

SEÇÃO III

SECRETARIA DE ESTADO DE OBRAS E INFRAESTRUTURA

COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA



CEB Distribuição S.A.

CNPJ nº 07.522.669/0001-92 - DIF: (CF/DF): 07.468.935/001-97

Setor de Indústria e Abastecimento - SIA - Área de Serviços Públicos, Lote C
Complexo CEB, CEP: 71215-902 - Brasília/DF
Telefone: (61) 3465-9629 • Fax: (61) 3465-9024

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2018

I - Introdução

Mensagem da Administração

Senhores Acionistas,

Em atendimento à legislação vigente e às disposições estatutárias, apresentamos o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras da CEB Distribuição S.A. acompanhadas dos pareceres dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2018.

O ano de 2018 caracterizou-se por conjunturas econômico-financeira e climática de difícil gerenciamento, exigindo da Companhia ações preventivas e de mitigação de consequências para que o período apresentasse seu melhor resultado.

Por outro lado, houve componentes estruturais que necessitaram de continuada atenção, tais como as ainda elevadas despesas operacionais, o alto endividamento, a sobrecontratação do suprimento de energia comprada e os compromissos regulatórios com a qualidade dos serviços prestados.

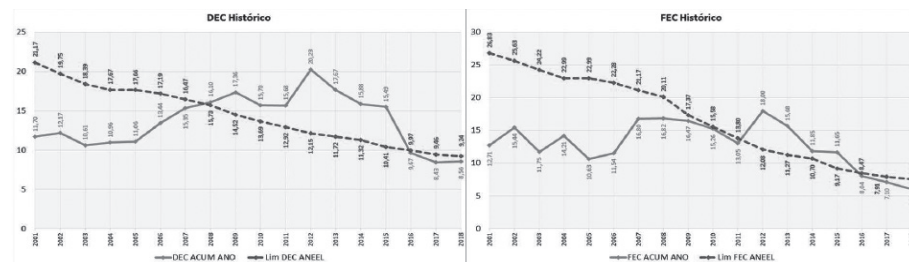
Entretanto, a CEB Distribuição S.A. conseguiu melhorias importantes na qualidade do serviço e no relacionamento com o seu consumidor.

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

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

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

Gráfico 1 - DEC e FEC Histórico



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

O reconhecimento dos consumidores da área de concessão da CEB Distribuição S.A. pode ser medido a partir da segunda colocação como “Melhor Distribuidora da Região Centro-Oeste” no certame IASC de 2018, promovido pela ANEEL, alcançando a nota de 64,91, acima da média Centro-Oeste para concessionárias acima de 30 mil unidades consumidoras, além do fato da evolução na confiança do consumidor em relação a empresa ter subido 5,80% em comparação com a pesquisa de 2017.

Em 2018, a entidade internacional latino-americana “Comisión de Integración Energética Regional - CIER” realizou concurso por meio de pesquisa com a participação de 53 empresas de 14 países do setor elétrico, buscando o reconhecimento de níveis de excelência das distribuidoras de energia participantes. O certame “Prêmio CIER Qualidade / Satisfação do Cliente - 2018”, com base em “Pesquisa Regional de Satisfação do Cliente - 2018”, da Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE, conferiu à CEB Distribuição S/A o “Prêmio na Categoria Menção Especial à Maior Evolução do Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida”.

Quanto às metas do Plano de Negócios do período de 2018 a 2022, no que diz respeito aos aspectos econômico-financeiros foram apresentados os seguintes resultados:

• Para o EBITDA projetado de R\$ 112,9 milhões foi alcançado o valor de R\$ 89,5 milhões, enquanto que para o Lucro Líquido esperado de R\$ 33,2 milhões apurou-se o Prejuízo de R\$ -33,7 milhões.

Tabela 1 - Histórico dos Principais Resultados

	2014 (reapresentado)	2015 (reapresentado)	2016 (reapresentado)	2017 (reapresentado)	2018	Varição 2018-2017
Receita Operacional Líquida	1.899.928	2.348.022	2.052.795	2.651.663	2.463.379	-188.284
Custo/Despesa Operacional	1.956.255	2.139.135	1.973.418	2.563.627	2.422.366	-141.261
EBTIDA	-10.833	256.053	125.599	145.365	89.545	-55.820
Lucro(prejuízo) no exercício	-142.624	36.446	50.270	29.522	-33.678	-63.200
Investimentos	44.456	19.212	39.379	57.551	59.810	2.259
Patrimônio Líquido	49.988	308.875	359.180	320.459	267.463	-52.996

Armando Casado de Araújo
Diretor-Geral Interino da CEB Distribuição S.A.

Governança Corporativa

Ao adotar práticas de governança corporativa no desempenho das suas atividades, por meio da divulgação periódica dos atos de gestão e ações que impactam no desempenho econômico-financeiro da Empresa, além do aperfeiçoamento de canais de comunicação com os seus públicos de relacionamento, a Administração da CEB Distribuição S.A. vem atuando com ética e transparência.

O processo de transparência das informações é valor apoiado pela Diretoria Executiva, que mantém diálogo e interação frequente com as áreas operacionais, de suporte e demais stakeholders, sempre no intuito de atingir os objetivos da Concessionária.

A atual Administração está tomando providências no sentido de implementar ações de fortalecimento do processo de Governança da Companhia.

Perspectivas Empresariais

O setor de energia elétrica vem passando por profundas transformações em âmbito global, com reflexos positivos e negativos para todos os países.

No Brasil, a ênfase recai, em primeiro lugar, na preocupação em dotar o Sistema Interligado Nacional (SIN) de capacidade para que o setor, ao invés de limitar, seja, efetivamente, um indutor do desenvolvimento econômico e social; em segundo lugar, busca-se soluções energéticas capazes de diversificar a matriz brasileira de maneira segura e limpa. Estes talvez sejam, no momento, os desafios mais importantes no contexto da política energética nacional.

Também vale a pena destacar o aumento significativo da importância da energia elétrica na vida das pessoas. Estamos assistindo a uma crescente demanda por qualidade de serviço e pela apropriação, cada vez maior, das vantagens e benefícios oriundos das novas tecnologias de geração e eficiência energética.

Em sintonia com o contexto setorial e com a necessidade de dar continuidade ao processo de transformação e recuperação empresarial, a CEB Distribuição S.A. elaborou e aprovou, em reunião realizada pelo Conselho de Administração, em 12/12/2018, o seu Plano de Negócio para o período de 2019 a 2023.

O objetivo principal desse Plano, em apertada síntese, é a correção das causas dos problemas da CEB, que correspondem ao seu “déficit operacional” e ao elevado grau de endividamento. Assim sendo, as principais estratégias para a viabilização do Plano estão centradas nos seguintes pilares:

- Aumento de Capital por parte da Controladora;
- Redução das despesas com Pessoal, Material, Serviços e Outros - PMSO;
- Redução do Endividamento; e
- Redução de Perdas.

II - Contexto Setorial

O setor elétrico brasileiro tem suas diretrizes estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e é regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), sendo que o modelo conta ainda com agentes institucionais, quais sejam: Operador Nacional do Sistema (ONS), que coordena e controla a operação do Sistema Interligado Nacional; Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que se responsabiliza pela contabilização e liquidação das transações no mercado de curto prazo e, ainda, por delegação do órgão regulador, coordena os leilões de energia elétrica; e, por último, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que realiza os estudos necessários para o planejamento do setor.

Objetivando a segurança energética, a modicidade tarifária e a universalização do atendimento, a Lei nº 10.848/2004 fez importantes ajustes no modelo setorial de energia elétrica, dispondo sobre os vários agentes setoriais, incluindo as empresas de geração, distribuição, transmissão e comercialização e a Medida Provisória 579/2012, convertida, em 2013, na Lei 12.783, alterou novamente o modelo.

O Decreto nº 7.805/2012, a Lei nº 12.783/2013 e o Decreto nº 8.461/2015 possibilitaram a prorrogação das concessões de geração, transmissão e de distribuição de energia elétrica.

Especificamente no caso da CEB Distribuição S/A, em 9 de dezembro de 2015, o Poder Concedente, mediante a assinatura do Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 66/1999-ANEEL, prorrogou, para até 7 de julho de 2045, a concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica no Distrito Federal, estabelecendo novas cláusulas contratuais com o objetivo de assegurar qualidade e eficiência ao serviço de distribuição, modicidade tarifária e garantias de equilíbrio na gestão econômica e financeira e emprego das melhores práticas de Governança Corporativa e transparência.

A Resolução Homologatória nº 2.406, de 19 de junho de 2018, homologou o resultado da Revisão Tarifária Extraordinária, republicando as Tarifas de Energia - TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD referentes à CEB Distribuição S/A, com efeito médio de 8,81% a ser percebido pelos consumidores. Tal revisão foi necessária em razão do desequilíbrio econômico-financeiro decorrente do descasamento entre a receita com as tarifas vigentes e a elevação desproporcional das despesas com custos não gerenciáveis pela distribuidora.

A Resolução Homologatória nº 2.471, de 16 de outubro de 2018, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual, contendo as Tarifas de Energia - TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD referentes à CEB Distribuição S/A, com efeito médio de 6,50% a ser percebido pelos consumidores.

São incontestes as transformações do modelo do setor elétrico brasileiro nos últimos anos, principalmente nos campos das regulações técnica e econômico financeira, cuja atuação da concessionária está orientada para a obtenção simultânea de dois objetivos fundamentais: (i) garantir os direitos dos consumidores de receber o serviço com a qualidade estabelecida nos regulamentos e de pagar por este serviço uma tarifa justa; e (ii) garantir os direitos do prestador do serviço, que atua com eficiência e prudência, de obter ganhos suficientes para cobrir custos operacionais e obter adequado retorno sobre o capital investido.

Para tanto, a distribuidora deve estar preparada para atender a esses objetivos, na busca da eficiência e melhoria contínua, adequando as despesas operacionais em conformidade com aquelas estabelecidas na tarifa dos serviços prestados, uma vez que não se pratica mais tarifa pelo custo e sim tarifa pelo preço, onde o prestador do serviço concedido tem uma receita permitida e eventuais ganhos superiores são compartilhados com os consumidores por ocasião das revisões tarifárias.

III - Cenário Macroeconômico

O desenvolvimento da economia é determinante na elaboração de estudos de projeção de demanda e de expansão da oferta de energia. Os indicadores macroeconômicos, principalmente os que refletem o crescimento econômico, o nível de investimentos, bem como a evolução dos principais setores consumidores de energia constituem o cenário econômico energético. “São os riscos relativos a como as coisas vão evoluir externa e domesticamente que podem tornar mais ou menos favorável o cenário para 2019”, aponta o Instituto Brasileiro de Economia - IBRE, da FGV.

Destaque-se, nesse sentido, pelo lado externo a desaceleração da economia mundial, tida como um fenômeno de demanda, a contenção da inflação nos EUA, que pode levar o Fed a praticar altas mais significativas da taxa de juros; pelo lado interno, a capacidade de aprovação de reformas urgentes pelo novo governo brasileiro, em um cenário politicamente volátil.

Portanto, o cenário para 2019 aponta para uma situação de menor favorabilidade, apesar de significativa valorização dos ativos brasileiros nos últimos meses de 2018, sendo a mais notável a do mercado de ações, em que o *Morgan Stanley Capital International (MSCI)* subiu 41% desde setembro e o Ibovespa renovou seu recorde fechando dezembro acima dos 87.000 pontos, com ganho anual de 15,03%. Por outro lado, o risco país que, medido pelo CDS (Credit Default Swaps - seguros contra inadimplência) de 5 anos, passou dos 300 pontos no início de setembro para 180 pontos; o Indicador de Incerteza da Economia (IIE-Br/FGV) subiu 1,3 ponto ao passar de 111,7 pontos, em novembro para 113,0 pontos, em dezembro, mantendo o nível de incerteza.

O PIB acumulado dos quatro trimestres terminados em dezembro de 2018 apresentou uma variação positiva de 1,4%, convergindo para o crescimento de 1,1% ao final de 2018, segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. Embora repetindo o índice do ano anterior, evidencia evolução significativa diante da variação negativa dos anos anteriores (-3,3% em 2016 e -3,5% em 2015), sinalizando que a recuperação, ainda que tímida, pode ser o início de um novo período de crescimento.

Essa realidade e seus reflexos podem ser observados em diversos indicadores, em especial na taxa SELIC. Note-se que não há no horizonte perspectiva de o Banco Central sinalizar mudança nessa taxa. As atas do Copom (Comitê de Política Monetária), vêm indicando que não devem sair do patamar de 6,5% a.a., enquanto a inflação estiver num patamar em torno de 4,5% a.a.

continua

continuação

CEB Distribuição S.A.

Gráfico 2 - Evolução do PIB (Em %)

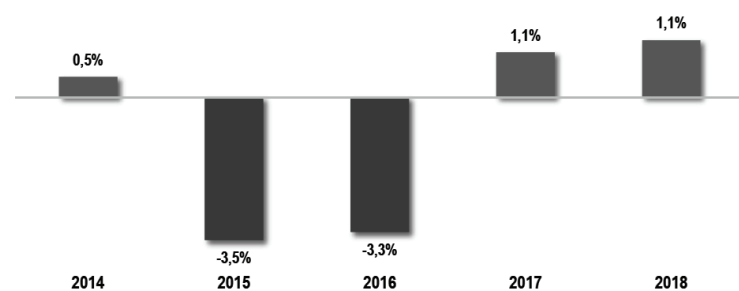
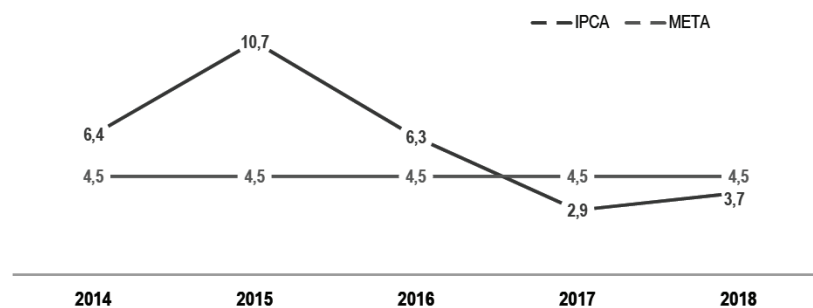


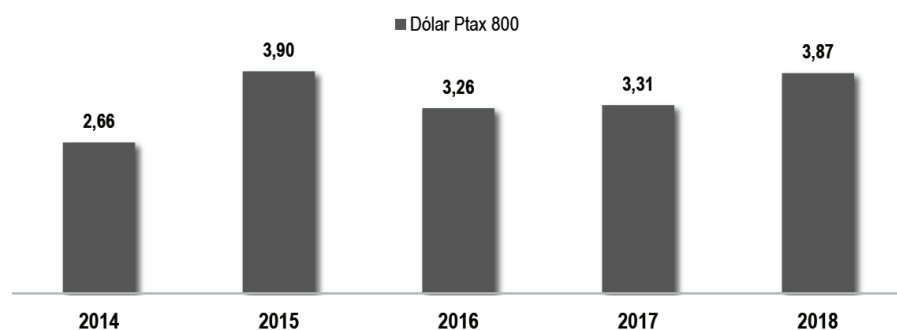
Gráfico 3 - Evolução da Inflação (Em %):



Fonte: IBGE

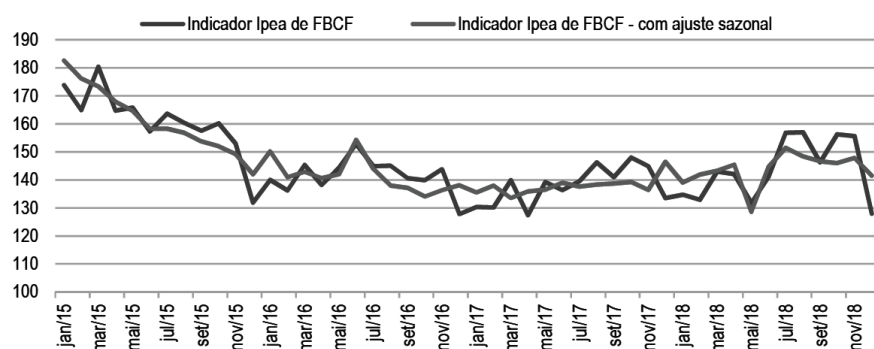
Temos ainda a taxa de câmbio, que após forte depreciação se aproximou dos R\$ 4,20/US\$ em setembro e encerrou o ano em R\$ 3,87/US\$, bem acima dos R\$ 3,31/US\$ registrados em dezembro de 2017. Note-se que o país apresenta reservas internacionais da ordem de US\$ 374,7 bilhões (Banco Central).

Gráfico 4 - Evolução do Câmbio (Em R\$/US\$):



Em meados de 2016, houve um movimento de recuperação das expectativas dos agentes. O Índice de Confiança Empresarial (ICE), da Fundação Getúlio Vargas (FGV-IBRE) subiu 3,8 pontos, em novembro, para 95 pontos, o maior desde abril de 2014. Porém, o Indicador Ipea de Formação Bruta de Capital Fixo (FBCF) aponta uma queda de 4,3%, em dezembro, com relação a novembro de 2018, encerrando o quarto trimestre com um recuo de 2,5% sobre o trimestre anterior. Demonstra um elevado grau de ociosidade na indústria e um retardamento na decisão por novos investimentos pelo empresário.

Gráfico 5 - Formação Bruta de Capital



Fonte: IPEA

Já o Índice de Confiança do Consumidor (ICC), também da FGV, aponta uma vigorosa evolução, com um avanço de 0,6 ponto em dezembro, para 93,8 pontos, o maior nível desde abril de 2014 (96,0 pontos). Nos últimos três meses, o índice acumulou alta de 11,7 pontos, fechando o ano 5,7 pontos acima do mesmo período do ano anterior.

Quanto ao percentual de população desocupada, este apresentou queda de 2,4%, no último trimestre de 2018, frente ao trimestre de julho a setembro. Quanto aos comparativos anuais do contingente de trabalhadores registrados, houve queda de 10,1% entre 2014 e 2018. O número de empregados sem carteira assinada subiu 3,8% em relação ao mesmo trimestre de 2017, bem como os trabalhadores por conta própria, que cresceram 1,5%, no último trimestre de 2018, em comparação ao mesmo período de 2017, tendo o rendimento médio mensal permanecido estável no período.

Ainda que a economia possa ser favorecida pelo crescimento internacional, internamente ela segue limitada por uma conjuntura econômica e política que dificulta uma recuperação mais rápida das variáveis internas, dos setores produtivos nacionais, tais como a deterioração do mercado de trabalho e da restrição da política creditícia, o que contribui para uma demanda enfraquecida. A realização dos ajustes das contas públicas e a complicada situação fiscal dos estados também devem contribuir para essa restrição no curto prazo.

No médio e longo prazo, um crescimento econômico sustentável exige uma maior capacidade de oferta da economia e menor restrição dos gargalos existentes. Existe a necessidade de expandir a capacidade produtiva nacional através de investimentos em infraestrutura, melhoria da educação, avanços tecnológicos e qualificação profissional, além de melhorias no ambiente de negócios. Só com esse ambiente será possível aumentar a competitividade dos produtos nacionais.

IV - CEB Distribuição S.A. em Números

Tabela 2 - CEB em Números

Descrição	Unidade	2016 (reapresentado)	2017 (reapresentado)	2018	Variação 2018 x 2017
Número de Empregados Efetivos	Un.	982	908	908	-
Unidades Consumidoras por Empregado	Un.	1055	1164	1190	26
Área de Concessão	km2	5.801.937	5.801.937	5.801.937	-
Número de Consumidores	Un.	1.035.948	1.056.773	1.080.920	24.147
Consumo Médio Residencial	kWh/ano	208	198	198,86	1
Perdas de Energia	%	11,75	12,56	12,93	0
Demanda	MW	1.149	1.113	1.142	29
Receita Operacional Bruta	R\$ mil	3.442.356	4.104.389	3.918.332	-186.057
Receita Operacional Líquida	R\$ mil	2.052.795	2.651.663	2.463.379	-188.284
EBITDA	R\$ mil	125.599	145.365	89.545	-55.820
Margem EBITDA	%	6,12%	1,15%	-1,42%	0
Resultado Financeiro	R\$ mil	-45.031	36.578	-118.134	-154.712
Lucro (Prejuízo) do Exercício	R\$ mil	50.270	29.522	-33.678	-63.200
Investimentos	R\$ mil	39.379	57.551	59.810	2.259
Resultado Por Ações	R\$ mil	0,0866	0,0387	-0,0419	0
Patrimônio Líquido	R\$ mil	359.180	320.459	267.463	-52.996

V - Desempenho Operacional

Mercado de Distribuição de Energia

A CEB Distribuição S.A. atua há 50 anos no segmento de distribuição de energia elétrica no Distrito Federal atendendo às 31 regiões administrativas com população estimada de 2.974.703 habitantes (população estimada - IBGE 2018¹) e, em 2018, atendeu 1.080.920 consumidores cativos e 107 consumidores livres.

