Receita de Energia de Curto Prazo que teve um aumento de R\$ 146,5 milhões para R\$ 348 milhões. Em contrapartida há um aumento no Custos de Energia Comprada para Revenda.

30.2. CUSTO COM SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA

	Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.583.239)	(1.441.133)
Energia Elétrica Comprada Para Revenda – Curto Prazo	(51.297)	(113.464)
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(286.203)	(284.419)
Repactuação do Risco Hidrológico	(2.217)	(2.216)
Total	(1.922.956)	(1.841.232)

O Custo total da Energia Elétrica e Encargos registrou um aumento de R\$ 117.587 (6,15%), quando comparado com o mesmo período do ano anterior, tendo em vista: a) o aumento do custo da Energia Comprada para Revenda, em razão do nível de descontratação via MCSD ter sido menor em 2019 em relação a 2018, conforme Nota Explicativa nº 30.1. (f); e b) a redução dos Custos Variáveis do Mercado de Curto Prazo, relativo, principalmente, ao Risco Hidrológico que é precificado pelo Preço de Liquidação das Diferenças – PLD.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

30.3. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS POR NATUREZA

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Pessoal e Administradores	(16.519)	(13.742)	(224.368)	(207.443)
Serviço de Terceiros	(35.749)	(50.487)	(162.941)	(181.756)
(Provisão) Estimada/Reversão de Perdas com Crédito de Liquidação Duvidosa	2.699	294	(136.842)	(127.374)
Custo de Construção – Concessão (a)			(39.330)	(83.846)
Depreciação e Amortização	(1.097)	(826)	(58.393)	(56.751)
Reembolso de Custos Operacionais Contratuais - Investco			(36.106)	(27.622)
Material	(12.481)	(7.219)	(14.507)	(9.255)
Outras Despesas, líquidas de recuperação de despesas	(477)	(495)	57.843	18.153
Total	(69.022)	(72.475)	(614.644)	(675.894)
Classificação:				
Custo da Operação			(283.230)	(304.649)
Custo dos Serviços Prestados a Terceiros	(48.231)	(55.793)	(51.749)	(64.017)
Despesas com Vendas	(2.805)	284	(119.021)	(137.758)
Despesas Gerais e Administrativas	(17.986)	(16.967)	(160.643)	(169.470)

a) 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 a construção 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	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Outras Receitas Operacionais				
Reversão de Provisão de Benefícios Pós-Emprego			16.104	11.241
Atualização do Valor Justo do Ativo Financeiro Indenizável – VNR			5.640	5.687
Recuperação de Créditos Baixados por Perdas			920	2.615
Reversão de Provisão para Riscos Tributários, Cíveis, Trabalhistas e Regulatórios (a)	1	10	7.347	40.317
Resultado na Baixa/Alienação de Bens (b)	42	3.773	10.033	78.731
Outras Receitas	124	1.681	7.148	26.718
Subtotal	167	5.464	47.192	165.309
Outras Despesas Operacionais				
Provisão de Benefícios Pós-Emprego			(16.425)	(11.569)
Provisão Para Riscos Tributários, Cíveis, Trabalhistas e Regulatórios (c)	(100)		(19.931)	(13.619)
Provisão Para Participação nos Lucros e Resultados (d)			(1.564)	(4.006)
Condenações Judiciais			(1.569)	(3.413)
Outras Despesas		(10)	4.470	(1.103)
Subtotal	(100)	(10)	(35.019)	(33.710)
Outras Receitas (Despesas) Operacionais, Líquidas	67	5.454	12.173	131.599

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

(a) A variação se refere principalmente à reversão da provisão para contingência, em 2018, 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.