Em 2018, a CEB Distribuição S.A. forneceu 5.583,716 GWh a seus clientes. O consumo de energia elétrica em 2018 retraiu 2,08%, como reflexo não somente das condições de renda no Distrito Federal, mas também devido às alterações no comportamento dos consumidores, e ao aumento da migração dos consumidores cativos para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Entretanto, observa-se que a queda no consumo total foi inferior à retração verificada em 2017 (-5,69%). O consumo da classe residencial cresceu 2,49%, indicando certa recuperação do consumo para esta classe. Já o consumo da classe comercial registrou queda de 5,64%. O consumo da classe serviço público cresceu 1,35%, enquanto a classe iluminação pública aumentou 1,17% em relação a 2017. A classe industrial apresentou decréscimo de 30,47% em relação a 2017, representando a redução mais significativa, mantendo a tendência de queda observada nos últimos anos.

Esta forte queda pode ser explicada, principalmente, pela migração de clientes relevantes para o ACL, que resultou no crescimento de 25,4% no período, e pelo desempenho econômico do setor industrial do DF em 2018.

¹ <https://cidades.ibge.gov.br/brasil/df/panorama>, acesso em 06/02/2019

Evolução do N° de Consumidores e do Consumo Cativo e Livre em 2017 e 2018

	N° de Consumidores (Qtde.)				Var. % (2018/2017)
	2017	2018	Part. % 2017	Part. % 2018	
Cativo	1.057	1.070	93,5%	90,8%	1,2%
Residencial	927	939	82,1%	79,7%	1,2%
Industrial	2	2	0,1%	0,1%	-1,8%
Comercial	111	112	9,8%	9,5%	1,2%
Rural	11	11	0,9%	0,9%	0,6%
Poder Público	6	6	0,6%	0,5%	0,8%
Iluminação Pública	0	0	0,0%	0,0%	0,0%
Serviço Público	0	0	0,0%	0,0%	1,0%
Próprio	0	0	0,0%	0,0%	-1,4%
Livre	72	107	6,4%	9,1%	48,6%
Industrial	7	9	0,6%	0,8%	28,6%
Comercial	65	98	5,8%	8,3%	50,8%
Distribuidora	1	1	0,1%	0,1%	0,0%
Total (Cativo + Livre)	1.130	1.178	100,0%	100,0%	4,2%

	Consumo (Em GWh)				Var. % 2018/2017
	2017	2018	Part. % 2017	Part. % 2018	
Cativo	5.703	5.584	88,8%	87,1%	-2,1%
Residencial	2.187	2.241	34,1%	34,9%	2,5%
Industrial	150	105	2,3%	1,6%	-30,5%
Comercial	1.860	1.755	29,0%	27,4%	-5,6%
Rural	144	137	2,2%	2,1%	-4,6%
Poder Público	596	571	9,3%	8,9%	-4,3%
Iluminação Pública	458	463	7,1%	7,2%	1,2%
Serviço Público	306	310	4,8%	4,8%	1,3%
Próprio	1	1	0,0%	0,0%	-1,5%
Livre	505	634	7,9%	9,9%	25,4%
Industrial	377	408	5,9%	6,4%	8,0%
Comercial	128	226	2,0%	3,5%	76,4%
Distribuidora	211	197	3,3%	3,1%	-6,7%
Total (Cativo + Livre)	6.419	6.414	100,0%	100,0%	-0,1%

Semelhantemente ao observado nos anos anteriores, grande parte do suprimento de energia elétrica à CEB Distribuição S.A. foi oriunda de aquisições realizadas no Ambiente de Contratação Regulado - ACR (26,95%), excluindo o efeito do MCS D EN, e das Cotas (22,56%). Em 2018, destaca-se a queda da participação do ACR no total do suprimento em razão do aumento das demais fontes. Em 2017, a participação do ACR era de 36,09%, ao passo que no ano em análise esta participação passou a ser de 26,95%.

As perdas totais na distribuição de energia sobre a energia requerida em 2018 foram de 923 GWh, enquanto que em 2017 somaram 892 GWh. O percentual de perdas totais sobre a energia injetada na distribuição², calculada pela média móvel dos últimos doze meses, passou de 12,58% em 2017 para 12,20%³ em 2018.

continua

continuação

CEB Distribuição S.A.

Balanco de Energia - CEB Distribuição S.A. em 31.12.2018 (Em GWh)

	2017	2018	Part. % 2017	Part. % 2018	Var. % 2018/2017
Energia (Origem)	7.548	7.999	100%	100%	6,0%
ITAIPU	1.406	1.303	18,6%	16,3%	-7,3%
PROINFA	151	143	2,0%	1,8%	-5,4%
Angra	243	243	3,2%	3,0%	0,0%
Energia Contratada	1.935	1.935	25,6%	24,2%	0,0%
Bilaterais	1.935	1.935	25,6%	24,2%	0,0%
Cotas (CCGF)	1.710	1.619	22,7%	20,2%	-5,3%
CCEAR	3.073	3.398	40,7%	42,5%	10,6%
MCSDE EN	-1.688	-1.477	-22,4%	-18,5%	-12,5%
Energia Recebida (Em Trânsito)	505	634	6,7%	7,9%	25,4%
Consumidor Livre	505	634	6,7%	7,9%	25,4%
Enel Goiás (CELG-D)	211	197	2,8%	2,5%	-6,7%
Geração Distribuída	2	4	0,0%	0,1%	157,0%
Geração Distribuída	2	4	0,0%	0,1%	157,0%
DISTRIBUIÇÃO DA ENERGIA (Destino)	7.548	7.999	100,0%	100,0%	6,0%
Energia Requerida (Mercado Cativo + Perdas Distribuição)	5.703	5.584	75,5%	69,8%	-2,1%
Consumo de Energia	5.703	5.584	75,5%	69,8%	-2,1%
Energia Entregue (Em Trânsito)	892	923	11,8%	11,5%	3,5%
Perdas Distribuição	892	923	11,8%	11,5%	3,5%
Consumidor Livre	505	634	6,7%	7,9%	25,4%
Enel Goiás (CELG-D)	211	197	2,8%	2,5%	-6,7%
Geração Distribuída	2	4	0,0%	0,1%	157,0%
Geração Distribuída	2	4	0,0%	0,1%	157,0%
Perdas Rede Básica	157	147	2,1%	1,8%	-6,2%
Energia Não Injetada	79	333	1,0%	4,2%	321,9%
Sobras <= 105%	79	333	1,0%	4,2%	321,9%
Sobras >105%	-	177	-	2,2%	-

² A Energia Injetada é calculada pela soma do consumo cativo (5.584 GWh), consumidores livres (633 GWh), CELG-D (196 GWh) e perdas na distribuição (923 GWh), utilizando o mesmo critério ANEEL para reconhecimento das perdas regulatórias.

³ Em 2018, o valor apurado foi de 12,58% e o de 2017 foi de 12,20%, recalculado em razão da inclusão da energia da ENEL GO (antiga CELG-D) na Energia Injetada.

Sistema Elétrico

A área de concessão da CEB abrange todo o Distrito Federal, com uma extensão de 5.801,937 km², dividida em 31 regiões administrativas e atendendo a uma população estimada de 2.974.703 habitantes (IBGE 2018). Seu sistema de alta tensão (subtransmissão) encontra-se interligado com o Sistema Interligado Nacional (SIN), por meio de três subestações de Furnas, e constitui-se atualmente de 41 subestações, sendo 22 alimentadas em 138 kV, 5 alimentadas em 69 kV e 14 em 34,5 kV, perfazendo uma capacidade instalada de transformação de 2.788 MVA. Para alimentação destas subestações é utilizado um sistema constituído de circuitos de 138 kV, 69 kV e 34,5 kV, totalizando 1.078 km de linhas de distribuição.

As subestações de Brasília Sul, Brasília Geral e Samambaia, de propriedade de Furnas, são as principais interligações com o Sistema Interligado Nacional - SIN e fontes de suprimento para o sistema da CEB.

O sistema de subtransmissão em 138kV da CEB é composto pelas subestações de Águas Claras, Brasília Centro, Brasília Norte, Ceilândia Norte, Ceilândia Sul, Cidade Digital, Contagem, Embaixadas Sul, Estádio Nacional, Gama, Hípica, Manguelral, Monjolo, Noroeste, Riacho Fundo, Santa Maria, Sobradinho Transmissão, Sudoeste, Samambaia Oeste, Taguatinga, Taguatinga Norte e 06.

O sistema de subtransmissão em 69 kV é atendido pelas subestações Ceilândia Sul, suprindo a subestação Núcleo Bandeirante, e Sobradinho Transmissão, que supre as subestações Planaltina, Vale do Amanhecer, PAD e São José.

Já o sistema de subtransmissão em 34,5 kV é atendido pelas subestações Brasília Norte, Brasília Centro, Taguatinga e Manguelral e a usina hidrelétrica do Paranoá, atendendo as subestações nº 01, 02, 03, 04, 05, 07, 08, 09, 10, Brazlândia, Guará, São Sebastião e Sobradinho.

Foi concluído o projeto do ponto de conexão do Sistema Interligado Nacional (SE Brasília Leste). Esse novo ponto de suprimento em 138 kV interligará a SE Brasília Leste às subestações Manguelral, Brasília Centro, SE 06 e Sobradinho Transmissão.

Qualidade do Atendimento

Em 2018, foram desenvolvidas as ações a seguir relacionadas, que melhoraram substancialmente o atendimento aos clientes da Companhia, as quais geraram reflexos importantes na percepção da qualidade de atendimento da população.

Houve redução drástica das reclamações caracterizadas como procedentes registradas pela ANEEL nos últimos anos. Em 2014 eram 649 reclamações, em 2015 foram 44 registradas, em 2016, foram contabilizadas 11 reclamações procedentes, em 2017, foram contabilizadas 13 reclamações procedentes e no ano de 2018 foram contabilizadas apenas 7 reclamações procedentes.

As seguintes iniciativas são apontadas como relevantes para os resultados obtidos:

- Sensibilização do corpo operacional e gestor do atendimento, envolvendo 652 colaboradores próprios e terceirizados (eletricistas, atendentes, teleatendentes, coordenadores, gerentes, superintendentes e diretores) o que incluiu a análise detalhada das pesquisas de satisfação realizadas anualmente e dos principais pontos de insatisfação dos clientes.
- Aprimoramento do treinamento dos atendentes, que agora conta com plataforma de ensino à distância de forma a aumentar as horas de treinamento e capacitação.
- Atualizações do Aplicativo CEB MOBILE para celulares nas plataformas iOS, Android e Windows Phone. Lançado em agosto de 2015, o CEB Mobile é mais uma opção para o cliente entrar em contato com a CEB Distribuição S/A sem sair de casa ou do trabalho. O aplicativo é gratuito e possui 07 serviços, além de informações de segurança e orientações de uso racional da energia elétrica, e com mais de 50.000 downloads realizados pelos nossos consumidores.
- A nova Agência Virtual CEB Distribuição S/A foi redesenhada para atender melhor os clientes da empresa. Antes da implantação do novo portal, apenas o serviço de emissão da 2ª via da conta de luz estava disponível para os consumidores. Agora, a Agência Virtual oferece 09 serviços, além de informações de segurança e orientações de uso racional da energia elétrica.
- Fortalecimento da presença da CEB Distribuição S/A em redes sociais para envio de Informações de Desligamentos Programados, Dicas de Economia, Direitos e Deveres dos Consumidores, Dicas de Segurança para a População, Divulgação dos Canais de Atendimento, Interação para solução de reclamações. Além das ações orgânicas desenvolvidas ao longo do ano, foi realizada a primeira campanha patrocinada nas redes sociais, com o investimento na divulgação de 4 filmes sobre Segurança no Facebook e YouTube.
- Planejamento, desenvolvimento e implantação da plataforma de ensino à distância permitindo treinar e orientar a equipe de atendimento com maior agilidade e eficiência.
- Avaliação de todos os procedimentos comerciais por intermédio de grupo de trabalho especializado, garantindo o cumprimento regulatório de todas as obrigações comerciais da distribuidora.
- Significativa redução nas compensações pagas por atraso de serviços aos consumidores com mais de 39% de diminuição.
- Criação de grupo de especialistas vinculados à Gerência Canal de Atendimento ao Cliente, que busca aumentar a satisfação dos clientes, com a redução das reclamações procedentes, e o tempo médio de respostas, com a melhoria contínua do desempenho no cumprimento dos prazos dos serviços comerciais, em consonância com a ISO 9001 - Tratamento de Reclamações.
- Todas as reclamações em 1º nível são tratadas pela equipe de atendimento do Call Center, que são apuradas pela distribuidora mensalmente, sendo calculados os indicadores anuais, DER - Duração Equivalente de Reclamação e FER - Frequência Equivalente da Reclamação, que são utilizados para monitoramento da qualidade e desempenho, respectivamente.

O esforço resultou no reconhecimento dos consumidores e das demais empresas do setor. Na pesquisa de satisfação realizada pela ANEEL, houve aumento de 8% na satisfação percebida e, no prêmio da Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE, a CEB foi finalista na categoria "Evolução do Desempenho".

Qualidade do Fornecimento

Com a realização bem sucedida do Plano de Resultados encaminhado à ANEEL, executado em 2015 e 2016 e a continuidade do monitoramento e a indicação de ações corretivas e preventivas efetuadas com o Plano de Melhorias e Providências, com início em 2017 e vigente até o momento, os indicadores de qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica (DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) atingiram a meta estabelecida para 2018.

É possível verificar uma sensível variação no DEC se compararmos dezembro de 2018 com o resultado final de 2017. O indicador passou de 8,43 em dezembro de 2017, para 8,56 em dezembro de 2018 (valor acumulado móvel). O FEC, por sua vez, melhorou significativamente, passando de 7,10 em dezembro de 2017, para 6,03 em dezembro de 2018 (valor acumulado móvel).

No ano de 2018 o resultado para o DEC foi 7,4% abaixo do limite regulatório de 9,24 horas. O FEC está demonstrando uma evolução considerável, apresentando um desempenho 20,3% abaixo da meta regulatória de 7,57 interrupções.

O planejamento das obras realizadas pela CEB Distribuição S/A no sistema elétrico, para o período, teve suas demandas compiladas do Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD), apresentado anualmente à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Com um horizonte de 5 e 10 anos, esse plano é composto por projetos de média e baixa tensão, além de ações de sub transmissão. Os estudos que alicerçaram esse planejamento fizeram uso de análises mercadológicas acerca do consumo e, consequentemente, da carga a ser disponibilizada, bem como da condição dos sistemas elétricos que abastecem os clientes da CEB Distribuição S/A. As análises tiveram como premissas básicas a garantia do fornecimento de energia elétrica à população do Distrito Federal e a qualidade do serviço de distribuição aos seus clientes.

Recursos Humanos

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

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

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

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

Quanto às capacitações, foram realizados treinamentos para o desenvolvimento do quadro de colaboradores que totalizam 39.418 horas. Os principais cursos e eventos realizados foram os seguintes: Formação e reciclagem em NR 10 - Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade; Formação e reciclagem em NR 33 - Trabalho em Espaço Confinado; Formação e reciclagem em NR 35 - Trabalho em Altura; Religador ecil e chaves fusível religadora; Curso de formação de eletricitista módulo RDS; Treinamento de eletricitistas no sistema de despacho de serviços comerciais; Reciclagem na operação da mesa AT; Curso SEI; Reciclagem 2018 - sistema action net; Reciclagem digiteam; Curso de integração para novos empregados; Treinamento para implantação do procedimento de cadastramento de iduc's; Treinamento do módulo PM - Sistema SAP; Código de conduta e integridade; Capacitação de usuários do nex - segurança do trabalho; Treinamento EFC 2018; Contabilidade e IFRS para empresas do setor de energia elétrica; Treinamento no sistema de despacho comercial/digiteam; Oficina de comunicação não violenta - CNV; Cadastramento de empresas para recebimento de citações e intimações de forma eletrônica; treinamento qlik sense; Gestão de riscos - Lei 13.303/2016; e Workshop combate a corrupção.

VI - Ambiente Regulatório

Bandeiras Tarifárias

A Aneel estabeleceu as Bandeiras Tarifárias com a finalidade de proporcionar uma sinalização de modo tempestivo sobre as condições adversas na disponibilidade de geração hidrelétrica para os consumidores e uma tentativa de aliviar as diferenças entre as receitas e as despesas das distribuidoras.

Inicialmente, as Bandeiras Trifárias foram construídas com a finalidade de cobrir custos variáveis de geração térmica e os dispêndios com a exposição involuntária. A sua implementação foi efetivamente aplicada a partir de janeiro de 2015.

Assim, as bandeiras tarifárias foram constituídas como um incremento na tarifa de fornecimento de energia elétrica.

Em 5 de fevereiro de 2015, foi emitido o Decreto nº 8.401/2015, determinando a criação da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, destinada a administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias. Deste modo, foi aprovada a Resolução Normativa nº 649/2015, a qual estabeleceu as definições, metodologias e procedimentos de aplicação das bandeiras tarifárias.

Atualmente, as faixas de acionamento estão definidas em quatro diferentes condições: Verde que sinaliza condição favorável da hidrologia; Amarela que indica condição menos razoável da geração; e Vermelha dividida em dois patamares: Patamar 1 que sinaliza condição de geração com custo alto e Patamar 2 que indica custo severo na geração de energia.

As Bandeiras Tarifárias estão destinadas a arcar com os seguintes custos:

- Custo dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado por Disponibilidade (CCEAR-D);
- Resultado no Mercado de Curto Prazo - MCP;
- Risco Hidrológico das usinas contratadas em regime de Cotas;
- Risco Hidrológico da UHE Itaipu Binacional;
- Encargo de Serviços do Sistema relativo ao despacho de usinas fora da ordem de mérito e com CVU acima do PLD máximo; e
- Risco Hidrológico dos agentes de geração que firmaram o Termo de Repactuação de Risco Hidrológico em conformidade com a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015.

Devido à incorporação de novos riscos para o seguimento de distribuição de energia elétrica, prioritariamente o risco hidrológico das usinas hidrelétricas por regime de cotas e as usinas que repactuaram o risco hidrológico, houve a necessidade de alteração do mecanismo das Bandeiras Tarifárias. Estes custos representavam o fator de maior impacto no custo das bandeiras e de maior peso dentro do rol de custos cobertos pela Bandeira Tarifária.

Então, foi aberta em outubro de 2017 pela ANEEL, a Audiência Pública 61/2017 para discutir sobre as novas faixas de acionamento das Bandeiras Tarifárias e a metodologia da Conta Bandeira. Com isso, em 24 de outubro de 2018, a Aneel por meio da Resolução Homologatória nº 2.392/2018 estabeleceu as faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias que passaram a vigorar a partir de maio de 2018 com os seguintes valores adicionais: Bandeira amarela igual a R\$ 1 a cada 100 KWh, Bandeira vermelha patamar 1 R\$ 3 a cada 100kWh e Bandeira vermelha patamar 2 R\$ 5 a cada 100KWh.

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

Revisão Tarifária Extraordinária de 2018 - RTE 2018

Conforme consta no Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão 66/1999 e nos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET que trata do Rito de Revisão Tarifária Extraordinária, "A pedido da Distribuidora", a Aneel pode aplicar Revisão Tarifária Extraordinária considerando o nível eficiente dos custos visando restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão, uma vez que sejam comprovadas alterações significativas nos custos da Distribuidora, desde que não decorram da ineficiência da gestão empresarial.

continua

continuação

CEB Distribuição S.A.

No segundo semestre de 2017, a situação econômico-financeira da Companhia foi fortemente impactada por fatores motivados pelos altos custos adicionais da Parcela A, derivados dos contratos de energia elétrica, mais precisamente os custos com o Risco Hidrológico, devido ao baixo nível de geração das hidrelétricas, além de um cenário adverso do setor elétrico combinado com ambiente econômico desfavorável.

O cenário de evolução dos valores de PLD entre agosto/17 e janeiro/18 resultou em alto impacto financeiro para a concessionária em diversos níveis*:

- (i) excessiva exposição de energia no Mercado de Curto Prazo no 2º semestre de 2017 em decorrência das cessões contratuais efetivadas no MCSD-EN A0 de julho/2017;
- (ii) GSF baixo levando os custos de risco hidrológico dos contratos de CCFG, Itaipu e CCEARs de usinas repactuadas a níveis muito elevados;
- (iii) efeito da liquidação provisória das cessões decorrentes do MCSD-EN nas modalidades A-1 de janeiro/2017, A0 de abril/2017 e A0 de julho/2017 a partir da competência de agosto até outubro de 2017 via Mecanismo Auxiliar de Cálculo - MAC com precificação ao PLD do período.

Como resultado do descasamento entre a cobertura tarifária e os custos incorridos pós RTA 2017, a empresa constitui CVA de Energia em níveis elevados.

Diante dessa situação, a Companhia apresentou Pleito para a RTE que atendeu os requisitos necessários para a admissão da Revisão Tarifária Extraordinária que culminou na Audiência Pública nº 24/2018 aprovada na Reunião Pública Ordinária em 22/05/2018.

Assim, em 19 de junho de 2018, a Diretoria da Aneel, em Reunião Pública Ordinária, definiu as novas tarifas a serem aplicadas pela CEB Distribuição S/A por meio da Resolução Homologatória nº 2.406/2018 com vigência a partir de 22 de junho de 2018. No processo tarifário em questão, foi concedido um componente financeiro de aproximadamente R\$ 79 milhões, visando a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro, a ser capturado nas novas tarifas, o que configurou o efeito médio a ser percebido pelo consumidor de 8,81%, sendo 8,88%, em média, para consumidores conectados na Alta Tensão e 8,78%, em média, para os consumidores conectados em Baixa Tensão.

*Conforme NT nº 124/2018-SGT/ANEEL, de 21 de maio de 2018, a qual a SGT se manifesta favorável ao reconhecimento da RTE de 2018, propondo a inclusão de componente financeiro adicional de 10,33% refletindo um efeito médio para o consumidor de 8,81%.

Reajuste Tarifário Anual de 2018 - RTA 2018

A metodologia de aplicação no cálculo do Reajuste Tarifário Anual de 2018 está disciplinada nos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET. O reajuste tarifário é um mecanismo aplicado anualmente, previsto no contrato de concessão da distribuidora cuja finalidade é restabelecer o nível da receita necessária para cobrir as variações de custo da Parcela A, sobre a qual a Companhia não possui gestão, além de corrigir os custos operacionais e os custos relacionados aos investimentos no sistema da área de concessão da distribuidora.

No Reajuste Tarifário Anual de 2018, que determina a nova Receita Requerida da Concessionária e os novos níveis de tarifa, são levados em consideração os custos atualizados referentes à Parcela A e à Parcela B, os custos referentes à Outras Despesas, Componentes Financeiros e Fator X, bem como a variação de mercado do período de referência.

Em 16 de outubro de 2018, a diretoria colegiada da ANEEL definiu, por meio da Resolução Homologatória nº 2.471/2018, o resultado do Reajuste Tarifário Anual da CEB Distribuição S/A. O RTA de 2018 reajustou as tarifas, configurando o efeito médio a ser percebido pelos consumidores, de 6,5%, sendo 7,31% para os consumidores de alta tensão e 6,15% para os consumidores de baixa tensão. As novas tarifas serão aplicadas para o ciclo tarifário que compreende o período de 22 de outubro de 2018 a 21 de outubro de 2019.

Os itens que resultaram no percentual médio de 6,5% de reajuste das tarifas são: o reajuste dos itens econômicos relativos aos custos da Parcela A e B, que contribuíram com efeito médio de 9,84%; itens financeiros denominados de componentes financeiros apurados no RTA de 2018 que serão compensados nos próximos 12 meses e resultaram no impacto de 14,28%, além da retirada dos componentes financeiros do Reajuste Tarifário de 2017 e da reversão da Revisão Tarifária Extraordinária de 2018 de -17,62%.

No processo tarifário em questão, a ANEEL reconheceu como Componentes Financeiros um ativo líquido de R\$ 340,8 milhões. Cabe informar que a CEB Distribuição S/A protocolou Recurso Administrativo, em 2017, solicitando a retirada das tarifas do componente financeiro relativo ao Baixa Renda incluído no reajuste tarifário de 2017. Contudo, o pleito não foi acatado pela Agência Reguladora, fato que motivou a Companhia a impetrar recurso no âmbito judicial, onde houve decisão em caráter liminar favorável à Empresa.

Com isso, no RTA de 2018, a Aneel, em atendimento ao dispositivo judicial, não procedeu à devolução para as tarifas do saldo remanescente do Passivo Baixa Renda, restando aguardar a decisão judicial definitiva.

Informações adicionais e o detalhamento dos cálculos encontram-se na Nota Técnica nº 222/2018-SGT/ANEEL de 10 de outubro de 2018, disponível no site da ANEEL.

Sobrecontratação

A compra de energia elétrica pela CEB Distribuição S/A deve atender ao disposto no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, com destaque para os artigos 2º, 11 e 19.

O artigo 2º, inciso II, determina que as concessionárias de distribuição de energia elétrica devem garantir o atendimento de cem por cento de seus mercados de energia e potência por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O descumprimento de tal disposição enseja a aplicação de penalidades conforme previsto na convenção, nas regras e nos procedimentos de comercialização, de acordo com o artigo 3º.

Para o atendimento ao disposto no inciso II do artigo 2º, o artigo 11, em seus incisos I e II, determina que cada agente de distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN) deverá adquirir, por meio de leilões realizados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e novos empreendimentos de geração.

Entretanto, situações tais como queda do consumo de energia elétrica decorrente da conjuntura econômica, ou entrada de novas tecnologias que permitam a otimização do consumo de energia elétrica, o que dificilmente seria identificado há três e/ou cinco anos por ocasião das declarações de necessidade de compra de energia em leilão, possibilitam excedentes de energia elétrica.

Para atender o limite de reconhecimento regulatório de 105% nas tarifas, a Companhia empregou ações de "Máximo Esforço" buscando mitigar o cenário de sobrecontratação da CEB Distribuição S/A em 2018.

Considerando as ações gerenciais implementadas em 2018, incluindo as declarações de Mecanismos de Compensação de Sobras e Débitos - MCSD, a CEB Distribuição S/A fechou posição de sobras no patamar de 7,8% no ano com 2,8 p.p acima do nível regulatório. Registre-se ainda, que no Reajuste Tarifário Anual - RTA, ocorrido em 2018, o componente financeiro relativo ao repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo teve reflexos:

- (i) Do Resultado do Mercado de Curto Prazo no período de ago/2017 a jul/2018;
- (ii) Das recontabilizações de carga, contratos e PLDs do MCP com impacto na tarifa de 7,7%, o que totalizou R\$182,69 milhões.

Ressalta-se que para o ano civil de 2017, não houve ajustes da Sobrecontratação no estar dentro do limite regulatório de 105%.

VII - Desempenho Econômico-Financeiro

A receita operacional da CEB Distribuição S/A alcançou, em 2018, R\$ 3.918.332 mil, representando uma redução de 4,5% em relação ao mesmo período do ano anterior (R\$ 4.104.389 mil, rerepresentado).

	Valor R\$ mil		Variação	
	2018	2017 (reapresentado)	R\$ mil	%
Classes				
Residencial	1.495.051	1.330.567	164.484	12,36
Industrial	88.434	89.458	(1.024)	(1,14)
Comercial	1.201.910	1.140.194	61.716	5,41
Rural	66.453	62.220	4.233	6,80
Poder Público	417.594	389.618	27.976	7,18
Iluminação Pública	176.719	160.696	16.023	9,97
Serviço Público	164.773	143.364	21.409	14,93
(=) Fornecimento faturado	3.610.934	3.316.117	294.817	8,89
Fornecimento Não Faturado Líquido	11.804	12.438	(634)	(5,10)
Encargo de Capacidade Emergencial	-	-	-	-
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	(94.548)	212.686	(307.234)	(144,45)
Ultrapassagem de Demanda e Exc Reativos	-	-	-	-
Recursos CDE (Descontos Tarifários)	90.542	45.253	45.289	100,08
(=) Fornecimento de Energia Elétrica	3.618.731	3.586.494	32.237	0,90
Energia elétrica de curto prazo	146.545	377.153	(230.608)	(61,14)
Disponibilização Sistema de Distribuição	29.315	20.528	8.787	42,81
Receita de Construção - IFRIC12	83.846	83.471	375	0,45
Arrendamentos e Aluguéis	31.644	31.522	122	0,39
Outras receitas e rendas	8.251	5.221	3.030	58,03
Total da receita operacional	3.918.332	4.104.389	(186.057)	(4,53)

A seguir destacamos os componentes que impactaram na redução da receita operacional bruta no ano de 2018, em comparação ao ano de 2017:

Principais variações:

Ativos e Passivos Financeiros Setoriais (redução de 144,5%; 307.234 mil): A variação ocorrida em 2017, principalmente nos meses de outubro a dezembro, foram decorrentes dos altos valores de Risco Hidrológico que são precificados pelo PLD. Ainda nesse período, especificamente a partir do 2º semestre, o valor do PLD atingiu o seu limite máximo.

Além disso, foi alocado na CVA Energia as recontabilizações do Mercado de Curto Prazo em função da ausência de parametrização nos sistemas da CCEE. Em 2018, após a finalização dos ajustes dos relatórios da referida Empresa, foi realizada a permuta dos valores alocados na CVA energia para a conta de Sobrecontratação.

Em março de 2017, a Aneel recalculou o ERR de Angra III e reduziu nas tarifas dos consumidores a cobertura relativa ao encargo de Energia de Reserva. Essa variação é explicada pelo efeito da redução da cobertura tarifária no RTA de 2017/2018. Ao longo do ano de 2017 e 2018 não ocorreram pagamentos expressivos de ESS/ERR o que gerou delta negativo a ser repassado na tarifa aos consumidores.

A relação entre a receita auferida pela Companhia e a cobertura tarifária prevista pela Aneel decorrente da variação de mercado de energia resulta na Neutralidade da Parcela A. Assim, em 2017, a queda da receita resultou no montante de R\$ 44 milhões positivo a ser reconhecido no RTA de 2018. Ainda, com relação a Neutralidade da Parcela A do ano corrente, a leve reação no crescimento de mercado resultou na constituição da Neutralidade passiva.

A CVA Rede Básica, os custos incorridos nessa rubrica, proveniente da Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S/A (VSB), não foram objeto de constituição, pois o ativo não foi efetivamente disponibilizado aos consumidores.

Deduções à Receita Operacional

As deduções da receita operacional de 2018 se apresentaram estáveis, em relação ao ano de 2017.

Deduções da Receita	2018	2017	Variação R\$	%
Tributos				
Impostos	(722.25)	(666.068)	(55.957)	8,4
Contribuições	(281.845)	(364.082)	82.237	(22,6)
Total - Tributos	(1.003.870)	(1.030.150)	26.280	(2,55)
Encargos do Consumidor				
Programa de Eficiência Energética - PEE	(11.762)	(12.337)	575	(4,7)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(435.202)	(348.184)	(87.018)	25,0
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(11.774)	(12.719)	945	(7,4)
Taxa de Fiscalização Serv Energia Elétrica	(2.063)	(2.478)	415	(16,7)
Encargo de Capacidade Emergencial	-	-	-	0,0
Bandeiras Tarifárias	9.718	(46.858)	56.576	(120,7)
Total Encargos Setoriais	(451.083)	(422.576)	(28.507)	6,7
Total Deduções da Receita	(1.454.953)	(1.452.726)	(2.227)	0,2

Principais variações

Tributos - ICMS/ISS/PIS/COFINS (redução de -2,6%; R\$ 26.280 mil): Esta variação negativa reflete principalmente a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS, em contrapartida ao aumento na receita Fornecimento de Energia Elétrica que é base de cálculo destes tributos.

Quanto à exclusão do ICMS da Base de Cálculo do PIS/COFINS, por maioria de votos, o Plenário do Supremo Tribunal Federal (STF), em sessão realizada em 15/03/2017, 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, ajuizou 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 Distribuição S/A adquiriu também o direito de não mais incluir o ICMS nas bases de cálculo do PIS/COFINS, com adoção a partir das apurações de outubro de 2017.

Encargos Setoriais - (aumento de 6,7%; R\$ 28.507 mil): Esta variação se deve, principalmente, ao aumento da cota anual da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE que atingiu em 2018 um patamar médio mensal de R\$ 36.267 mil (R\$ 29.015 em 2017).

Em 04/09/2018, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.446, que estabeleceu a Cota Anual da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, a ser repassada em 2018 pela CEB Distribuição S/A à CCEE, no montante de R\$ 303.306 mil.

continua

continuação

CEB Distribuição S.A.

Custos e Despesas Operacionais

Custos Com energia (Não gerenciáveis)	2018	2017 (reapresentado)	Variação	
			R\$	%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.642.335)	(1.652.613)	10.278	(0,6)
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(270.055)	(316.470)	46.415	(14,7)
Total Custo com Energia	(1.912.390)	(1.969.083)	56.693	(2,9)
Despesas Operacionais (Gerenciáveis)				
Pessoal	(191.222)	(225.105)	33.883	(15,1)
Material	(1.962)	(2.858)	896	(31,4)
Serviços de Terceiros	(123.134)	(131.068)	7.934	(6,1)
Custo de Construção	(83.846)	(83.470)	(376)	0,5
Depreciação e Amortização	(48.533)	(57.329)	8.796	(15,3)
Provisão (Reversão) para Devedores Duvidosos	(21.136)	(23.325)	2.189	(9,4)
Perdas Dedutíveis - Lei 9.430/96	(106.428)	(91.870)	(14.558)	15,8
Receita de Recuperação de Perdas	55.925	37.070	18.855	50,9
Compensação a Consumidores	-	-	-	-
Provisões/Reversões Contingências	26.611	(10.544)	37.155	(352,4)
Outras provisões/reversões	(1.278)	29.012	(30.290)	(104,4)
Baixa Obrigações Contrib Ilum Pública - CIP	-	-	-	-
Receita Ativo Financeiro - VNR	5.687	7.474	(1.787)	(23,9)
Receita Crédito Trib Transitado em Julgado	1.526	5.900	(4.374)	-
Outras Despesas	(22.187)	(48.432)	26.245	(54,2)
Total Despesas Operacionais	(509.977)	(594.545)	84.568	(14,2)
Total Custos e Despesas Operacionais	(2.422.367)	(2.563.628)	141.261	(5,5)

Os custos e despesas operacionais alcançaram R\$2.422.367 mil em 2018, (R\$ 2.563.627 mil em 2017, reapresentado), uma redução de R\$ 141.261 mil, 5,5% menor em relação ao mesmo período do ano anterior.

Principais variações

Energia Elétrica comprada para revenda e Encargos de Uso da Rede Elétrica (redução de 2,9%; R\$ 56.693 mil): Decorre principalmente dos reflexos dos Custos Variáveis do Mercado de Curto Prazo, relativo principalmente ao Risco Hidrológico que é precificado pelo Preço de Liquidação das Diferenças - PLD.

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

Despesas de Pessoal (decréscimo de R\$ 33.883, 15,1% com relação ao período anterior reapresentado): A redução das despesas de pessoal decorre, principalmente, das demissões de 59 empregados, sendo 45 vinculados à política de desligamento da Companhia, os quais estavam alocados nos últimos níveis do Plano de Cargos e Salários - PCCS, em contrapartida à contratação de 54 empregados.

Custo de Construção (praticamente estável nos períodos comparativos): 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.

Resultado Financeiro

O Resultado financeiro da CEB Distribuição S/A no ano de 2018 atingiu R\$ 118.134 mil, um incremento de R\$ 154.712 mil (423,0%), quando comparado ao mesmo período do ano anterior (R\$ 36.578 mil, reapresentado). As principais variações foram decorrentes do elevado grau de endividamento da Companhia, considerando:

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 pela CEB Distribuição S/A. De acordo com a decisão, o valor parcelado foi de R\$ 196.397, que deverá ser acrescido de encargos moratórios de 1% ao mês e atualização monetária pelo IGP/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 amortizado em 16 parcelas mensais, acrescidas de juros e atualização monetária de mesma grandeza.

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 serão 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 será amortizado em 18 parcelas mensais e consecutivas, com início em 30/11/2018 e com juros remuneratórios da ordem de 1% ao mês, calculados *pro rata die*, a partir da assinatura do contrato.

3. Parcelamento 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.

4. Terceira emissão de Debêntures

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 BOCOM BBM S.A., para alongamento da dívida de curto prazo e, também, para reforço do capital de giro e gestão ordinária dos negócios da Distribuidora.

	2018	2017 (reapresentado)	Variação Var. R\$	Var. %
Receitas financeiras				
Acréscimos Moratório Conta de Energia	25.871	37.258	(11.387)	(30,6)
Variação Cambial sobre faturas de Energia	5.158	3.972	1.186	-
Atualizações Monetárias	20.260	9.163	11.097	121,1
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	33.450	84.204	(50.754)	(60,3)
Multas e Penalidades Aplicadas	3.147	1.621	1.526	94,1
Rendimentos de Aplicações Financeiras	3.871	3.958	(87)	(2,2)
Outras Receitas Financeiras	685	497	188	37,8
(-) Tributos sobre Receita Financeira	(2.690)	(2.691)	1	(0,0)
Subtotal	89.752	137.982	(48.230)	(35,0)
Despesas Financeiras				
Encargos de dívidas	(56.465)	(57.566)	1.101	(1,9)
Variação Cambial sobre faturas de Energia	(9.381)	(4.693)	(4.688)	99,9
Atualização Monetária	(44.628)	(35.515)	(9.113)	25,7
Atualização Passivo Financeiro Setorial	(53.770)	(46.239)	(7.531)	16,3
Multas e Penalidades Aplicadas	-	69.977	(69.977)	(100,0)
Multas por Atraso de Pagamento	(42.514)	(11.225)	(31.289)	278,7
Encargos do Déficit Atuarial	(1.014)	-	-	-
Outras Despesas Financeiras	(114)	(16.143)	16.029	(99,3)
Total Despesas Financeiras	(207.886)	(101.404)	(106.482)	105,0
Resultado Financeiro	(118.134)	36.578	(154.712)	(423,0)

Lucro (prejuízo)

Em 2018 o resultado da Companhia apresentou prejuízo no exercício de R\$ 33.678 mil, frente a um lucro de R\$ 29.522 em 31 de dezembro de 2017, reapresentado. Os seguintes fatores explicam essa diminuição:

(i) Resultado depois da Parcela A (custos não gerenciáveis) em 2018 superou em R\$ 61,3 milhões, o que efetivamente foi repassado na tarifa de energia elétrica.

a. Os principais eventos que contribuíram para esse descasamento estão relacionados à Rede Básica de Brasília Leste (R\$ - 42,8 milhões) não reconhecidos na CVA Rede Básica; bem como as Perdas de Energia Elétrica que foram superiores em R\$ 23,1 milhões ao limite regulatório.

(ii) Resultado da Parcela B (custos gerenciáveis) de R\$ 370,4 milhões, contra o nível regulatório de R\$ R\$ 292,5 milhões, repassados na tarifa de energia, uma variação de 26,6%, R\$ 77,9 milhões.

(iii) Resultado financeiro foi deficitário em R\$ 118,1 milhões, uma variação de R\$ 68,2 milhões, 136,7% maior do que o valor repassado na tarifa pelo Agente Regulador (R\$ 49,9 milhões).

VIII - Investimentos (Capex)

Os principais investimentos realizados no sistema elétrico em 2018 foram norteados pelo Plano de Desenvolvimento da Distribuição - PDD, que é atualizado anualmente, e pelo Plano de Melhorias e Providências (PLAMP), solicitado pela ANEEL, cujo objetivo é adequar aos requisitos mínimos de qualidade, confiabilidade, disponibilidade e segurança para as áreas técnica, comercial e econômico-financeira.