Como medida de flexibilização para mitigar o desequilíbrio financeiro da CEB DIS, a Distribuidora vem realizando licitações para alienação de terrenos, conforme demonstrado a seguir:

1) IMÓVEL LAGO SUL (LIC Nº 1144/2019): - A licitação ocorreu no dia 30/09/2019 às 15h; - Valor mínimo do terreno: R\$ 3.350.000,00; - Valor adjudicado: R\$ 3.551.100,00; - Ágio: 6%;	2) IMÓVEL GUARÁ (LIC Nº 1144/2019): - A licitação ocorreu no dia 30/09/2019 às 15h; - Valor mínimo do terreno: R\$ 2.470.000,00; - Valor adjudicado: R\$ 6.661.000,00; - Ágio: 169,67%;	3) IMÓVEL RIACHO FUNDO (LIC Nº 1145/2019): - A licitação ocorreu no dia 25/09/2019 às 10h; - Valor mínimo do terreno: R\$ 293.000,00; - Valor adjudicado: R\$ 350.000,00; - Ágio: 19,45%;
4) IMÓVEL TAGUATINGA (LIC Nº 1148/2019) - Licitação prorrogada para o dia 20/11/2019 às 15h; - Valor mínimo do imóvel: R\$ 26.641.000,00; - Valor da caução: R\$ 266.410,00 (1% do valor do imóvel);	5) IMÓVEL CRUZEIRO (LIC Nº 1210/2019): - Licitação prorrogada para o dia 22/11/2019 às 10h; - Valor mínimo do terreno: R\$ 430.000,00; - Valor da caução: R\$ 4.300,00 (1% do valor do imóvel);	6) IMÓVEL ASA NORTE (LIC Nº 1146/2019) - Licitação prorrogada para o dia 25/11/2019 às 10h; - Valor mínimo do imóvel: R\$ 10.200.000,00; - Valor da caução: R\$ 102.000,00 (1% do valor do imóvel);

(c) A variação trata-se, substancialmente, de ação indenizatória movida pela Eletronorte em desfavor da CEB DIS em razão de aquisição do imóvel situado na SGAS 904 no ano de 2006. Parte do imóvel ainda está ocupada pela ASCEB, impossibilitando a transferência total da posse deste à adquirente. O pedido indenizatório fora negado em 1º grau, com reversão de entendimento pelo TJDF. Atualmente o processo pendente de julgamento de recurso especial pelo STJ. Diante disso, em outubro de 2019, foi constituída provisão contingencial no montante de R\$ 9.303.

(d) 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	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Receitas Financeiras				
Juros/Variações Monetárias Sobre Ativos	11.150	1.656	33.260	24.239
Atualização Monetária – Ativos Regulatórios			22.038	33.531
Acréscimos Moratórios em Conta de Energia (a)			38.450	27.518
Rendimentos de Aplicações Financeiras	886	599	9.997	6.117
Receita de Dividendos e Juros sobre Capital Próprio	12.967	8.388	28.115	23.495
Reversão de Juros Sobre Capital Próprio	(8.388)	(8.388)	(23.338)	(23.388)
Multas e Penalidades Aplicadas			758	2.505
Tributos Sobre Receitas Financeiras	(1.336)	(885)	(4.768)	(3.718)
Outras Receitas Financeiras		74	52	1.632
Subtotal	15.279	1.444	104.514	91.931
Despesas Financeiras				
Juros/Variações Monetárias Sobre Passivos (b)	(237)	(79)	(35.883)	(69.132)
Encargos de Dívidas (c)	(572)		(45.841)	(56.465)
Atualização Monetária – Passivos Regulatórios			(27.652)	(53.770)
Atualização de Benefício Pós-Emprego				(1.014)
Recuperação de Despesas (d)			30	27.268
Juros e multa por atraso de pagamento (e)			(21.820)	
Outras Despesas Financeiras	(2.887)	(145)	(19.501)	(47.646)
Subtotal	(3.696)	(224)	(150.667)	(200.759)
Variação Cambial Sobre Fatura de Energia Elétrica			(1.214)	(4.223)
Resultado Financeiro	11.583	1.220	(47.367)	(113.051)

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

(a) Reflexo das ações adotadas pela Companhia para redução da inadimplência e melhora na performance operacional da empresa, com a intensificação das suspensões dos fornecimentos aos consumidores inadimplentes e o programa de recuperação de receita – RECUPERA, o qual foi criado para incentivar a recuperação de créditos com vencimentos anteriores a 31 de dezembro de 2018.