Segue, abaixo, os principais investimentos:

- Iniciadas as obras para a construção dos trechos aéreos das quatro novas linhas de Subtransmissão em 138kV, que interligarão a Subestação Brasília Leste, da Rede Básica, às subestações Mangueiral, Brasília Centro, 06 e Itapoã da CEB. Com a nova Subestação de Brasília Leste, o Distrito Federal será atendido por 4 (quatro) pontos de conexão com a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, garantindo maior robustez ao sistema elétrico, bem como o atendimento ao crescimento da demanda.
- Obra de conexão à futura Subestação Itapoã foi concluída e outras três linhas ainda estão em fase de execução, com previsão para conclusão em maio de 2019.
- Iniciado o processo licitatório para a obra de implantação do trecho subclustre e subterrâneo das linhas que irão conectar a Subestação Brasília Leste às subestações Brasília Centro e Subestação 06.
- Iniciado o processo licitatório para a obra de linha que conectará a futura Subestação Itapoã à Subestação Sobradinho Transmissão.
- Licitação da obra de ampliação da Subestação de Ceilândia Norte, que deverá iniciar no primeiro bimestre de 2019, que prevê a instalação de dois *bays* de linha, proporcionando maior confiabilidade ao conjunto elétrico e adjacências, em consonância com o que foi estabelecido no PLAMP.
- Foi finalizado ainda o projeto básico para a contratação da obra de implantação da nova Subestação 08.
- Iniciada a Obra de Retrofit da barra da Subestação de Sobradinho com previsão de conclusão no primeiro semestre de 2019.
- Iniciada a obra de recuperação dos cubículos da Subestação Águas Claras com previsão de conclusão no primeiro semestre de 2019.
- Compactação de cerca de 35 quilômetros de Rede de Distribuição Aérea de 15 kV, que proporciona maior confiabilidade ao sistema elétrico.
- Implantação de 131 Religadores tripolares telecomandados na Rede de Distribuição Aérea de 15 kV.
- Implantação de 100 chaves fusíveis religadoras na Rede de Distribuição Aérea de 15 kV.
- Implantação de 22 quilômetros de Rede de Distribuição Subterrânea de 15 kV, com destaque para obras de construção de novos alimentadores da Subestação Autarquias Norte e Setor Bancário Norte;
- Reforma de 720 transformadores de Distribuição com redução na compra de novos equipamentos;
- Substituição de 100 disjuntores de 138 kV com extinção a óleo por outros com extinção a SF6, nas Subestações de Ceilândia Norte, Brasília Norte, Taguatinga e Mangueiral.
- Substituição de 59 relés analógicos por outros digitais em diversas Subestações, com prioridade de instalação na saída dos alimentadores de 15 kV.
- Substituição de 4 chaves à óleo de banco de capacitores por outras a vácuo.

Em 2018, os investimentos foram de R\$ 59.810 (R\$ 57.551 mil em 2017), apresentando um aumento de 4% em relação ao volume investido em 2017.

IX - Desenvolvimento Energético

O Programa de Eficiência Energética - PEE da CEB Distribuição S/A é executado anualmente em atendimento à cláusula do Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 66/1999-ANEEL, a Lei nº 11.465/2007 e a Lei nº 12.212/2010. Os critérios para aplicação dos recursos e procedimentos necessários para apresentação do Programa à ANEEL estão estabelecidos no PROPEE - Procedimentos do Programa de Eficiência Energética - aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 830/2018.

Chamadas Públicas de Projetos de EE

O objetivo da Chamada Pública é tornar o processo decisório de escolha dos projetos e consumidores beneficiados pelo PEE mais transparente e democrático, promovendo maior participação da sociedade. Nos últimos anos, a CEB fomentou o mercado gerando maior atuação dos clientes e empresas de eficiência.

Os benefícios não se restringem ao sistema elétrico. São gerados empregos, profissionais são capacitados por meio dos cursos, há redução do consumo energético das edificações e há o ganho socioambiental por meio destas iniciativas. Em 2018 houveram desembolsos das CP 2016 e 2017 da ordem de R\$ 5.267.717,56 além do lançamento da CP 2018 em Dez/18.

Projetos Prioritários

Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de P&D: "Eficiência Energética e Minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior"

continua

continuação

CEB Distribuição S.A.

A CEB Distribuição S/A, após realização de Chamada Pública, selecionou a Universidade de Brasília (UnB), a qual apresentou a proposta "Geração Distribuída no Campus da Universidade de Brasília Integrada a Rede de Distribuição da CEB" com valor da proposta de P&D equivalente a R\$ 2.023.832,00 (dois milhões, vinte e três mil e oitocentos e trinta e dois reais), e de PEE de R\$ 2.263.252,57 (dois milhões, duzentos e sessenta e três mil, duzentos e cinquenta e dois reais e cinquenta e sete centavos). A execução do projeto foi iniciada em 2018 e até dezembro foram investidos R\$ 163.574,41 com treinamentos e aquisição de equipamentos.

Projeto Piloto - Projeto de Eficientização Prédio Aneel

O projeto surge com a motivação de divulgar ações de eficiência energética em prédios públicos. Pretende-se com este projeto, criar um modelo para o Distrito Federal, podendo ser ampliado para as diversas concessionárias do país. Esse modelo de projeto visa a inserção do contrato de desempenho no setor, de tal forma que o dinheiro investido será devolvido e poderá ser investido em novos projetos. O projeto em questão foi classificado como Piloto, pois visa testar novas práticas. O desembolso em 2018 foi de R\$ 1.879.100,02.

Fundo do PROCEL

Após publicação da Lei 13.280/16, as distribuidoras de energia são obrigadas a transferirem 0,1% da ROL para o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel). Em 2018, foi reservado ao PROCEL o valor de R\$ 2.480.138,36, referente as ROLs de novembro/2017 a outubro/2018.

Palestras educacionais

Em 2018, foram realizadas 18 palestras em órgãos públicos, escolas e Instituições, capacitando cerca de 1.147 participantes palestras e cursos sobre o uso consciente de energia elétrica, tanto em casa, quanto no trabalho, proporcionando assim economia de energia nas edificações, educação ambiental e patrimonial (arqueologia).

X- Responsabilidade Socioambiental

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

Em decorrência do racionamento de água imposto no Distrito Federal, a CEB Distribuição S/A com medidas efetivas de combate ao desperdício de água, como campanhas e reparos em toda a instalação hidráulica, conseguiu reduzir 22,89% o consumo de água em relação ao ano de 2017.

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

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

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

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

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

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

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

XI - Conselho de Consumidores

O principal papel do Conselho é ser um canal de contato entre a empresa e os representantes dos diversos segmentos de consumidores de energia: rural, residencial, comercial, industrial e poder público. Ele tem como missão sugerir melhorias nos serviços prestados à população. A participação como membro no conselho é voluntária e não remunerada.

A Administração, visando à convergência de suas ações junto às entidades de classes representativas no Distrito Federal, apoiou sistematicamente a operacionalização do Conselho de Consumidores da CEB Distribuição S.A.

XII - Balanço Social

1) Base de Cálculo	Em Milhares de Reais						
	2018			2017 reapresentado			
Receita Operacional Líquida (RL)	2.463.379			2.651.663			
Resultado Operacional (RO)	(77.121)			124.614			
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	191.222			225.106			
2) Indicadores Sociais Internos	Em Milhares de Reais	% sobre FPB	% sobre RL	Em Milhares de Reais	% sobre FPB	% sobre RL	
Alimentação	18.824	9,84%	0,76%	17.153	7,62%	0,65%	
Encargos sociais compulsórios	39.931	20,88%	1,62%	48.432	21,52%	1,83%	
Previdência privada	9.180	4,80%	0,37%	8.843	3,93%	0,33%	
Saúde	16.465	8,61%	0,67%	30.164	13,40%	1,14%	
Segurança e medicina no trabalho	6	0,00%	0,00%	72	0,03%	0,00%	
Educação	13	0,01%	0,00%	81	0,04%	0,00%	
Capacitação e desenvolvimento profissional	480	0,25%	0,02%	122	0,05%	0,00%	
Creches ou auxílio-creche	345	0,18%	0,01%	379	0,17%	0,01%	
Participação nos resultados	4.006	2,09%	0,16%	10.771	4,78%	0,41%	
Outros	3.548	1,86%	0,14%	4.503	2,00%	0,17%	
Total - Indicadores Sociais Internos	92.798	48,53%	3,77%	120.520	53,54%	4,55%	
3) Indicadores Sociais Externos	Em Milhares de Reais	% sobre RO	% sobre RL	Em Milhares de Reais	% sobre RO	% sobre RL	
Educação	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%	
Cultura	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%	
Esporte	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%	
Outros	637	-0,83%	0,03%	702	0,56%	0,03%	
Total das Contribuições para a Sociedade	637	-0,83%	0,03%	702	0,56%	0,03%	
Tributos (excluídos encargos sociais)	1.003.870	-1301,68%	40,75%	1.125.242	902,98%	42,44%	
Total - Indicadores Sociais Externos	1.004.507	-1302,51%	40,78%	1.125.944	903,55%	42,46%	
4) Indicadores Ambientais	Em Milhares de Reais	% sobre RO	% sobre RL	Em Milhares de Reais	% sobre RO	% sobre RL	
Relacionados com a operação da empresa	27	-0,03%	0,00%	25	0,02%	0,00%	
Em Programas e/ou projetos externos	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%	
Total dos Investimentos em Meio Ambiente	27	-0,03%	0,00%	25	0,02%	0,00%	
5) Indicadores do Corpo Funcional				2018		2017	
Nº de empregados ao final do período				908		908	
Nº de admissões durante o período				54		9	
Nº de estagiários				40		37	
Nº de empregados terceirizados				-		N/A	
Nº de empregados acima de 45 anos				348		380	
Nº de mulheres que trabalham na empresa				147		143	
Nº Portadores de deficiência física (conveniados)				25		19	
% de cargos de chefia ocupados por mulheres				39%		42%	
Nº de empregados negros				52		52	
% de empregados negros				5,8%		5,8%	
Nº de cargos de chefia ocupados por negros				-		-	
% de cargos de chefia ocupados por negros				0%		0%	
6) Informações Relevantes quanto ao Exercício da Cidadania Empresarial		2018				2017	
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa		23,97				21,94	
Número total de acidentes de trabalho		25				45	
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos:	() pela direção	(x) direção e gerências	() todos os empregados	() pela direção	(x) direção e gerências	() todos os empregados	
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos:	() pela direção	(x) direção e gerências	() todos os empregados	() pela direção	(x) direção e gerências	() todos os empregados	
A previdência privada contempla:	() pela direção	() direção e gerências	(x) todos os empregados	() pela direção	() direção e gerências	(x) todos os empregados	
A participação nos lucros ou resultados contempla:	() pela direção	() direção e gerências	(x) todos os empregados	() pela direção	() direção e gerências	(x) todos os empregados	
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	() não são considerados	() são sugeridos	(x) são exigidos	() não são considerados	() são sugeridos	(x) são exigidos	
Quanto à participação dos empregados em programas de trabalho voluntário, a empresa:	() não se envolve	(x) apóia	() organiza e incentiva	() não se envolve	(x) apóia	() organiza e incentiva	
Valor adicionado total a distribuir		2018				2017	
		1.783.447				1.906.539	
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):		81,02%	% governo			82,83%	% governo
		9,21%	% colaboradores			10,31%	% colaboradores
		1,89%	% acionistas			1,55%	% acionistas
		7,88%	% financiadores			5,32%	% financiadores
7) Outras Informações		2018				2017	
Desconto total na conta de energia elétrica destinado a organizações sem fins lucrativos		1094				725	

continua

continuação

CEB Distribuição S.A.

XIII - DISCLAIMER

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

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

Todas as informações relevantes, ocorridas no período e utilizadas pela Administração na gestão da Companhia, estão evidenciadas neste documento e nas Demonstrações Financeiras Intermediárias, que podem ser acessadas pelo *site* da empresa (www.ceb.com.br).

XIV - DECLARAÇÃO DA DIRETORIA

De acordo com o artigo 25 da instrução CVM Nº 480/2009, a Diretoria declara que revisou, discutiu e concorda com as Demonstrações Financeiras e com as opiniões expressas no relatório dos auditores independentes referente às mesmas.

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 2018 - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 31 DE DEZEMBRO DE 2017 (Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

BALANÇO PATRIMONIAL					BALANÇO PATRIMONIAL				
Ativo	Nota	R\$ mil			Passivo	Nota	R\$ mil		
		31/12/2018	31/12/2017	01/01/2017			31/12/2018	31/12/2017	01/01/2017
			Reapresentado	Reapresentado			Reapresentado	Reapresentado	
Ativo circulante					Passivo Circulante				
Caixa e Equivalentes de Caixa	7	103.353	74.222	46.973	Fornecedores	19	489.134	411.833	232.682
Contas a Receber	8	585.198	515.266	508.530	Tributos e Contribuições Sociais	20	175.917	253.905	237.105
Tributos e Contribuições Sociais Compensáveis	9	18.216	42.835	26.909	Contribuição de Iluminação Pública	21	96.816	79.106	127.397
Estoques	10	7.749	7.251	8.180	Empréstimos e Financiamentos	22	86.069	125.029	43.844
Ativo Financeiro Setorial	11	862.704	922.668	392.433	Debêntures	23	247.778	64.641	53.145
Bens destinados à venda	12	1.711	-	275.969	Benefícios com empregados	24	3.745	5.815	34.463
Outros Créditos	15	86.031	64.507	107.132	Provisões e Encargos sobre Folha de Pagamento	25	24.706	32.414	35.404
Total do Circulante		1.664.962	1.626.749	1.366.126	Passivo Financeiro Setorial	11	608.364	543.298	285.271
					Encargos do Consumidor a Recolher	26	49.767	78.447	165.490
					Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	27	34.371	17.859	29.262
					Provisão para Riscos Trabalhistas,				
					Cíveis e Regulatórios	28	6.478	4.012	3.903
					Outras Obrigações		29.331	23.715	21.808
					Total do Circulante		1.852.476	1.640.074	1.269.774
Ativo Não Circulante					Passivo Não Circulante				
Realizável a Longo Prazo					Fornecedores	19	36.829	-	8.199
Contas a Receber	7	33.317	43.295	21.874	Tributos e Contribuições Sociais	20	225.577	200.598	80.328
Tributos e Contribuições Sociais Compensáveis	9	6.013	5.836	8.545	Contribuição de Iluminação Pública	21	3.393	42.494	79.880
Ativo Financeiro de Concessões	13	144.450	137.481	125.814	Passivo Financeiro Setorial	11	17.643	32.563	11.820
Cauções e Depósitos Vinculados	14	13.863	7.798	550	Debêntures	23	15.019	61.988	128.762
Outros Créditos	15	9.572	7.451	6.738	Empréstimos e Financiamentos	22	188.195	255.313	175.142
					Benefícios a Empregados	24	204.345	166.427	59.101
					Superávit de Baixa Renda	30	78.795	74.036	140.322
					Provisão para Riscos Trabalhistas,				
					Cíveis e Regulatórios	28	44.293	73.721	57.685
					Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	27	100.120	94.712	81.887
					Obrigações Vinculadas a Concessão		3.250	64.911	75.997
					Mútuos Controladas e Coligadas		-	-	4.491
					Outras Obrigações	31	4.333	9.741	16.046
Investimento	16	274.420	276.113	144	Total do Não Circulante		921.792	1.076.504	919.660
Imobilizado	17	62.955	64.943	80.419	Patrimônio Líquido	32			
Intangível	18	832.179	867.371	869.973	Capital Social Realizado		802.825	763.182	580.532
					Recursos destinados ao aumento de capital		-	20.000	79.079
					Outros resultados abrangentes		(205.388)	(166.427)	(43.044)
					Prejuízos Acumulados		(329.974)	(296.296)	(325.818)
Total do Não Circulante		1.376.769	1.410.288	1.114.057	Total do Patrimônio Líquido		267.463	320.459	290.749
					Total do passivo e patrimônio líquido		3.041.731	3.037.037	2.480.183
Total do Ativo		3.041.731	3.037.037	2.480.183					

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS			
	Nota	R\$ mil	
		31/12/2018	31/12/2017
		Reapresentado	Reapresentado
Receita Operacional Líquida	33.1	2.463.379	2.651.663
Custo do Serviço de Energia Elétrica		(2.172.026)	(2.240.628)
Custo Com Energia Elétrica	33.2	(1.912.390)	(1.969.083)
Custo de Operação	33.3	(259.636)	(271.545)
Custo dos Serviços prestados		(1.960)	(5.818)
Lucro Bruto		289.393	405.217
Despesas Operacionais	33.4	(248.380)	(317.181)
Despesas Com Vendas		(135.278)	(148.643)
Despesas Gerais e Administrativas		(144.903)	(198.909)
Outras Receitas (Despesas) Operacionais		31.801	30.371
Resultado do Serviço		41.013	88.036
Resultado Financeiro	33.5	(118.134)	36.578
Receitas Financeiras		89.752	137.982
Despesas Financeiras		(207.886)	(101.404)
Lucro Líquido Antes dos Tributos		(77.121)	124.614
Imposto de Renda e Contribuição Social	20.2	43.443	(95.092)
Imposto de Renda e Contribuição Social - Corrente		(3.359)	-
Imposto de Renda e Contribuição Social - Diferido		46.802	(95.092)
Lucro Líquido do Período		(33.678)	29.522
Lucro por ações básico		(0,0419)	0,0387

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS ABRANGENTES			
	Nota	R\$ mil	
		31/12/2018	31/12/2017
		Reapresentado	Reapresentado
Resultado Líquido do Exercício		(33.678)	29.522
Outros Resultados Abrangentes			
Ganho/(Perda) Atuarial dos Planos de Benefícios Definido		(38.961)	(123.383)
Resultado Abrangente Total		(72.639)	(93.861)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
	Capital Social	Recursos destinados a aumento de capital	Lucros/prejuízos acumulados	Outros resultados abrangentes	Total do Patrimônio Líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2016	580.532	79.079	(325.818)	(43.044)	290.749
Lucro (Prejuízo) Líquido do Exercício	-	-	29.522	-	29.522
Ganho/(Perda) Atuarial dos Planos de Benefícios Definido	-	-	-	(123.383)	(123.383)
Recursos Destinados a Aumento de Capital	182.650	(59.079)	-	-	123.571
Saldo em 31 de dezembro de 2017 reapresentado	763.182	20.000	(296.296)	(166.427)	320.459
Lucro (Prejuízo) Líquido do Exercício	-	-	(33.678)	-	(33.678)
Ganho/(Perda) Atuarial dos Planos de Benefícios Definido	-	-	-	(38.961)	(38.961)
Recursos Destinados a Aumento de Capital	39.643	(20.000)	-	-	19.643
Saldo em 31 de dezembro de 2018	802.825	-	(329.974)	(205.388)	267.463

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

continua

continuação

CEB Distribuição S.A.