(b) Juros/Variações Monetárias Sobre Passivos: a redução se deve, substancialmente, às amortizações durante o exercício de 2019 de relevantes passivos que haviam sido renegociados e parcelados e, conseqüentemente, 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. naquele ano.

(c) A redução se deve, substancialmente, às amortizações e trocas de dívidas realizadas durante o exercício de 2019.

(d) Em 2018, ocorreu a reversão de uma atualização monetária sobre uma contingência regulatória.

(e) Encargos aplicados pela Secretaria da Fazenda do Distrito Federal – SEFAZ, relativo ao não repasse do ICMS, das competências de dezembro de 2018, bem como de janeiro e fevereiro de 2019.

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:

	31/12/2019	31/12/2018
Lucro Atribuível aos Acionistas da Companhia	119.045	89.972
Lucro Alocado às Ações Ordinárias – Básicas e Diluídas	56.490	42.694
Lucro Alocado às Ações Preferenciais – Básicas e Diluídas	62.555	47.278
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	7,8634	5,9430
Ações Preferenciais – Básicas e Diluídas	8,6497	6,5373

32. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

32.1. CONTROLADORA FINAL

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

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

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	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Remuneração	4.015	2.952	10.605	8.698
Demais Benefícios de Curto Prazo	98	83	261	386
Total	4.113	3.035	10.866	9.084

O Grupo pratica a concessão de empréstimo no valor de uma remuneração, quando solicitado, em razão da licença remunerada anual apenas para os diretores, não incluindo conselheiros ou familiares imediatos, porém 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	
		31/12/2019	31/12/2018
Ativo		48.629	64.528
Contas a Receber, Líquido da PECLD		18.526	26.994
Governo do Distrito Federal	a	18.526	26.994
Demais Ativos		30.103	37.534
Dividendos/JSCP	b	18.681	24.119
CEB Lajeado S.A.		7.131	7.131
CEB Geração S.A.		2.324	10.002
CEB Participações S.A.		6.409	3.945
Corumbá Concessões S.A.		889	1.718
Energética Corumbá III S.A.		1.928	1.323
Empréstimos e Financiamentos (Mútuos)		11.399	13.414
Corumbá Concessões S.A.		11.399	13.414
Outras Operações		23	1
CEB Distribuição S.A.		23	1
Passivo		67.157	645
Dividendos	c	20.670	583
Governo do Distrito Federal		20.670	583
Empréstimos e Financiamentos		45.633	
Banco de Brasília – BRB		45.633	
Demais Obrigações		854	62
CEB Distribuição S.A.	d	791	62
CEB Distribuição S.A.	e	63	

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

Transações Com Partes Relacionadas (Resultado)	Notas	Controladora	
		31/12/2019	31/12/2018
Receitas		61.760	74.473
Receita de Prestação de Serviços		60.270	72.885
Governo do Distrito Federal	f	60.270	72.885
Encargos de Mútuo		1.490	1.588
Corumbá Concessões S.A.	g	1.490	1.588
Despesas		(4.382)	294
(Provisão)/Reversão Estimada de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa		(2.699)	294
Governo do Distrito Federal	h	(2.699)	294
Despesas de Juros e Correção Monetária		(1.683)	
Banco de Brasília – BRB		(1.683)	

a) Representa valores a receber por serviços prestados de obras e manutenção da rede de iluminação pública 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 DIS 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 DIS;

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 do 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	
		31/12/2019	31/12/2018
Ativo		91.025	116.915
Contas a Receber, Líquida da PECLD		75.625	95.822
Corumbá Concessões S.A.	a	460	416
Energética Corumbá III S.A.	a	112	102
Governo do Distrito Federal	b	75.053	95.304
Demais Ativos		15.400	21.093
Dividendos/JSCP	c	4.001	7.142
Corumbá Concessões S.A.		889	1.718
Energética Corumbá III S.A.		1.928	1.323
Investco S.A.		1.184	4.101
Empréstimos e Financiamentos (Mútuos)		11.399	13.950
Corumbá Concessões S.A.		11.399	13.950
Outras Operações			1
Governo do Distrito Federal			1
Passivo		739.143	245.982
Fornecedores	d	20.587	25.998

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

17. Transações Com Partes Relacionadas (Balanço Patrimonial)	Notas	Consolidado	
		31/12/2019	31/12/2018
Corumbá Concessões S.A.		15.755	18.240
Energética Corumbá III S.A.		4.832	7.758
Contribuição de Iluminação Pública	e	44.541	108.713
Governo do Distrito Federal		44.541	108.713
Dividendos	f	20.670	583
Governo do Distrito Federal		20.670	583
Empréstimos e Financiamentos		45.633	
Banco de Brasília - BRB		45.633	
Parcelamento de Tributos (ICMS)		604.397	108.152
Governo do Distrito Federal		604.397	108.152
Arrendamento a Pagar		3.315	2.536
Investco S.A.		3.315	2.536

Transações Com Partes Relacionadas (Resultado)	Notas	Consolidado	
		31/12/2019	31/12/2018
Receitas		515.797	549.555
Receita de Disponibilidade da Rede	a	6.382	4.883
Corumbá Concessões S.A.		5.128	3.785
Energética Corumbá III S.A.		1.254	1.098
Receita pela Arrecadação da CIP		5.977	4.060
Governo do Distrito Federal		5.977	4.060
Receita de Prestação de Serviços e Fornecimento de Energia Elétrica	g	501.948	543.084
Governo do Distrito Federal		501.948	543.084
Encargos de Mútuo		1.490	1.588
Corumbá Concessões S.A.		1.490	1.588
Despesas		(339.877)	(306.596)
Energia Comprada Para Revenda	h	(250.183)	(226.692)
Corumbá Concessões S.A.		(199.543)	(181.214)
Energética Corumbá III S.A.		(50.640)	(45.478)
Despesa com Arrendamento		(39.786)	(30.438)
Investco S.A.		(39.786)	(30.438)
Provisão/Reversão Estimada de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa, líquidas	i	(48.225)	(49.466)
Governo do Distrito Federal		(48.225)	(49.466)
Despesas de Juros e Correção Monetária		(1.683)	
Banco de Brasília - BRB		(1.683)	

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

b) Trata-se do fornecimento de energia elétrica (CEB DIS) 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 DIS 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 nº 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 do Distrito Federal – GDF.

h) A CEB DIS 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 DIS 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 DIS, 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 DIS para fazer o cabeamento de fibra ótica, sem custos recíprocos.

33. SEGUROS

Em 31 de dezembro de 2019, a cobertura de seguros contra riscos operacionais da CEB DIS 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 2020, por contrato de seguro para riscos nomeados contra incêndio, raio, explosão e danos elétricos. O custo do prêmio foi de R\$ 1.699 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 2019, o Grupo contratou seguro de responsabilidade para os Administradores (D&O) com importância segurada de R\$ 15.660, em garantia única, com prêmio de R\$ 103. O contrato é de 1 ano e é válido até 07 de dezembro de 2020.