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 2018 - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 31 DE DEZEMBRO DE 2017 (Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA (MÉTODO DIRETO) PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM:

	R\$ mil	
	31/12/2018	31/12/2017
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Recebimento de consumidores	4.081.550	3.596.993
Rendimento das Aplicações	3.871	3.958
Juros Pagos - Serviço da Dívida	(50.052)	(54.112)
Juros Pagos - Mútuo	-	(172)
Fornecedores - Materiais e Serviços	(122.535)	(147.277)
Fornecedores - Energia Elétrica	(2.189.606)	(1.776.054)
Salários e encargos sociais	(243.345)	(323.222)
Impostos e contribuições	(758.143)	(800.777)
Contribuição de Iluminação Pública (CIP)	(183.325)	(273.882)
Encargos do consumidor	(477.053)	(351.205)
Outros encargos operacionais	(22.300)	(15.953)
Caixa líquido proveniente das atividades operacionais	39.062	(141.703)
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Aquisição de ativos financeiros da concessão, intangíveis e imobilizados	(59.810)	(57.551)
Caixa líquido proveniente das atividades de investimento	(59.810)	(57.551)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Empréstimos e financiamentos obtidos	115.001	221.151
Debêntures	200.000	-
Serviço da dívida - principal	(285.416)	(117.697)
Custos de transação	651	(521)
Adiantamento para aumento de Capital	19.643	123.570
Caixa líquido proveniente das atividades de financiamento	49.879	226.503
Aumento/Diminuição do Saldo Líquido de Caixa e Equivalentes de Caixa	29.131	27.249
Saldo de Caixa no Início do Exercício	74.222	46.973
Saldo de Caixa no Final do Exercício	103.353	74.221
Variação Líquida de Caixa	29.131	27.248

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM:

	R\$ mil	
	31/12/2018	31/12/2017
Receitas	3.962.956	4.088.536
Vendas e Serviços	3.834.742	3.980.023
Perda Estimada Com Créditos de Liquidação Duvidosa	(21.136)	(23.325)
Receita de Construção - Concessão	83.846	83.471
Outros Resultados Operacionais	65.504	48.367
(-) Insumos Adquiridos de Terceiros	2.220.728	2.265.341
Custo de Energia Elétrica	1.912.390	1.969.083
Custo de Construção - Concessão	83.846	83.471
Material	1.962	2.858
Serviço de Terceiros	123.134	131.068
Provisões/Reversões (Exceto PECLD)	25.333	(18.468)
Outros	74.063	97.329
(=) Valor Adicionado Bruto	1.742.228	1.823.195
(-) Retenções (Depreciação e Amortização)	48.533	57.329
(=) Valor Adicionado Líquido	1.693.695	1.765.866
(+) Valor Adicionado Recebido em Transferência	89.752	140.673
Receitas Financeiras	89.752	140.673
(=) Valor Adicionado Total a Distribuir	1.783.447	1.906.539
Distribuição do Valor Adicionado	1.783.447	1.906.539
Pessoal, Administradores e Encargos	164.303	196.469
Remunerações	91.495	105.440
Encargos Sociais (Exceto INSS)	35.323	19.796
Entidade de Previdência Privada	9.180	8.756
Participação no Resultado	2.169	9.988
Convênio Assistencial	16.465	19.393
Outros Benefícios	9.671	33.096
Impostos e Contribuições	993.853	1.156.568
Federal	271.828	490.500
Estadual e Municipal	722.025	666.068
Obrigações Intrasetoriais	451.083	422.576
Remuneração de Capitais de Terceiros	207.886	101.404
Despesas Financeiras	207.886	101.404
Remuneração de Capitais Próprios	(33.678)	29.522
Lucro (prejuízo) Líquido do Período	(33.678)	29.522

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 (Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

1.1. Objetivo social e informações gerais

A CEB Distribuição S.A. ("Companhia", "Distribuidora" ou "CEB DIS") é uma sociedade anônima de capital fechado, inscrita no CNPJ sob o nº 07.522.669/0001-92, organizada em conformidade com a Lei Distrital nº 2.710/2001, de 24 de maio de 2001, e constituída em 20 de junho de 2005, através do processo de segregação das atividades da Companhia Energética de Brasília – CEB, com o objetivo principal de distribuir e comercializar energia elétrica. Sua sede administrativa está localizada no endereço SIA - Área de Serviços Públicos - Lote C – Brasília / DF. Demais informações da Companhia podem ser obtidas pelo endereço eletrônico [http://www.ceb.com.br/].

A concessão outorgada à CEB DIS abrange todo o território do Distrito Federal e atende mais de 1,08 milhão de consumidores, onde em torno de 40% do seu fornecimento faturado é oriundo de clientes da classe residencial. Em 2018 a Distribuidora alcançou 9.731 km de extensão de redes de distribuição de 15 KV. Considerada pela ANEEL como a melhor distribuidora da Região Centro-Oeste, no quesito satisfação do consumidor (Prêmio IASC), em 2015 e 2017.

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

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

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

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

1.2.1 Indicadores de sustentabilidade ANEEL

O Poder Concedente, por intermédio do 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.

1.2.1.1 Parâmetros mínimos de sustentabilidade econômico-financeiro

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

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

Essa inequação é formada por parâmetros mínimos, assim definidos:

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

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

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

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

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

Nesse contexto, verifica-se a necessidade de realização de Aporte de Capital em até 180 dias após o final do exercício corrente, conforme determina o referido Termo Aditivo ao Contrato de Concessão. Dessa forma, a controladora deverá repassar à CEB DIS o valor de R\$ 75,9 milhões até 30 de junho de 2019, sob pena de sanções administrativas pelo seu descumprimento.

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.

1.2.1.2 Limites anuais globais de indicadores de continuidade coletivos

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

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

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

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

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

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

1.2.1.3 Condições para prorrogação do contrato de concessão

Além das condições previstas nas Notas Explicativas 1.2.1.1 e 1.2.1.2, durante os cinco primeiros anos do Quarto Termo Aditivo ao 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.

1.2.1.3.1 Condições restritivas econômico-financeiras (Covenants)

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

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

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

1.2.1.3.2 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

(a) 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 2018 foi de 8,56 horas para o DECi e 6,03 para o FECi, estando, portanto, aderente aos limites contratuais.

1.3 Informações sobre aspectos relacionados ao pressuposto da continuidade operacional

No exercício de 2018, 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, ocasionando seu desequilíbrio econômico-financeiro, em relação aos critérios definidos no Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 066/1999 - ANEEL.

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

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

continua

continuação

CEB Distribuição S.A.

RS Milhões	2018	Nível Regulatório (Tarifa)	Delta	Principais Efeitos	Perdas
Resultado depois da Parcela A	459,9	521,2	(61,3)	Rede Básica (1.3.1)	(42,8)
Resultado da Parcela B (PMSO)	(370,4)	(292,5)	(77,9)	Perdas de Energia Elétrica (1.3.2)	(23,1)
Resultado Financeiro	(118,1)	(49,9)	(68,2)	PMSO (1.3.3)	(47,9)
Perdas Totais			(207,4)	Encargos da dívida (1.3.4)	(56,5)

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

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

1.3.2 Perdas de energia elétrica

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

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

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

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

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

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

1.3.4 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% x Kd x BRL, estima-se uma despesa financeira regulatória de R\$ 49,9 milhões.

Em 2018, o encargo da dívida atingiu o valor de R\$ 56,5 milhões (R\$ 57,6 milhões em 2017). Tais valores não contemplam os encargos referentes aos parcelamentos de energia elétrica (Notas Explicativas nº 19.1 e 19.2) e tributos (Notas Explicativas nº 20.1 e 21.1).

1.3.5 Alternativas para a sustentabilidade econômico-financeira prevista no Estatuto Social da Companhia, Contrato de Concessão nº 066/1999 - ANEEL e Resolução Normativa nº 787/2017-ANEEL**1.3.5.1 Aporte do Controlador**

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

1.3.5.2 Interligação da Rede Básica de Brasília Leste

O contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) foi assinado pela CEB D no dia 28/02/2019, atendendo à decisão da Diretoria Colegiada, conforme Resolução de Diretoria nº 024, de 27/02/2019.

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

1.3.5.3 Mitigação das perdas de energia elétrica

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

A estimativa de perdas geradas pelas ligações clandestinas, encontradas em áreas irregulares, perfazem o quantitativo de 14,5 GWh/mês. A Companhia irá atuar 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.

1.3.5.4 Alienação de terrenos

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

Está no escopo do referido Grupo de Trabalho a área localizado na Área Especial do Setor Noroeste, SAI Norte PR 155/1/DF, bem como os terrenos registrados como Bens Destinados à Venda. Vide Nota Explicativa nº 12

1.3.5.5 Redução de despesas com Pessoal

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

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

1.3.5.6 Redução da Inadimplência

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

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

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

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

2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**2.1 Declaração de conformidade**

As Demonstrações Financeiras foram preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Contabilidade (*International Financial Reporting Standards - IFRS*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board - IASB* e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BR-GAAP), que compreendem os pronunciamentos, as orientações e as interpretações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC.

A CEB DIS ainda se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais.

A Administração declara que todas as informações relevantes próprias das Demonstrações Financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e que correspondem às utilizadas na gestão.

As Demonstrações Financeiras Regulatórias estarão disponíveis no site da Companhia através do endereço eletrônico [http://www.ceb.com.br/], bem como no site ANEEL [http://www.aneel.gov.br] a partir da data estabelecida pelo Órgão Regulador.

A CEB DIS avaliou seus eventos subsequentes até 28 de março de 2019, que é a data de apreciação das Demonstrações Financeiras pelo Conselho de Administração da Companhia.

2.2 Base de mensuração

As Demonstrações Financeiras foram preparadas com base no custo histórico, com exceção dos seguintes itens relevantes, reconhecidos nos balanços patrimoniais:

- Os instrumentos financeiros não derivativos mensurados pelo valor justo por meio do resultado.
- Ativo financeiro indenizável é mensurado pelo valor justo (Nota Explicativa nº 13).
- O passivo atuarial dos planos de benefício definido (Nota Explicativa nº 24).

2.3 Moeda Funcional e Moeda de Apresentação

Estas Demonstrações Financeiras estão apresentadas em reais, que é a moeda funcional da Companhia.

3. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS**3.1 Caixa e Equivalentes de Caixa**

Incluem saldos de caixa, de depósitos bancários em contas-correntes e de aplicações financeiras resgatáveis sem custo no prazo máximo de 90 dias das datas dos balanços 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 7).

3.2 Ativos Financeiros**3.2.1 Classificação**

Com a adoção do Pronunciamento Técnico CPC 48, a CEB DIS 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.

3.2.1.1 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 7); Contas a Receber (Nota Explicativa nº 8); Ativos Financeiros Setoriais (Nota Explicativa nº 11); e Aplicações Financeiras de curto prazo (Nota Explicativa nº 7).

3.2.1.2 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. A CEB DIS não possui ativos classificados nessa categoria.

3.2.1.3 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 15); e Ativo Financeiro Indenizável (Nota Explicativa nº 13).

3.2.1.4 Reconhecimento e mensuração

A CEB DIS 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 será 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 que houveram 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, 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, vide Nota Explicativa nº 8.2.

3.3 Contas a Receber

A CEB DIS classifica os valores a receber dos consumidores, dos revendedores, das concessionárias e das permissionárias na rubrica contas a receber. Os recebíveis são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e estão apresentados pelo valor presente e são deduzidos pelo ajuste para redução ao seu provável valor de recuperação por meio da constituição de estimativa de perda com crédito de liquidação duvidosa.

Os saldos de contas a receber de consumidores, revendedores, concessionários e permissionários incluem valores faturados e não faturados referentes aos serviços de distribuição de energia elétrica e do uso do sistema de distribuição por consumidores 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 8).

3.3.1 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 os 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 inadimplemento.

3.4 Estoques

Representam os materiais e os equipamentos em estoque (almoxarifado de manutenção e administrativo), classificados no Ativo Circulante e aqueles destinados à 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 valor provável de recuperação (Nota Explicativa nº 10).

3.5 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

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, foi emitido pelo CPC a Orientação Técnica OCPC 08, que teve por objetivo tratar dos requisitos básicos de reconhecimento, mensuração e evidência 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.

Por se tratar de evento novo, a CEB DIS efetuou o reconhecimento dos saldos de CVA e Outros Componentes Financeiros de forma prospectiva, a partir da assinatura dos respectivos aditivos contratuais. O registro dos valores a receber e a pagar foi efetuado em contas de ativo e passivo em contrapartida ao resultado deste exercício na rubrica de receita de vendas de bens e serviços (Nota Explicativa nº 11).

A Companhia reconhece os valores a receber/pagar da “Parcela A” e Outros Componentes Financeiros, pelo regime de competência. Esta forma de apresentação, além de atender aos preceitos da Societária, resulta em uma informação mais confiável e relevante para a compreensão dos efeitos destas transações nas Demonstrações Financeiras.

continua

continuação

CEB Distribuição S.A.

3.6 Ativo Não Circulante Mantido Para a 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. (Nota Explicativa nº 12).

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.

3.7 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:

a) Do Poder Concedente, no tocante ao valor contábil da infraestrutura ao final do contrato de concessão (ativo financeiro da concessão); e

b) Dos usuários, pela parte que lhes cabe dos serviços de construção e pela prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica (ativo intangível).

Os ativos classificados como financeiros representam a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão, sobre a qual a CEB DIS 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 de concessão são classificados como disponíveis para venda e 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 introdução da Medida Provisória nº 579, convertida na Lei no 12.783/2013, ficaram 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 48 - Instrumentos Financeiros, as variações na estimativa de fluxo de caixa são registradas diretamente no resultado do exercício. Portanto, com o advento da Medida Provisória nº 579, confirmou-se que as variações no valor da indenização decorrentes da atualização monetária ou dos valores de reposição constituem-se em elemento do fluxo de caixa esperado e, consequentemente, devem ser registrados no resultado.

Por não existir um mercado ativo para negociação deste ativo financeiro, a CEB DIS mensura seu valor justo utilizando os mesmos componentes da taxa de remuneração regulatória estabelecida pela ANEEL (WACC regulatório). Caso a CEB DIS verifique uma mudança no WACC regulatório durante os períodos de revisão tarifária, essa nova taxa de juros será utilizada pela Empresa para trazer a valor presente os fluxos de caixa estimados.

A Administração 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 serão reconhecidos no Patrimônio Líquido. Em 31 de dezembro de 2017, não há saldo registrado em Outros Resultados Abrangentes que contemple os referidos eventos, uma vez que a CEB DIS concluiu que naquela data não havia diferença entre as taxas de juros.

Os ativos classificados como intangível representam o direito da CEB DIS de cobrar os consumidores pelo uso da infraestrutura do serviço público. Os ativos intangíveis foram mensurados pelo valor contábil na data de transição para os Pronunciamentos, Interpretações e Orientações emitidas pelo CPC e pelo IFRS, em 01 de janeiro de 2009). Esses ativos foram mensurados com base nas práticas contábeis anteriores à transição e eram mensurados com base nos mesmos critérios do ativo imobilizado descritos abaixo.

As adições subsequentes são reconhecidas inicialmente pelo valor justo na data de sua aquisição ou construção. Após o seu reconhecimento inicial, os ativos intangíveis são amortizados com base no prazo de benefício econômico esperado até o final do prazo da concessão.

A CEB 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 (Nota Explicativa nº 13).

3.8 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 16).

3.9 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 pela CEB DIS inclui:

- O custo de materiais e mão de obra direta;
- Quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e condições necessárias 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 pela CEB DIS. 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 17.

3.10 Passivos Financeiros

A Companhia 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 se torna uma parte das disposições contratuais do instrumento. A CEB DIS baixa um passivo financeiro quando tem suas obrigações contratuais retiradas, canceladas ou vencidas.

A Distribuidora 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, ou ao valor justo por meio do resultado através do método de juros efetivos.

A Companhia possui apenas os passivos financeiros não derivativos: Fornecedores (Nota Explicativa nº 19); Debêntures (Nota Explicativa nº 23); Empréstimos e Financiamentos (Nota Explicativa nº 22); Passivos Financeiros Setoriais (Nota Explicativa nº 11); Encargos Regulatórios (Notas Explicativas nº 26 e 27); e Outras Obrigações (Nota Explicativa nº 31).

3.11 Obrigações Tributárias

A despesa com imposto de renda e contribuição social compreende os impostos de renda corrente e diferido. 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 reverterem, 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 da CEB DIS decidiu pela não constituição de ativo fiscal diferido já que não possui histórico de rentabilidade, tendo em vista não haver lucro tributável em, pelo menos, 3 (três) dos cinco últimos exercícios sociais.

A CEB DIS registrou passivo fiscal diferido relativo ao ganho no registro do VNR (Valor Novo de Reposição) aplicado sobre os bens objeto da concessão e sobre o registro dos Ativos e Passivos Financeiros Setoriais reconhecidos de acordo com a Orientação Técnica OCPC 08.

Ativos de imposto de renda e contribuição social diferido são revisados a cada data de relatório e serão reduzidos na medida da sua realização ou que sua realização não seja mais provável.

3.12 Reconhecimento da 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.

3.12.1 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).

3.12.2 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.

3.12.3 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 47 (R1) (IFRS 15) - Receita de Contrato com Cliente (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 praticamente nula, considerando que: (i) a atividade fim da concessionária é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a concessionária terceiriza a construção da infraestrutura. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após a dedução dos recursos provenientes do ingresso das obrigações especiais.

3.12.4 Receita de Juros

É reconhecida na medida em que o ativo (ou recebível) de contrato for reconhecido na contabilização do contrato com o cliente. 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.

3.13 Receitas e Despesas Financeiras

As receitas financeiras se referem, 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.

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.

3.14 Novas normas e interpretações ainda não adotadas

Diversas normas e interpretações foram revisadas, com aplicabilidade a partir de 1º de janeiro de 2019. A companhia não adotou nenhuma das normas de forma antecipada. As mudanças nessas normas contábeis internacionais merecem o adequado monitoramento sobre as modificações e entrada em vigor, tendo em vista os eventuais reflexos na condução dos negócios e na comunicação com os investidores.

3.14.1 IFRS 16 / Pronunciamento Técnico CPC 06 (Operações de Arrendamento Mercantil)

Esse pronunciamento estabelece os princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de arrendamentos. O objetivo é garantir que arrendatários e arrendadores forneçam informações relevantes, de modo que representem fielmente essas transações.

A norma traz uma forma única de reconhecimento dos arrendamentos para os arrendatários. Os arrendatários passam a ter que reconhecer o passivo dos pagamentos e o direito de uso do ativo arrendado na maioria dos contratos de arrendamento mercantil, inclusive os operacionais. Os critérios de reconhecimento e mensuração dos arrendamentos nas Demonstrações Financeiras dos arrendadores ficam substancialmente mantidos.

O CPC 06 entra em vigor para exercícios iniciados em, ou após, 1º de janeiro de 2019 e substitui o IAS 17/CPC 06 - Operações de Arrendamento Mercantil e correspondentes; e o IFRIC 4/ICPC 03 - Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil.

3.14.2 IFRIC 23 / ICPC 22 (Incerteza sobre Tratamento de tributos sobre o Lucro)

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

- Se a entidade considera tratamentos tributários incertos separadamente;
- As suposições que a entidade faz em relação ao exame dos tratamentos tributários pelas autoridades fiscais;
- Como a entidade determina o lucro real (prejuízo fiscal), bases de cálculo, prejuízos fiscais não utilizados, créditos tributários extemporâneos e alíquotas de imposto; e
- Como a entidade considera as mudanças de fatos e circunstâncias.

O ICPC 22 entra em vigor para exercícios iniciados em, ou após, 1º de janeiro de 2019.

3.15 Pronunciamentos novos ou revisados aplicados pela primeira vez em 2018**3.15.1 IFRS 15 / Pronunciamento Técnico CPC 47 (Receita de Contrato com Cliente)**

O Pronunciamento Técnico CPC 47 estabelece os critérios a serem aplicados no reconhecimento da receita decorrente dos contratos com clientes.

continua

continuação

CEB Distribuição S.A.

Para que uma receita de contrato com cliente seja reconhecida, conforme o Pronunciamento Técnico CPC 47, o contrato deve atender as 5 etapas, a saber:

- Identificação do contrato;
- Identificação das obrigações de performance;
- Determinação do preço total da transação;
- Alocação do preço da transação às obrigações de desempenho;
- Receita reconhecida quando do atendimento às obrigações de desempenho.

A Companhia analisou as cinco etapas para reconhecimento da receita de contrato com cliente. Dentre as receitas de fornecimento de energia, receitas pela disponibilidade de rede elétrica TUSD, receita de venda de energia na CCEE e demais receitas, a CEB Distribuição S/A concluiu que essas receitas são reconhecidas conforme contratos firmados, cuja obrigação de desempenho é atendida ao longo do tempo e o valor da contraprestação reflete o valor justo a receber no momento em que os serviços são efetivamente transferidos ao cliente.

O Pronunciamento determina que, havendo a expectativa de não recebimento da receita de contrato com um cliente, ela deverá ser apresentada de forma líquida. Com base nessas informações a Companhia concluiu que as penalidades contratuais e regulatórias (DIC, FIC, DMIC e DICRI) deveriam ser reclassificadas de despesa operacional para redutora da receita (Nota Explicativa nº 6).

3.15.2 IFRS 09 / Pronunciamento Técnico CPC 48 (Instrumentos Financeiros)

O Pronunciamento Técnico CPC 48, correlacionado à norma internacional de contabilidade IFRS 9, estabelece os princípios para o reconhecimento e mensuração dos ativos e passivos financeiros, das perdas por redução ao valor recuperável de ativos, e contabilização de hedge.

Conforme a norma, os instrumentos financeiros deverão ser mensurados ao custo amortizado ou ao valor justo, e serão classificados em uma das três categorias:

- Instrumentos financeiros ao custo amortizado;
- Instrumentos financeiros ao valor justo por meio dos outros resultados abrangentes; e
- Instrumentos financeiros ao valor justo por meio do resultado.