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

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

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Resultado Antes do Imposto de Renda e da Contribuição Social	122.154	93.643	205.909	123.305
Ajustes ao Lucro/ (Prejuízo) do Período				
Depreciação e Amortização	1.097	826	58.393	208
Resultado de Equivalência Patrimonial	(119.256)	(86.560)	(28.964)	(31.673)
Receita de Construção			(39.330)	(83.846)
Custo de Construção - Concessão			39.330	83.846
Constituição/(Reversão) Estimativa de Perda com créditos de liquidação duvidosa	(2.699)	294	136.842	127.374
Encargos da Dívida			19.406	56.465
Atualização a Valor Justo do Ativo Financeiro Indenizável			(5.460)	(1.968)
Atualização Monetária – Mútuo	(1.490)	(1.588)	(1.490)	(1.588)
Atualização Monetária – Contribuição de Iluminação Pública			862	2.298
Custo de Transação com Empréstimos			2.573	1.035
Provisões/Reversões de Riscos Trabalhista, Cível e Fiscais	100	(10)	21.380	(40.317)
	(122.248)	(87.038)	206.069	111.834
(Acréscimos)/Decréscimos nos Ativos Operacionais				
Contas a Receber	15.964	27.581	(156.240)	(240.153)
Estoques	(110)	30	1.885	591
Aplicações Financeiras			(531)	(2.585)
Depósitos e Bloqueios Judiciais	(5.743)	(16)	(11.126)	(7.105)
Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros			359.543	59.965
Tributos e Contribuições Compensáveis	712	1.239	75.398	25.786
Demais Créditos	19.443	(15.372)	(16.039)	41.641
	30.266	13.462	33.184	(121.860)
Acréscimos/(Decréscimos) nos Passivos Operacionais				
Fornecedores	(4.577)	6.442	(328.394)	121.246
Obrigações Tributárias	(148)	(1.511)	304.021	47.296
Contribuição de Iluminação Pública			(58.361)	(95.361)
Encargos Regulatórios			(38.100)	(756)
Obrigações Sociais e Trabalhistas	96	27	(2.550)	(7.763)
Obrigações Societárias	27.933	(1.856)	30.318	(22)
Valores a Pagar de Parcela A e Outros Itens Financeiros			(111.561)	3.044
Benefícios Pós-Emprego			(40.760)	(35.941)
Obrigações Vinculadas a Concessão			5.761	(14.920)
Demais Obrigações	758	(305)	(57.232)	261
	24.062	2.797	(296.858)	17.084
Caixa Proveniente das Atividades Operacionais				
Recebimento de Dividendos/Juros Sobre Capital Próprio	12.967	8.388	28.115	23.495
Pagamento de Imposto Renda e Contribuição Social				
Pagamento de Encargos da Dívida	(511)		(21.919)	(37.329)
	12.456	8.388	6.196	(13.834)
Caixa Líquido Proveniente das (Usado nas) Atividades Operacionais	66.690	31.252	374.206	116.529

Evento não caixa relevante

A Companhia recebeu da CEB Geração S.A. a cessão de crédito no valor de R\$ 35.414 pela sub-rogação do contrato dos direitos creditórios. Tal operação movimentou apenas contas do ativo e não compõe as movimentações do fluxo de caixa.

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 2019 e de 2018 estão contempladas no quadro seguinte:

35.1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO POR SEGMENTO DE NEGÓCIO

	Exercício findo em 31/12/2019					
	Distribuição	Geração	Comercialização	Outros	Eliminações	Consolidado
ATIVOS DO SEGMENTO	1.157.398	9.138	96.319	16.232		1.279.087
Adições (reduções) Aos Ativos do Segmento no Exercício	(12.156)	1.574	(6.221)	(1.047)		(17.850)
INVESTIMENTOS EM SOCIEDADES			177.931	561.806	(421.362)	318.375
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.615.629	23.478	215.630	65.629	(170.627)	2.749.738
Custo com Energia Elétrica	(2.029.977)	(5.086)	(58.520)		170.627	(1.922.956)
Custo de Operação	(232.342)	(765)	(45.087)	(5.036)		(283.230)
Custo do Serviço Prestado a Terceiros	(394)	(3.095)	(29)	(48.231)		(51.749)
Lucro Bruto	352.916	14.531	111.994	12.362		491.803
Receitas/ (Despesas) Operacionais	(235.500)	(5.078)	7.722	97.845	(103.517)	(238.528)
Despesas com Vendas	(116.216)			(2.805)		(119.021)
Despesas Gerais e Administrativas	(130.899)	(4.658)	(6.414)	(18.672)		(160.643)
Resultado de Equivalência Patrimonial			14.804	119.256	(105.097)	28.964
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	11.615	(420)	(669)	67	1.580	12.173
Lucro (Prejuízo) Operacional antes do Resultado Financeiro	117.416	9.454	119.715	110.207	(103.517)	253.275
Receitas (Despesas) Financeiras	(62.164)	1.415	1.778	11.605		(47.366)
Receitas Financeiras	82.197	2.115	4.902	15.300		104.514
Despesas Financeiras	(143.148)	(700)	(3.122)	(3.696)		(150.666)
Variação Cambial	(1.214)					(1.214)
Lucro (Prejuízo) Operacional Antes dos Tributos	55.251	10.869	121.494	121.812	(103.517)	205.909
Imposto de Renda e Contribuição Social	(13.360)	(1.573)	(31.239)	(3.108)		(49.280)
Imposto de Renda e Contribuição Social – Corrente	(91.895)	(1.428)	(30.647)	(2.252)		(126.221)
Imposto de Renda e Contribuição Social – Diferido	78.535	(146)	(592)	(856)		76.941
Lucro do Período	41.891	9.295	90.255	118.704	(103.517)	156.629
Atribuído aos Acionistas Controladores						119.045
Atribuído aos Acionistas não Controladores						37.584