Para que os ativos financeiros sejam classificados conforme o referido Pronunciamento, eles deverão ter um modelo de negócios da entidade para a gestão dos ativos financeiros, e as características contratuais dos fluxos de caixa do ativo financeiro.

Os ativos financeiros que possuem um modelo de negócios cujo objetivo é de recolher apenas fluxos de caixa contratuais devem ser classificados como ativos financeiros ao custo amortizado. E os ativos que tem o objetivo de coletar fluxos de caixa contratuais e também de vender seus ativos, devem ser classificados como ativos financeiros ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes. Os demais ativos devem ser mensurados e reconhecidos ao valor justo por meio do resultado.

Com relação ao reconhecimento e mensuração das perdas em decorrência da redução ao valor recuperável dos ativos financeiros, o tratamento foi alterado, incorrendo em redução ao valor recuperável das faturas com lastro até o período factível de efetuação de “corte de energia”.

Sendo assim, a entidade deverá reconhecer a perda por meio de uma “matriz de provisões”, segundo o qual o montante das perdas esperadas será definido através da realidade da entidade.

Para a CEB Distribuição S/A foi definido o modelo de perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros, utilizando uma matriz de provisões, com critério para cada classe de consumo, e realizando o arrasto para os clientes que estiverem dentro do critério estabelecido, vinculado ao corte de energia, haja vista o potencial de recebimento dessas faturas (Notas Explicativas nº 6 e 8.2).

E com relação ao tratamento contábil de hedge não se aplica à Companhia.

4. 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.

Ativos e Passivos significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem o Ativo Financeiro da Concessão (Nota Explicativa nº 13); os Ativos e Passivos Financeiros Setoriais (Nota Explicativa nº 11); o Contas a Receber por fornecimento de energia, registradas com base em estimativa do fornecimento ainda não faturado (Nota Explicativa nº 8); os Ativos Não Circulantes Destinados à Alienação (Nota Explicativa nº 12); as Perdas Estimadas Com Créditos de Liquidação Duvidosa (Nota Explicativa nº 8.2); a avaliação da depreciação e da amortização dos Ativos Imobilizado e Intangível (Nota Explicativa nº 17 e Nota Explicativa nº 18, respectivamente); as Provisões para Riscos Trabalhistas, Cíveis e Regulatórios (Nota Explicativa nº 28); avaliação de eventual obrigação decorrente de Benefícios Pós-Emprego (Nota Explicativa nº 24); e Outras Provisões (Nota Explicativa nº 28).

5. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS

5.1 Considerações gerais

A Companhia 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 da Companhia que não opera com derivativos.

5.2 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 como a melhor estimativa para apuração do valor justo destes instrumentos financeiros detidos pela Companhia.

5.2.1 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 pela Companhia.

5.3 Gerenciamento de riscos

As políticas de gerenciamento de risco são estabelecidas para identificar e analisar os riscos enfrentados, para definir limites e controles de riscos apropriados e para monitorar riscos e aderência aos limites.

Em observância à Lei 13.303/16, a Companhia 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.

5.3.1 Risco de crédito

Risco de crédito é o risco de a Companhia incorrer em perdas decorrentes de um cliente ou de uma contraparte em um instrumento financeiro, pela falha destes em cumprir com suas obrigações contratuais.

O principal mitigador do risco é a regulamentação setorial, uma vez que parcela da inadimplência vinculada ao Contas a Receber da Companhia estão incorporadas na Parcela “A” das tarifas, que são capturadas nos processos de reajustes e de revisões tarifárias subsequentes.

A CEB 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 longo prazo, com redução escalonada de encargos por atraso, objetivando manter a liquidez de seus recebíveis.

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.

Demais informações relacionadas ao processo de mitigação da inadimplência são apresentadas na Nota Explicativa nº 1.3.5.6

5.3.2 Risco de taxa de juros

Esse risco é oriundo das flutuações nas taxas de juros com relação aos itens patrimoniais que a CEB DIS está exposta.

A Companhia 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. Vide detalhamento dessas obrigações nas Notas Explicativas nº 8, 19, 22 e 23, respectivamente.

5.3.3 Risco cambial

O risco de taxa de câmbio é a possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de câmbio, que aumentem valores captados no mercado.

Dentre as atividades da CEB DIS, é considerada de risco relevante apenas a exposição cambial relacionada às variações derivadas dos pagamentos de energia comprada de Itaipu Binacional, que são atrelados ao dólar norte-americano.

Em outubro de 2018 a Companhia apresentou o valor de US\$ 9.164 (R\$ 35.229) referente as obrigações de energia elétrica com Itaipu, bem como firmou contrato de renegociação da dívida de fornecimento de energia elétrica com as Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás), relativa às faturas de Itaipu dos meses de março a julho de 2018, as quais totalizaram US\$ 31.948 (Nota Explicativa 19.2).

O total da dívida em 2018 representa US\$ 40.698, equivalente a R\$ 157.630.

5.3.4 Risco regulatório

Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 066/1999 - ANEEL estabelece, entre outros, parâmetros mínimos de sustentabilidade econômico-financeiro, limites anuais globais de indicadores de continuidade coletivos, bem como condições para prorrogação do contrato de concessão. Vide Notas Explicativas nº 1.2.1

No exercício de 2018, a CEB DIS apresentou, por apuração interna, seu LAJIDA Regulatório inferior à Quota de Reintegração Regulatória - QRR (Nota Explicativa nº 1.2.1.3.1). Caso haja descumprimento de qualquer meta, prevista no citado Aditivo, por dois anos consecutivos ou quaisquer das Condições ao final do quinto ano, é prevista a extinção da Concessão, respeitado o direito à ampla defesa e ao contraditório.

Como alternativa, a Administração vem elaborando plano de ação, com critérios e metas pré-definidas para recuperação do equilíbrio econômico-Financeiro da Companhia, tendo em vista o não atendimento dos *covenants* regulatórios atribuídos para o exercício de 2019. Vide Nota Explicativa nº 1.3.5

Adicionalmente, a Companhia possui a obrigatoriedade de destinação de 1% da Receita Operacional Líquida aos Programas de Eficiência Energética (PEE), Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, Ministério de Minas e Energia (MME) e ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL).

Dessa forma, à luz da Lei nº 9.991/2000, a concessionária que acumular, em 31 de dezembro de cada ano, um montante superior ao investimento obrigatório dos 24 meses anteriores, incluindo o mês de apuração (dezembro), obrigações com P&D e ou PEE, está sujeita às penalidades previstas na Resolução Normativa nº 63/2004.

Em 2018 o cálculo de verificação do saldo das obrigações com PEE ficou aderente ao limite estabelecido pela ANEEL, enquanto na análise do saldo de obrigações com P&D a variação foi de R\$ 10.962, acima do limite permitido pelo Órgão Regulador. Vide Nota Explicativa nº 27.

5.3.5 Risco de aceleração de dívidas

A CEB DIS possui contratos de empréstimos, financiamentos, debêntures e parcelamentos, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação. Essas cláusulas são monitoradas e 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. Vide detalhamento dessas obrigações nas Notas Explicativas nº 19, 22 e 23. Em março de 2019, a Companhia recebeu correspondência da Oliveira Trust, Agente Fiduciário da 3º emissão de debêntures, notificando a CEB DIS por descumprimento das obrigações não pecuniárias. A CEB DIS está tomando todas as providências necessárias para regularizar as pendências existentes.

5.3.6 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 Débitos (MCS D).

5.3.7 Risco de liquidez

A CEB DIS tem financiado suas operações com recursos oriundos de suas atividades operacionais, do mercado financeiro e de aportes do controlador. A situação econômico-financeira é constantemente avaliada por meio de decisões 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 11), bem como a incompatibilidade da estrutura tarifária vigente contra seus custos de Parcela A e Parcela B sem reconhecimento tarifário (Nota Explicativa nº 1.3).

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 (Nota Explicativa nº 1.2.1), com alternativas para o saneamento e sustentabilidade da Distribuidora, conforme evidenciado na Nota Explicativa nº 1.3.5.

Assim, as Demonstrações Financeiras da Companhia foram elaboradas no pressuposto de continuidade normal dos negócios da concessionária.

5.3.8 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.

6. REAPRESENTAÇÃO E RECLASSIFICAÇÕES NAS

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DE EXERCÍCIOS ANTERIORES

Na apresentação das Demonstrações Financeiras comparativas de 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017 foram efetuados ajustes visando apresentar, retrospectivamente, os efeitos das adoções dos Pronunciamentos Técnicos CPC 47 e CPC 48, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2018.

Adicionalmente, foram realizadas reapresentações de saldos nas Demonstrações Financeiras decorrentes de retificação de erros materiais, conforme critérios estabelecidos pelo Pronunciamento Técnico CPC 23.

Tais incorreções foram decorrentes da duplicidade de registro contábil da atualização do Valor Novo de Reposição - VNR, de ajustes em contas de estimativa de férias a pagar, bem como da revisão da metodologia de cálculo utilizada para a precificação das atualizações monetárias dos tributos FINSOCIAL e PIS/PASEP, decorrentes de ação judicial.

Seguem demonstrativos contendo os montantes reapresentados para cada item das demonstrações contábeis afetada em períodos anteriores:

continua

continuação

CEB Distribuição S.A.

(b) Créditos de ICMS decorrentes de entrada de ativo imobilizado, apropriados à razão de 1/48 por mês, de acordo com a Lei Complementar nº 102/2000.

9.1 Ativos fiscais diferidos não reconhecidos

A Companhia não registrou os efeitos fiscais diferidos de Imposto de Renda e Contribuição Social decorrentes de diferenças temporárias, prejuízo fiscal e base negativa, até que os resultados da Companhia apurem lucro tributável sustentável, conforme determinado pela legislação. Segue abaixo o demonstrativo dos créditos não ativados em 31 de dezembro de 2018:

	31/12/2018	31/12/2017
Provisões Para Riscos Regulatórios	20.882	21.866
Provisões Para Riscos Civeis	530	23
Provisões Para Riscos Trabalhistas	4.073	1.599
Provisão Para Participação nos Resultados	1.338	3.638
Perda Estimada Com Créditos de Liquidação Duvidosa	45.159	37.973
Prejuízo Fiscal e Base Negativa	161.626	165.684
Provisão Plano Assistencial	439	327
Provisão Energia Comprada	12.431	15.883
Outras Provisões	12.130	14.264
Total	258.608	261.257

10. ESTOQUES

	31/12/2018	31/12/2017
Material de Almoxarifado	5.947	5.326
Outros Materiais	2.409	1.925
Provisão ao Valor Recuperável	(607)	-
Total material de custeio	7.749	7.251

11. ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS

Os Ativos e Passivos Financeiros Setoriais relacionam-se aos efeitos positivos e negativos (constituição, atualização e amortização) da variação entre os reajustes tarifários anuais e parte dos itens de custos não gerenciáveis (Parcela A) da Companhia.

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).

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.

Segue demonstrativo das movimentações dos Ativos e Passivos Financeiros Setoriais ocorridas no período de 2018:

	31/12/2017	Constituição	Amortização	Atualização	Transferências	31/12/2018
Ativos Financeiros Setoriais (CVA)	599.276	96.751	(190.256)	(1.064)	8.681	513.388
Aquisição de Energia - (CVA)energ	574.748	57.539	(172.230)	(2.725)	-	457.332
Energia Adquirida - PROINFA	539	750	(577)	27	-	739
Transporte Rede Básica	15.351	8.675	(9.248)	529	-	15.307
Transporte de Energia - Itaipi	8.638	3.247	(4.411)	90	-	7.564
Conta Desenv. Energético - CDE	-	26.540	(3.790)	1.015	8.681	32.446
Demais Ativos Financeiros Setoriais	323.392	313.353	(267.705)	6.593	(26.317)	349.316
Neutralidade da Parcela A	50.060	27.198	(44.217)	385	-	33.426
Sobrecontratação de Energia	3.182	214.343	(34.019)	8.801	(26.317)	165.990
Angra	21.803	4.110	(22.187)	(135)	-	3.591
Risco Hidrológico	96.060	89.995	(109.748)	(1.527)	-	74.780
Financeiros Mercado Curto Prazo	58.270	-	(57.344)	(926)	-	-
Competência	93.962	(23.103)	-	-	-	70.859
Outros	55	810	(190)	(5)	-	670
Total Ativos Financeiros Setoriais	922.668	410.104	(457.961)	5.529	(17.636)	862.704
Circulante	922.668	410.104	(457.961)	5.529	(17.636)	862.704
Não Circulante	-	-	-	-	-	-

	31/12/2017	Constituição	Amortização	Atualização	Transferências	31/12/2018
Passivos Financeiros Setoriais (CVA)	(234.720)	(75.750)	173.071	(6.805)	(8.681)	(152.885)
Aquisição de Energia - (CVA)energ	(3.711)	-	3.664	47	-	-
Energia Adquirida - PROINFA	(3.240)	93	3.182	(91)	-	(56)
Transporte Rede Básica	-	(1.239)	-	(61)	-	(1.300)
Encargo Serviço Sistema - ESS	(153.181)	(96.896)	106.060	(6.317)	-	(150.334)
Conta Desenv Energético - CDE	(74.588)	22.292	60.165	(383)	(8.681)	(1.195)
Demais Passivos Financeiros Setoriais	(341.141)	(235.228)	91.134	(14.204)	26.317	(473.122)
Neutralidade da Parcela A	-	(14.631)	-	(73)	-	(14.704)
Sobrecontratação de Energia	(96.348)	(13.924)	-	(6.386)	26.317	(90.341)
Exposição Submercados	(307)	-	302	5	-	-
Devoluções Tarifárias UD/ER	(32.563)	(20.687)	14.161	(1.120)	-	(40.209)
Baixa Renda	(20.560)	-	20.233	327	-	-
Reversão Financeira MCP	(69.175)	-	12.040	(2.044)	-	(59.179)
Risco Hidrológico	(114.037)	(89.995)	19.849	(3.370)	-	(187.553)
Ressarcimento P&D	-	(17.858)	3.019	-	-	(14.839)
Reversão RTE 2018	-	(78.133)	13.489	(1.653)	-	(66.297)
Outros	(8.151)	-	8.041	110	-	-
Total Passivos Financeiros Setoriais	(575.861)	(310.978)	264.205	(21.009)	17.636	(626.007)
Circulante	(543.298)	(290.291)	250.044	(19.889)	(4.930)	(608.364)
Não Circulante	(32.563)	(20.687)	14.161	(1.120)	22.566	(17.643)

CVA líquida (Ativo - Passivo) 346.807 99.126 (193.756) (15.480) - 236.697

A variação ocorrida em 2017 na CVA energia, principalmente nos meses de outubro a dezembro, foram decorrentes dos altos valores de Risco Hidrológico que são precificados pelo PLD. Ainda nesse período, especificamente a partir do 2º semestre, o valor do PLD atingiu o seu limite máximo. Esse efeito, motivou a amortização de R\$ 172.230 da referida CVA em 2018.

Além disso, foi alocado na CVA Energia as recontabilizações do Mercado de Curto Prazo em função da ausência de parametrização nos sistemas da CCEE. Em 2018, após a finalização dos ajustes dos relatórios da referida Empresa, foi realizada a permuta dos valores alocados na CVA energia para a conta de Sobrecontratação.

Em março de 2017, a Aneel recalculou o ERR de Angra III e reduziu nas tarifas dos consumidores a cobertura relativa ao encargo de Energia de Reserva. Essa variação é explicada pelo efeito da redução da cobertura tarifária no RTA de 2017/2018. Ao longo do ano de 2017 e 2018 não ocorreram pagamentos expressivos de ESS/ERR o que gerou delta negativo a ser repassado na tarifa aos consumidores.

A relação entre a receita auferida pela Companhia e a cobertura tarifária prevista pela Aneel resulta na Neutralidade da Parcela A. Assim, em 2017, a queda da receita resultou no montante de R\$ 44 milhões positivo a ser reconhecido no RTA de 2018. Ainda, com relação a Neutralidade da Parcela A do ano corrente, a leve reação no crescimento de mercado resultou na constituição da Neutralidade passiva.

Conforme evidenciado na Nota Explicativa nº 1.3.1, os custos incorridos da Rede Básica proveniente da Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S/A (VSB) não foi objeto de constituição de CVA Transporte Rede Básica, pois o ativo não foi efetivamente disponibilizado aos consumidores.

12. BENS DESTINADOS À VENDA

Imóveis	Localidade	Tamanho	31/12/2018	31/12/2017
Terreno	SHS, Quadra Interna 13, Lote "G" - Lago Sul	1.600 m²	124	-
Terreno	SGM/Norte, Lote G, Asa Norte- Brasília	4.945 m²	18	-
Terreno	QI 10 lotes 25 a 38/DF	10.500 m²	897	-
Edificações	Edificações da QI 10 lotes 25 a 38/DF	1.040 m²	672	-
Total			1.711	-

13. ATIVO FINANCEIRO DE CONCESSÃO

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 Companhia 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. Em 31 de dezembro de 2018, não há saldo registrado em Outros Resultados Abrangentes, uma vez que a Companhia concluiu que naquela data não havia diferença entre essas taxas.

A movimentação dos saldos referentes ao Ativo Indenizável (concessão) está assim apresentada:

Saldo em 31 de dezembro de 2017 - Reapresentado	137.481
Adições	1.968
Baixas	(18)
Ajuste do Ativo Financeiro de Concessão ao Valor Novo de Reposição (VNR)	1.644
Ajustes Valor Novo de Reposição (Reapresentação)	3.375
Saldo em 31 de dezembro de 2018	144.450

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

14. CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

Estão classificadas neste grupo as penhoras judiciais on-line efetuadas pelas instituições financeiras nas contas-correntes da Companhia, 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.

15. OUTROS CRÉDITOS

Segue a composição de Outros Créditos para os períodos findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017:

	31/12/2018	31/12/2017
Despesas pagas Antecipadamente (a)	6.756	8.411
Créditos a empregados	10.568	5.708
Fundação de Previdência - FACEB	2.604	8.783
Serviços em Curso (b)	39.645	24.794
Desativações em Curso	275	2.578
Aporte CDE - Decreto 7.945/2013 (c)	16.277	7.029
Pessoal Cedido	1.511	1.891
Aplicações Financeiras (d)	8.534	6.414
Outros	9.433	6.350
Total	95.603	71.958
Circulante	86.031	64.507
Não circulante	9.572	7.451

(a) Trata-se sobretudo da quota do Programa de Fontes Alternativas - PROINFA, criado pela Lei nº 10.438/2002, com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis (pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e empreendimentos termelétricos a biomassa) na produção de energia elétrica. O valor de custeio do Programa é dividido em cotas mensais, recolhidas por distribuidoras, transmissoras e cooperativas permissionárias e repassadas à Eletrobrás;

(b) Projetos de Programas de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Eficiência Energética - PEE, os quais são compensados com o respectivo passivo registrado para este fim, após o encerramento formal do Projeto;

(c) 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; e

(d) Contrato de Cessão Fiduciária, formalizado entre a Companhia e o *Credit Suisse*, onde ficou estabelecido que fosse constituída reserva para garantir o pagamento da remuneração de descontinuidade por meio de certificados de depósito bancário. Esta aplicação financeira está mantida em renda fixa - CDB, no Credit Suisse, cuja rentabilidade está fixada em 100% do CDI.

16. PROPRIEDADE PARA INVESTIMENTO

Imóveis	Localidade	Tamanho	Valor Contábil		Valor Justo	Data da Avaliação
			31/12/2018	31/12/2017		
Terreno	SRIA QE 20 Lote M - Guará	1.200 m²	20	20	2.646	set/17
Terreno	Setor Noroeste SAI Norte PR 155/1/DF	284.160 m²	274.400	274.400	328.000	out/18
Terreno	SHS, Quadra Interna 13, Lote "G" - Lago Sul	1.600 m²	-	124	-	-
Terreno	QI 10 lotes 25 a 38/DF	10.500 m²	-	897	-	-
Edificações	Edificações da QI 10 lotes 25 a 38/DF	1.040 m²	-	672	-	-
Total			274.420	276.113	330.646	

O valor justo dos bens foi obtido através de laudos emitidos por firmas especializadas. A Companhia entende que estes valores estão em conformidade com as expectativas de mercado.

O terreno localizado no Setor Noroeste SIA Norte PR 155/1/DF integra o rol de garantias oferecidas na 1ª e 2ª emissão de debêntures.

continua

continuação

CEB Distribuição S.A.

17. IMOBILIZADO

A composição e movimentação do imobilizado estão demonstrados conforme a seguir:

	Taxa de depreciação	31/12/2017	Adições	Baixas	Transferências	Depreciação	31/12/2018
Imobilizado em serviço							
Edificações, Obras							
Civis e Benfeitorias	2,0 a 4%	4.292	-	-	-	(192)	4.100
Máquinas e Equipamentos	3,3 a 6,7%	5.998	1.451	-	-	(1.202)	6.247
Veículos	20%	8.231	-	-	-	(2.459)	5.772
Móveis e Utensílios	10%	3.906	-	-	-	(467)	3.439
Imobilizado em curso							
Edificações, Obras							
Civis e Benfeitorias		-	-	-	-	-	-
Máquinas e Equipamentos		4	4.249	-	(129)	-	4.124
Transformação, Fabricação e Reparos de Material		752	382	-	-	-	1.134
Material em Depósito		41.229	15.448	-	(22.188)	-	34.489
Adiantamento a Fornecedor		-	-	-	-	-	-
Outros		531	3.119	-	-	-	3.650
Total		64.943	24.649	-	(22.317)	(4.320)	62.955

O valor recuperável destes ativos supera seu valor contábil, não caracterizando o reconhecimento de perdas por desvalorização. Não houve indícios de perda ao valor recuperável desses ativos na data das demonstrações financeiras.

18. INTANGÍVEL

	31/12/2017	Adições	Transferências	Amortização	Obrigações Especiais	31/12/2018
Intangível em serviço						
Direito de uso da concessão	711.700	86.658	(17.269)	(38.199)	-	742.890
Outros intangíveis	37.503	866	-	(9.923)	-	28.446
Intangível em curso						
Direito de uso da concessão	133.536	83.845	(90.281)	-	(66.450)	60.650
Outros intangíveis	-	1.059	(866)	-	-	193
Ajustes Valor Novo de Reposição	(15.368)	-	15.368	-	-	-
Total	867.371	172.428	(93.048)	(48.122)	(66.450)	832.179

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

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

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

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

19. FORNECEDORES

	31/12/2018	31/12/2017
Suprimento de energia elétrica	459.209	338.747
Encargos de Uso de Rede Elétrica	35.096	38.435
Materiais e serviços	31.658	34.651
Total	525.963	411.833
Circulante	488.134	411.833
Não Circulante	36.829	-

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

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

19.1 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 IGP/M/IBGE, contemplando o período entre a data da liquidação financeira da contabilização de maio de 2018 até a data da liquidação financeira da contabilização em que se iniciar o parcelamento. O referido Parcelamento será amortizados em 16 parcelas mensais, acrescidas de juros e atualização monetária de mesma grandeza. Em 31 de dezembro de 2018 o saldo devedor da operação é de R\$ 127.634.

19.2 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 será amortizado em 18 parcelas mensais e consecutivas, com início em 30/11/2018 e com juros remuneratórios da ordem de 1% ao mês, calculados *pro rata die*, a partir da assinatura do contrato.

Em 31 de dezembro de 2018 o saldo devedor da operação é de R\$ 122.401.

19.2.1 Condições restritivas (Covenants)

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

20. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

	31/12/2018	31/12/2017
ICMS	61.466	167.972
ISS	470	600
IRPJ Diferido	87.271	121.684
IRPJ Corrente	15.456	15.151
Retenções IRRF/CSLL/PIS/COFINS	754	1.309
COFINS	55.584	47.681
COFINS Diferida	17.989	28.832
PIS	11.025	9.341
PIS Diferido	3.905	6.260
CSLL Diferida	31.435	43.823

	31/12/2018	31/12/2017
CSLL corrente	4.318	4.226
INSS	1.856	2.875
Parcelamento de ICMS	108.152	3.337
Outros	1.813	1.412
Total	401.494	454.503
Circulante	175.917	253.905
Não Circulante	225.577	200.598

A Companhia reconheceu passivos fiscais diferidos de tributos federais relativos ao reconhecimento do ganho sobre o reconhecimento do VNR (Valor Novo de Reposição) do Ativo Financeiro Indenizável e sobre os Ativos e Passivos Regulatórios reconhecidos de acordo com a OCPC 08. A realização dos passivos fiscais diferidos ocorrerá por ocasião da realização do Ativo Financeiro Indenizável e pela realização dos Ativos e Passivos Regulatórios.

20.1 Parcelamento 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.

20.2 Imposto de renda e contribuição social sobre lucro líquido

	31/12/2018	31/12/2017			
	IRPJ	CSLL	Reapresentado	IRPJ	CSLL
Resultado antes dos tributos sobre o Lucro	(77.121)	(77.121)	124.614	124.614	
Adições(exclusões) permanentes	11.183	11.183	29.155	29.155	
Adições(exclusões) temporárias	80.545	80.545	(314.900)	(314.900)	
Base de Cálculo Antes da Compensação do Prejuízo Fiscal	14.607	14.607	(161.131)	(161.131)	
(-)Compensação Prejuízo Fiscal	(4.382)	(4.382)	-	-	
Base de Cálculo	10.225	10.225	(161.131)	(161.131)	
Alíquota aplicável	25%	9%	25%	9%	
(-) Benefício Fiscal do Imposto de Renda - PAT	(94)	-	-	-	
Imposto de renda Adicional 10%	999	-	-	-	
Imposto de renda 15%	1.534	-	-	-	
Imposto de renda e contribuição social corrente	2.439	920	-	-	
Base de cálculo IRPJ e CSLL diferido CVA	(142.673)	(142.673)	272.207	272.207	
Alíquota aplicável	25%	9%	25%	9%	
Imposto de renda e contribuição social diferido CVA	(35.668)	(12.841)	68.052	24.499	
Base de cálculo IRPJ e CSLL diferido VNR	5.019	5.019	7.473	7.473	
Alíquota aplicável	25%	9%	25%	9%	
Imposto de renda e contribuição social diferido VNR	1.255	452	1.868	673	
Total Imposto de renda e contribuição social diferido	(34.413)	(12.389)	69.920	25.172	
Total despesa de imposto de renda e contribuição social no período	(31.974)	(11.469)	69.920	25.172	

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 é o lucro real anual com antecipações mensais.

21. CONTRIBUIÇÃO DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA - CIP

Demonstramos a seguir a movimentação do passivo total relativa à Contribuição de Iluminação Pública ocorrida no período:

	Mov. faturado	Mov. arrecadado	Mov. parcelado	Saldo total
Saldo em 31/12/2017	22.711	17.158	81.731	121.600
Faturamento	199.736	-	-	199.736
Arrecadação	(198.650)	198.650	-	-
Atualização	-	-	2.302	2.302
Repasse	-	(183.508)	(39.921)	(223.429)
Saldo em 31/12/2018	23.797	32.300	44.112	100.209
Circulante	23.797	32.300	40.719	96.816
Não Circulante	-	-	3.393	3.393

21.1 Parcelamento de CIP

Em 23 de dezembro de 2014 foi publicada a Lei nº 5.434 que estabeleceu medidas de apoio à Companhia, preparatórias à renovação 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. O valor do parcelamento foi de R\$ 161.875, com vencimento no 15º dia útil de cada mês.

22. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Empréstimos	31/12/2018	31/12/2017	Encargos
ELETRORÁS	327	496	Juros entre 5% a 8% a.a. 1% a 2% de tx. de Adm. + variação da UFIR/IGP-M
Banco do Brasil S.A.(FCO II a IV)	13.529	25.280	Juros de 10% a.a., atualização pela TJLP e bônus de adimplência de 15%
Banco do Brasil S.A.(FINAME)	1.017	2.013	Juros de 4,5% a.a.
Caixa Econômica Federal (a)	43.626	65.107	140% do CDI cetip (durante o período de utilização)
Caixa Econômica Federal/BNDES (a)	25.965	30.799	6% a.a. + TJLP
Caixa Econômica Federal/BNDES (a)	9.094	12.771	5% a.a. + UMBNDES
Caixa Econômica Federal/BNDES (a)	11.192	16.705	5% a.a. + TJLP
Banco BCV	991	6.753	6,5% a.a. + CDI cetip
BBM	-	80.023	CDI + 4% a.a.
FIBRA (b)	61.514	60.425	CDI + 4,5% a.a.
SOFISA	16.760	20.077	CDI + 4,5% a.a.
DAYCOVAL (c)	59.748	61.331	CDI + 4% a.a.
ABC	20.488	-	CDI + 5,03% a.a.
ORIGINAL	13.682	-	CDI + 5,04% a.a.
Custo de Transação	(3.669)	(1.438)	
Total	274.264	380.342	
Circulante	86.069	125.029	
Não Circulante	188.195	255.313	

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

(b) Em outubro de 2017, a Companhia realizou operação de captação de Capital de Giro junto ao Banco FIBRA, onde foi contratado o valor de R\$ 60.000. Após amortização de R\$ 30.000 mil, o contrato foi aditivado em agosto de 2018 e adquiridos novos R\$ 30.000 mil, transformando-se em dois contratos de R\$ 30.000, com prazo total de 36 meses e vencimento final em 18/08/2021.

(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.

A movimentação dos Empréstimos e Financiamentos é como segue:

continua

continuação

CEB Distribuição S.A.

Saldo em 31 de dezembro de 2017	380.342
Captação de empréstimos	115.001
Amortizações de principal	(218.677)
Encargos Financeiros Pagos	(34.867)
Variação monetária	553
Encargos Incorridos	30.971
Custo de Transação	941
Saldo em 31 de dezembro de 2018	274.264

Segue composição dos empréstimos e sua respectiva amortização:

Empréstimos	2019	2020	2021	2022+	Total
ELETROBRÁS	147	113	43	24	327
Banco do Brasil S.A.(FCO II a IV)	5.671	4.335	3.523	-	13.529
Banco do Brasil S.A.(FINAME)	1.017	-	-	-	1.017
Caixa Econômica Federal	22.610	21.016	-	-	43.626
Caixa Econômica Federal/BNDES	4.678	4.678	4.678	11.931	25.965
Caixa Econômica Federal/BNDES	4.547	4.547	-	-	9.094
Caixa Econômica Federal/BNDES	6.009	5.183	-	-	11.192
ABC	8.333	8.333	3.822	-	20.488
BCV	991	-	-	-	991
ORIGINAL	5.661	5.661	2.360	-	13.682
FIBRA	3.803	33.873	23.838	-	61.514
SOFISA	6.667	6.667	3.426	-	16.760
DAYCOVAL	15.935	21.092	21.092	1.629	59.748
Total	86.069	115.498	62.782	13.584	277.933
Custo de Transação	-	-	-	-	(3.669)
Total Líquido	86.069	115.498	62.782	13.584	274.264

22.1 Condições restritivas (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: inadimplimento; pedido ou decretação de falência; protesto de títulos; liquidação extrajudicial; e alteração do objeto social e/ou composição do seu capital social.

Até o encerramento do período findo em 31 de dezembro de 2018, nenhuma das cláusulas restritivas estabelecidas nos contratos de empréstimos e financiamento vigentes foram descumpridas pela Companhia.

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

23. DEBÊNTURES

Informações sobre as debêntures:

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

A movimentação das Debêntures é demonstrada no quadro seguinte:

Saldos em 31 de dezembro de 2017	126.629
Captações	200.000
Encargos incorridos	17.211
Custo de transação	(471)
Encargos pagos	(14.384)
Amortização principal	(65.905)
Deságio	(283)
Saldos em 31 de dezembro de 2018	262.797
Circulante	247.778
Não Circulante	15.019

O saldo de Debêntures, desconsiderando as atualizações monetárias, tem seus vencimentos assim programados:

	2019	2020	2021 +	Total
Debêntures	247.778	15.019	-	262.797

23.1 Primeira emissão

A primeira emissão de debêntures, cujo o valor total foi de R\$ 130.000, foi estruturada em 49 parcelas mensais, com prazo de carência de 12 meses, tendo como vencimento final a data de 15 de junho de 2020, com remuneração de 100% da taxa média de juros dos Depósitos Interfinanceiros - DI, acrescidos de um spread de 6,8% ao ano. Possui ainda como garantia a alienação fiduciária do imóvel localizado no Setor Noroeste SIA Norte PR 155/1/DF, atualmente classificado como Propriedade para Investimento, cujo valor de liquidação forçada foi equivalente a 150% do saldo principal das debêntures.

23.2 Segunda emissão

A CEB Distribuição S/A estruturou sua Segunda Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie com garantia real, em série única, cujo valor total de emissão foi de R\$ 71.000, tendo como prazo de vencimento final a data de 15 de maio de 2019. O Valor Nominal será amortizado em 25 parcelas mensais e consecutivas, sem carência, com remuneração de 100% da taxa média diária de juros dos Depósitos Interfinanceiros - DI, acrescidos de um spread de 6,8% ao ano.

23.3 Terceira emissão

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

Os recursos oriundos da Terceira Emissão de Debêntures foram utilizados para a liquidação integral, incluindo principal, juros e eventuais encargos, das Cédulas de Crédito Bancário nº 601188-0, 601191-0, 601192-0, 601193-0, 601194-0, 601195-0 e 601372-0, emitidas pela Empresa em favor do Banco BOCOM 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.

23.4 Condições restritivas (Covenants)

Os pagamentos das obrigações contratuais das debêntures emitidas são garantidos pela cessão fiduciária de direitos creditórios, presentes e futuros, vincendos, provenientes de faturas de fornecimento de energia, no período compreendido

entre a data da primeira integralização das debêntures até sua liquidação total e dos vencimentos das demais obrigações acessórias, tais como: circulação de valores para garantia mínima mensal; e aditamento obrigatório para atualização das Unidades Consumidoras dadas em garantias.

Em março de 2019, a Companhia recebeu correspondência da Oliveira Trust, Agente Fiduciário da 3ª emissão de debêntures, notificando a CEB DIS por descumprimento das obrigações não pecuniárias. A CEB DIS está tomando todas as providências necessárias para regularizar as pendências existentes.

24. BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

Descrição	31/12/2018	31/12/2017
Plano de Previdência	207.140	171.209
Plano de Assistência	950	1.033
Total	208.090	172.242
Circulante	3.745	5.815
Não Circulante	204.345	166.427

24.1 Planos de benefícios

A Companhia é patrocinadora da FACEB - Fundação de Previdência dos Empregados da CEB, que tem por objetivo suplementar os benefícios assegurados pela Previdência Social aos empregados da CEB DIS e aos seus dependentes, bem como é operadora de Plano de Saúde, conforme apresentado a seguir:

Planos	Benefícios	Classificação
Plano Complementar de Benefícios Previdenciários	Aposentadoria e Pensão	Benefício Definido
Plano de Benefícios CEBPREV	Aposentadoria e Pensão	Contribuição Definida
Plano de Saúde da CEB		
-Assistencial (extinto em 24/03/2017)	Assistência médica e outros benefícios	Benefício Definido
Plano CEB-Saúde (extinto em 24/03/2017)	Assistência Médica	Contribuição Definida
Plano CEB Saúde Vida (vigência 24/03/2017)	Assistência Médica	Contribuição Definida
Plano FACEB Saúde Vida (vigência 24/03/2017)	Assistência Médica	Contribuição Definida
Plano FACEB Família (vigência 24/03/2017)	Assistência Médica	Contribuição Definida

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

Adicionalmente, a FACEB é uma Operadora de Plano de Saúde, com registro definitivo concedido pela Agência Nacional de Saúde Suplementar - ANS, desde fevereiro de 2014. No decorrer do 1º trimestre de 2017, os planos de saúde CEB Assistencial e CEB Saúde foram substituídos pelos Planos CEB Saúde Vida, FACEB Saúde Vida e FACEB Família, principalmente decorrente da extinção do Plano CEB Assistencial, ocorrida 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 operacionalização dos novos planos de saúde foi necessário o aporte prévio de R\$ 23,8 milhões, sendo R\$ 21,7 milhões para o Plano que atenderá os ex-empregados e R\$ 2,2 milhões para os empregados ativos. Tais aportes visam atender às garantias financeiras exigidas pela Agência Nacional de Saúde - ANS na cobertura da Margem de Solvência dos planos, conforme Resolução Normativa nº 209/2009/ANS.

24.2 Premissas atuariais

	Plano Complementar 31/12/2018	31/12/2017
Financeira		
Taxa de juros anual para cálculo do valor presente da obrigação	4,91%	5,04%
Taxa nominal de crescimento anual dos salários	3,91%	4,24%
Taxa nominal de crescimento dos benefícios do Plano	3,91%	4,24%
Taxa anual da Inflação futura	3,91%	4,24%
Expectativa de retorno do valor justo dos ativos do Plano	9,01%	9,49%
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	Winklevoss
Tábua de entrada em invalidez	TASA-1927	TASA-1927
Tábua de morbidez	Não usada	Não usada
	Primeira aposentaria,	Primeira aposentaria,
	considerando-se as	considerando-se as
	elegibilidades do	elegibilidades do
	regulamento do plano	regulamento do plano

Idade de aposentadoria**24.3 Plano previdenciário**

As movimentações do valor presente da obrigação e dos ativos dos planos com Benefício Definido - BD são:

Descrição	Plano Previdenciário
Valor Justo dos Ativos dos Planos	1.404.580
Valor justo dos ativos do Plano em 31/12/2017	133.295
Retorno esperado dos ativos do plano	19.049
Ganhos/(Perdas) atuariais	5.868
Contribuições do Patrocinador	5.344
Contribuições do participante do Plano	(101.453)
Benefícios pagos pelo plano	1.466.683
Valor justo dos ativos do Plano em 31/12/2018	1.466.683
Valor presente das Obrigações atuariais	(1.571.007)
Valor presente da obrigação atuarial em 31/12/2017	(10.602)
Custo do serviço corrente	(149.089)
Custo dos juros	(44.578)
Ganhos/(Perdas) atuariais	101.454
Benefícios pagos pelo plano	(1.673.822)
Valor presente da obrigação atuarial em 31/12/2018	(1.673.822)

O Plano Complementar de Benefícios Previdenciários apresentou um valor presente de obrigação atuarial de R\$ 1.673.822, que ao ser confrontado com o valor justo dos ativos do plano de R\$ 1.466.683 resultou em um déficit de R\$ 207.140, constituindo-se, portanto, em um passivo atuarial.

A movimentação do ativo e do passivo é demonstrada conforme quadro seguinte:

Descrição	Plano Previdenciário
(Passivo)/Ativo reconhecido em 31 de dezembro de 2017	(166.427)
Contribuições aportadas no plano	5.868
Amortização de (ganhos)/perdas atuariais	(25.529)
Despesas do exercício	(21.052)
(Passivo)/Ativo reconhecido em 31 de dezembro de 2018	(207.140)

continua

continuação

CEB Distribuição S.A.

O Plano Complementar de Benefícios Previdenciais se encontra em situação de cobertura parcial do valor presente da obrigação atuarial, tendo apresentado, em 31/12/2018, um déficit atuarial. A variação no resultado atuarial, quando comparado com a situação em 31/12/2017, é motivada pela alteração da hipótese de taxa de juros atuarial, que provocou um aumento da obrigação atuarial de R\$ 40.713, que representa 8,92% da referida obrigação atuarial em 31/12/2018; e alteração da tábuas de mortalidade geral, passando-se a utilizar tábuas por sexo.

A Resolução MPS/CGPC nº 26, de 29 de setembro de 2008, estabelece que o déficit atuarial em planos de previdência de entidades fechadas de previdência complementar (EFPC) são equacionados na proporção das contribuições normais vigentes atribuíveis aos patrocinadores, participantes e assistidos. Aplicando-se essa regra ao resultado atuarial apurado em 2017, a CEB DIS ficaria responsável por 31,39% do passivo atuarial líquido, que corresponderia a R\$ 52.240.

De acordo com os estudos atuariais preparados pela FACEB, referente ao exercício de 2016, respaldado pelo Parecer Atuarial MERCER GAMA nº 119/2017, o resultado do Equilíbrio Técnico Ajustado, de R\$ 154.970, deficitário, foi superior ao limite máximo de Deficit Técnico Acumulado de R\$ 121.786, resultando em R\$ 33.185 de deficit a equacionar obrigatoriamente.

Em 27 de novembro de 2017, o Comitê de Governança das Empresas Públicas da Câmara de Governança Orçamentária, Financeira e Corporativa do Distrito Federal - GOVERNANÇA-DF, por meio do Resultado 15º CEP, processo nº 0040.002.239/2017, manifestou-se favoravelmente à aprovação do Plano de Equacionamento do Deficit mínimo apurado no Plano BD-FACEB, referente ao exercício de 2016.