Notas explicativas às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019 e 2018
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

	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

36. EVENTO SUBSEQUENTE

36.1. TERCEIRO EQUACIONAMENTO DO DÉFICIT DO PLANO DE BENEFÍCIO DEFINIDO - BD

O Terceiro Equacionamento do Déficit do Plano de Benefício Definido – BD, relativo ao exercício de 2018, conforme contrato celebrado entre a CEB DIS e a FACEB, será implantado até o final de abril de 2020, em atendimento às Leis Complementares nº 108 e 109/2001, além da Resolução CGPC nº 30/2018, de 10/10/2018. De acordo com as diretrizes do Plano de Equacionamento, o valor mínimo legal, que caberá à CEB Distribuição é da ordem de R\$ 28,1 milhões, à FACEB o montante é de R\$ 201 mil e, aos Participantes e Assistidos, o valor de R\$ 71,1 milhões, com amortização no prazo máximo de 223 (duzentos e vinte três) meses.

36.2. PARCELAMENTO CIP

Em janeiro de 2020, a CEB DIS liquidou o parcelamento referente à Contribuição de Iluminação Pública - CIP, no pagamento da última parcela no valor de R\$ R\$ 3.623.

36.3. ALIENAÇÃO DE SUCATAS

Foram realizados, no primeiro trimestre de 2020, 05 certames licitatórios para alienação de bens móveis inservíveis (veículos, sucatas, entre outros). O produto da arrecadação foi de 8,7 milhões de reais, obtendo ágio de 108%.

36.4. ALTERAÇÕES NOS PLANOS DE BENEFÍCIOS PROVIDENCIAIS FACEB

Em 17 de março de 2020, foi publicado no Diário Oficial da União, Portaria nº 196 de 13 de março de 2020, na qual a Diretoria de Licenciamento da Superintendência Nacional de Previdência Complementar, face às suas atribuições, autoriza as alterações propostas aos regulamentos do Plano Complementar de Benefícios Previdenciais da FACEB, do Plano de Benefícios CEBPREV e a aplicação do regulamento do Plano Complementar de Benefícios Previdências - FACEB-SALDADO.

36.5. EFEITO DO CORONAVÍRUS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 10 de março de 2020, a Comissão de Valores Mobiliários – CVM emitiu o OFÍCIO CIRCULAR/CVM/SNC/SEP/n.º 02/2020 no qual destaca a importância de as Companhias Abertas considerarem cuidadosamente os impactos do COVID-19 em seus negócios e reportarem nas demonstrações financeiras os principais riscos e incertezas advindos dessa análise, observadas as normas contábeis aplicáveis.

Na data de emissão destas Demonstrações Contábeis, a Companhia não vislumbra riscos à continuidade de seus negócios tampouco às estimativas e julgamentos contábeis.

Não é possível neste momento mensurar ou antecipar os eventuais impactos futuros decorrentes de uma pandemia do COVID-19. Estima-se apenas, no limite extremo, que serviços de atendimento ao público poderão provocar impactos nas operações, porém sem possibilidade de se avaliar seus respectivos reflexos financeiros.

Internamente, o Grupo vêm adotando medidas de precaução para evitar a disseminação do vírus. Até a emissão destas demonstrações, as ações tomadas não afetam ou comprometem as operações.

A Companhia seguirá observando atentamente o desenvolvimento desta situação.

Brasília, 23 de março de 2020.

EDISON ANTONIO COSTA BRITTO GARCIA
Diretor-Presidente

FABIANO CARDOSO PINTO
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