Tal resultado motivou a realização de contrato de Equacionamento de Deficit, celebrado entre a FACEB e a CEB DIS, no valor de R\$ 11.423, parcela de reponsabilidade da patrocinadora, o qual será amortizado pelo método de financiamento "Price", em parcelas mensais e sucessivas de valor nominal e equivalente a R\$ 83,6, com prazo de amortização em 216,9 meses, aplicação de juros de 5,7%, capitalizados mensalmente, e correção monetária calculada segundo a variação do INPC-IBGE, com início obrigatório para pagamento da primeira parcela em fevereiro de 2018.

24.4 Plano assistencial

Tendo em vista a inconstitucionalidade do Plano Assistencial, através da ADI nº 2014002032055-2, desde abril de 2017 não existe provisão de benefícios pós-emprego relativo a este plano. Tendo em vista que a Companhia não possui mais responsabilidade sobre benefícios mantidos para aposentados e pensionistas.

Dessa forma, a Administração estruturou novos Planos de Saúde contributivos, com coparticipação para todos os empregados ativos, conforme negociado no Acordo Coletivo de Trabalho - ACT 2016-2017, bem como planos para os aposentados, pensionistas e dependentes, nos termos da Lei 9.686/1998.

25. PROVISÕES E ENCARGOS SOBRE FOLHA DE PAGAMENTO

	31/12/2018	31/12/2017
Férias	12.019	12.340
Abono Assiduidade	3.451	4.196
Provisão INSS sobre Férias	3.486	3.578
Provisão de FGTS sobre Férias	962	987
Provisão Participação no Resultado (a)	4.057	10.771
Outros	731	542
Total	24.706	32.414

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

26. ENCARGOS DO CONSUMIDOR A RECOLHER

	31/12/2018	31/12/2017
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	46.681	48.464
Taxa Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica	-	712
Bandeiras Tarifárias	2.547	27.146
Demais Encargos Setoriais	539	2.125
Total	49.767	78.447

27. PESQUISA E DESENVOLVIMENTO (P&D) E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (EE)

	31/12/2018	31/12/2017
Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)	45.292	38.224
Programa de Eficiência Energética (PEE)	83.832	71.299
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT)	730	972
Programa Nacional de Conserv. de Energia Elétrica (PROCEL)	4.282	1.928
Ministério de Minas e Energia (MME)	355	148
Total	134.491	112.571
Circulante	34.371	17.859
Não Circulante	100.120	94.712

A Companhia, por ser uma distribuidora do segmento de energia elétrica é obrigada a aplicar 1% de sua Receita Operacional Líquida 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 o investimento no programa, acompanhar a execução dos projetos e avaliar seus resultados.

O montante 1% sobre a referida Receita é destinado 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). 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 de março de 2007, respectivamente.

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

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

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

a) No caso do P&D os lançamentos relacionados à execução dos projetos em curso (Conta Contábil 1104.9 e 1204.9, ativo circulante e não circulante, respectivamente).

b) No caso do PEE os lançamentos relacionados à execução dos projetos em curso circulante e não circulante, as receitas provenientes de contratos de desempenho e a diferença entre o valor provisionado para o Procel e o efetivamente recolhido. Para os rendimentos provenientes da remuneração pela taxa Selic, também acumulados na Conta Contábil de P&D e de PEE, fica estabelecido o horizonte de até 48 meses, a partir da entrada em vigência da Resolução Normativa nº 754/2016 e nº 830/2018 referente ao P&D e PEE, respectivamente, para regularização, de forma a atender ao disposto nos regulamentos, relativos ao acúmulo de valor nessas Contas.

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

No exercício de 2018, o cálculo de verificação do saldo das obrigações com PEE ficou aderente ao limite estabelecido pela ANEEL, enquanto na análise do saldo de obrigações com P&D a variação foi superior em R\$ 10.962, acima do limite permitido pelo Órgão Regulador.

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

28. PROVISÕES PARA RISCOS TRABALHISTAS, CÍVEIS E REGULATÓRIOS

	31/12/2017	Constituição	Baixa/Reversão	Atualização	31/12/2018
Trabalhistas	5.221	6.395	(388)	709	11.937
Cíveis	2.974	1.973	(713)	433	4.667
Regulatórias	69.538	5.242	(43.327)	2.714	34.167
Total	77.733	13.610	(44.428)	3.856	50.771
Circulante	4.012				6.478
Não Circulante	73.721				44.293

A Companhia está discutindo, nas esferas administrativa e judicial, autuações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias. As principais provisões regulatórias envolvem a não conformidade nos processos de fiscalização, tais como, extrapolação dos limites de DEC/FEC, obrigações acessórias, contábeis e financeiras, assim como procedimentos da atividade comercial.

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.

29. CONTINGÊNCIAS**29.1 Passivo Contingencial (Risco Possível)**

A Companhia possui processos trabalhistas e cíveis nos quais a Administração, baseada na opinião de seus assessores jurídicos, acredita que os riscos de perda são possíveis, e por este motivo, nenhuma provisão foi constituída. Segue a composição das contingências possíveis da Companhia por natureza:

	31/12/2018	31/12/2017
Trabalhistas	1.227	1.425
Cíveis	2.373	2.239
Total	3.600	3.664

29.2 Ativo Contingencial (Risco Provável)

A CEB DIS possui um montante de R\$ 23.880 (R\$ 5.512, em 31 de dezembro de 2017), em Ativos Contingenciais (Processos Judiciais) que surgiram de eventos passados e que poderão ser confirmados pela ocorrência de eventos futuros incertos, e que conforme preceitua o Pronunciamento Técnico CPC nº 25, não deverão ser reconhecidos nas Demonstrações Financeiras.

30. SUPERÁVIT 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 Distribuição S.A. que não baixasse o valor do passivo até a decisão final da Agência Reguladora.

Em 17 de outubro de 2017, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.316/2017, referente ao Reajuste Tarifário Anual de 2017 da CEB 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 a serem diferidas nos próximos ciclos tarifários.

A Administração da Companhia continua questionando a obrigatoriedade desse passivo. Em 18 de março de 2018, a Companhia obteve liminar que deferiu, parcialmente, o efeito suspensivo ativo para determinar à ANEEL que se abstenha de efetuar a cobrança relativa ao 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-D, até o julgamento do Agravo de Instrumento.

No Reajuste Tarifário Anual (RTA) de outubro de 2018, 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, a ANEEL resolveu acatar e não incluir nenhuma parcela do financeiro de baixa renda, mas não reverteu os valores capturados de 2017.

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

Saldo inicial em 31 de dezembro de 2017	74.036
Atualização no período	4.759
Saldo final em 31 de dezembro de 2018	78.795

31. OUTRAS OBRIGAÇÕES

	31/12/2018	31/12/2017
Empregados	19	17
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica	6.229	6.229
Consumidores	17.609	12.396
Outros	2.159	3.635
Tributos Retidos na Fonte	2.097	-
Consignações em Favor da Concessionária e/ou Terceiros	1.218	1.438
Circulante	29.331	23.715
Cauções em Garantia	465	377
Retenção de Quotas de RGR	724	724
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica	3.144	8.640
Não circulante	4.333	9.741

32. PATRIMÔNIO LÍQUIDO**32.1 Capital Social**

O capital social subscrito e integralizado em 31 de dezembro de 2018 é de R\$ 802.825, dividido em 802.824.602 (oitocentos e dois milhões, oitocentos e vinte e quatro mil e seiscentos e dois) ações ordinárias nominativas, sem valor nominal, todas de propriedade da Companhia Energética de Brasília - CEB.

32.2 Prejuízo Acumulado

A Companhia apresentou, em 31 de dezembro de 2018, prejuízos acumulados no valor de R\$ 329.974 (R\$ 296.296 em 31 de dezembro de 2017 - Reapresentado).

32.3 Outros Resultados Abrangentes

A Companhia possui Outros Resultados Abrangentes devido ao Déficit Atuarial com origem no Plano Previdenciário de Benefício Definido - BD, administrado pela Fundação de Previdência de Empregados da CEB, no valor de R\$ 205.387 (R\$ 166.427 em 31 de dezembro de 2017).

32.4 Resultado do Período

A Companhia apurou um prejuízo no exercício de R\$ 33.678 (lucro de R\$ 29.522 em 31 de dezembro de 2017 - Reapresentado).

continua

continuação

CEB Distribuição S.A.

33. DESDOBRAMENTO DAS CONTAS DE RESULTADO**33.1 Receita Operacional Líquida**

	31/12/2018	31/12/2017 Reapresentado
Fornecimento de Energia Elétrica	3.622.738	3.328.555
Energia de Curto Prazo	146.545	377.153
Recursos de "Parcela A" e Outros Itens Financeiros	(94.548)	212.686
Receita de Construção	83.846	83.471
Aporte de Recursos da CDE	90.542	45.253
Receita de Prestação de Serviços	1.813	2.377
Disponibilidade do Sistema de Distribuição	29.315	20.528
Arrendamento e Aluguéis	31.644	31.522
Outras Receitas	6.437	2.844
Receita Operacional Bruta	3.918.332	4.104.389
Impostos	(1.003.870)	(1.030.150)
Encargos do Consumidor	(451.083)	(422.576)
Receita Operacional Líquida	2.463.379	2.651.663

33.1.1 Reajuste Tarifário Anual - RTA 2018

Em reunião pública ordinária de diretoria, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) homologou o Reajuste Tarifário Anual da CEB Distribuição S.A. a ser aplicado a partir de 22/10/2018.

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.

33.1.2 Revisão Tarifária Extraordinária - RTE

Conforme o Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 66/1999, é permitida a Companhia pleitear, perante a Aneel, processo tarifário extraordinário, cuja finalidade é buscar o equilíbrio 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 19/06/2018, autorizando a aplicação das novas tarifas para o período de 22/06/2018 a 21/10/2018, nos termos da Resolução Homologatória nº 2.406/2018. 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.

33.1.3 Bandeiras Tarifárias

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

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

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

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

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

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

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

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

33.1.4 Sobrecontratação

Fatores alheios à capacidade de gestão da Companhia, tais como: crise econômica; elevação das tarifas de energia elétrica, que reduziu o consumo e intensificou a migração de clientes do Ambiente Regulado para o Ambiente Livre; assim como o déficit hídrico afetaram o nível prudencial de compra de energia da distribuidora para atender o crescimento da sua carga projetada. O conjunto desses fatores produziu um excedente de energia contratada pela CEB DIS superior ao limite regulatório de 5% para o qual não há cobertura tarifária.

Considerando as ações gerenciais implementadas em 2018, incluindo as declarações de Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD, a CEB DIS fechou posição de sobras de energia elétrica no patamar de 7,8% no período, com 2,8 p.p acima do nível regulatório. No ano de 2017, não houve ajustes da Sobrecontratação no MCP, por estar dentro do limite regulatório de 105%.

33.1.5 Repasse de recursos da CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético - CDE foi criada originalmente pela Lei nº 10.438, de 26/04/2002, 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 vinculadas 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 11/09/2012 (convertida na Lei nº 12.783, de 11/01/2013), e da Medida Provisória nº 605, vigente no período de 23/01 a 03/06/2013, 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 07/03/2013, 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 2017, a Resolução Homologatória nº 2.316/2017 reconheceu o montante mensal a ser repassado para o período de 10/2017 a 10/2018, de R\$ 2.841. Em 2018 esse valor foi de R\$ 3.970, reconhecido através da Resolução Homologatória nº 2.471/2018 e abrange os períodos de 10/2018 a 10/2019.

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

33.1.6 Exclusão do ICMS da Base de Cálculo do PIS/COFINS

Por maioria de votos, o Plenário do Supremo Tribunal Federal (STF), em sessão realizada em 15/03/2017, 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.

33.2 Custo dos serviços com energia elétrica

	31/12/2018	31/12/2017
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.126.333)	(1.346.633)
Energia Elétrica Comprada para Revenda Curto Prazo	(516.002)	(305.980)
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(270.055)	(316.470)
Total	(1.912.390)	(1.969.083)

O Custo total da Energia Elétrica e Encargos registrou uma redução de R\$ 56.693 (-2,9%), quando comparado com o mesmo período do ano comparativo, tendo em vista os reflexos dos Custos Variáveis do Mercado de Curto Prazo, relativo principalmente ao Risco Hidrológico que é precificado pelo Preço de Liquidação das Diferenças - PLD.

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

33.3 Custo com operação

	31/12/2018	31/12/2017 Reapresentado
Custo de Operação		
Pessoal e Administradores (a)	(91.901)	(102.935)
Entidade de Previdência Privada	(6.177)	(5.772)
Material	(1.500)	(2.038)
Custo de Construção (b)	(83.846)	(83.471)
Serviço de Terceiros	(35.293)	(41.198)
Depreciação e Amortização	(37.421)	(34.367)
Outros Custos	(3.498)	(1.764)
Total	(259.636)	(271.545)

(a) Em 2018 ocorreu uma redução de R\$ 11.034 na despesa de Pessoal e Administradores, quando comparado ao mesmo período do ano comparativo. Tal comportamento decorre, principalmente, das demissões de 59 empregados, sendo 45 vinculados à política de desligamento da Companhia, em contrapartida à contratação de 54 empregados. Os referidos eventos também influenciaram na redução dessa rubrica qualificada na categoria Despesas Com Vendas e Despesas Gerais e Administrativas.

(b) 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.

33.4 Despesas Operacionais**33.4.1 Despesas Com Vendas**

	31/12/2018	31/12/2017 Reapresentado
Pessoal e Administradores	(17.546)	(23.881)
Entidade de Previdência Privada	(1.115)	(1.160)
Material	(128)	(189)
Serviço de Terceiros	(43.554)	(42.715)
Propaganda e Publicidade	(711)	(1.850)
Compensação a consumidores	-	-
Provisão(Reversão) Devedores Duvidosos	(21.136)	(23.325)
Perdas Dedutíveis - Lei 9.430/96	(106.428)	(91.870)
Receita de Recuperação de perdas	55.925	37.061
Outras Despesas com Vendas	(585)	(714)
Total	(135.278)	(148.643)

33.4.2 Despesas Gerais e Administrativas

	31/12/2018	31/12/2017 Reapresentado
Pessoal e Administradores	(72.663)	(89.600)
Entidade de Previdência Privada	(1.820)	(1.758)
Material	(334)	(631)
Serviços de Terceiros	(44.287)	(47.155)
Depreciação e Amortização	(11.112)	(22.962)
Outras Despesas Gerais e Adm.	(14.687)	(36.803)
Total	(144.903)	(198.909)

continua

continuação

CEB Distribuição S.A.

33.4.3 Outras Receitas/Despesas Operacionais

	31/12/2018	31/12/2017 Reapresentado
Outras Receitas	62.907	87.506
Reversões contingências Cíveis e Trabalhistas	1.101	3.147
Reversões Provisão Assistencial (a)	16.218	59.272
Reversão Provisões contingências regulatórias (b)	39.120	1.356
Receita Atualização Ativo Financeiro - VNR	5.687	7.474
Baixa Obrigações Iluminação Pública	-	5.900
Receita de Decisão Judicial	1.526	8.400
Outras Receitas	2.622	2.813
(-) Tributos sobre Outras Receitas(PIS e COFINS)	(3.367)	(856)
Outras Despesas	(31.106)	(57.135)
Provisões contingências Cíveis e Trabalhistas	(8.368)	(3.229)
Provisões contingências regulatórias	(5.242)	(11.818)
Provisão Plano Assistencial (a)	(16.137)	(30.260)
Outras Provisões	(1.359)	-
Multa ANEEL	-	(2.075)
Perdas na Desativação de Bens	-	(507)
Outras Despesas Operacionais	-	(9.246)
Total	31.801	30.371

(a) Extinção do plano de saúde aplicado aos ex-empregados da CEB DIS, onde foi constituído novo plano de saúde, conforme evidenciado na Nota Explicativa nº 24.1, em que impulsionou a redução dessas rubricas.

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

33.5 Resultado Financeiro

	31/12/2018	31/12/2017 Reapresentado
Receita Financeira	89.752	137.982
Acréscimo Moratório em Conta de Energia	25.871	37.258
Atualizações Monetárias	20.260	9.163
Variação cambial sobre a Fatura Elétrica	5.158	3.972
Multas e Penalidades Aplicadas	3.147	1.621
Rendimentos de Aplicações Financeiras	3.871	3.958
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	33.450	84.204
Outras Receitas Financeiras	685	497
(-) Tributos sobre Receitas Financeiras (PIS e COFINS)	(2.690)	(2.691)
Despesas Financeiras	(207.886)	(101.404)
Encargos de Dívidas	(56.465)	(57.566)
Variação Cambial sobre Faturas de Energia	(9.381)	(4.693)
Atualizações Monetárias	(44.628)	(35.515)
Multas e Penalidades Aplicadas	(42.514)	(11.225)
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	(53.770)	(46.239)
Recuperação de Despesas Financeiras	-	69.977
Encargos do Déficit Atuarial	(1.014)	-
Outras Despesas Financeiras	(114)	(16.143)
Total	(118.134)	36.578

Em 17 de outubro de 2017 ocorreu o Reajuste Tarifário Anual de 2017 da CEB DIS. Foi compensado na tarifa o saldo remanescente do Superávit do Baixa Renda em modicidade tarifária, atualizado pela Taxa Selic até 23 de dezembro de 2013, perfazendo o montante de R\$ 97,6 milhões.

34. LUCRO (PREJUÍZO) POR AÇÃO BÁSICO E DILUÍDO

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.

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

	31/12/2018	31/12/2017 Reapresentado
Lucro por Ação - R\$:		
Ações Ordinárias - Básicas	(0,0419)	0,0387
A Companhia, não emitiu nenhum instrumento conversível em ação. Assim, não está sendo apresentado o lucro/prejuízo diluído por ação.		

35. OPERAÇÕES COM PESSOAL-CHAVE DA ADMINISTRAÇÃO

A Companhia não possui transações de empréstimos ou outras transações com diretores/ conselheiros ou familiares imediatos. Apresentamos a seguir o resumo da remuneração dos diretores/conselheiros:

	31/12/2018	31/12/2017
Remuneração	3.524	3.063
Demais Benefícios de curto prazo	127	137
Total	3.651	3.200

36. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

	Item	31/12/2018	31/12/2017 Reapresentado
Ativos		68.231	51.234
Créditos a receber da Controladora Companhia Energética de Brasília-CEB	a)	883	863
Créditos a receber da empresa CEB Geração S.A.	a)	109	-
Créditos a receber da empresa CEB Participação S.A.	a)	24	24
Créditos a receber da empresa CEB Lajeado S.A.	a)	30	74
Créditos a receber da Terracap	a)	205	139
Créditos a receber da Defensoria Pública do DF	a)	9	-
Créditos a receber do DFTRANS	a)	14	14
Créditos a receber da Secretaria de Gestão Administrativa - SEGADDF	a)	48	21
Créditos a receber do Tribunal de Contas do DF	a)	91	-
Créditos a receber da Câmara Legislativa do DF	a)	18	54
Contas a receber de energia elétrica (fornecimento e serviço) - GDF	b)	66.224	47.002
Encargos de Uso da Rede Elétrica - CEB Geração S/A	e)	58	104
Encargos de Uso da Rede Elétrica - Corumbá Concessões S/A	e)	416	1.814
Encargos de Uso da Rede Elétrica - Energética Corumbá III	e)	102	88
Companhia Energética de Brasília - CEB - GDF	g)	-	1.037
Passivo da CEB Distribuição		146.344	167.568
Fornecedor Suprimento - CEB Lajeado S.A.	c)	20.137	21.477
Fornecedor Suprimento - Corumbá Concessões S.A.	c)	18.240	19.208
Fornecedor Suprimento - Energética Corumbá III	c)	7.758	5.283
Contribuição Iluminação Pública - GDF	d)	100.209	121.600
Resultado da CEB Distribuição		48.054	24.297

	Item	31/12/2018	31/12/2017 Reapresentado
Energia comprada para revenda da CEB Lajeado S.A.	c)	(151.067)	(146.256)
Energia comprada para revenda da Corumbá Concessões S.A.	c)	(181.214)	(169.044)
Energia comprada para revenda da Energética Corumbá III	c)	(45.478)	(45.036)
Jurus Mútuo	f)	-	(287)
Receita de fornecimento de energia e serviços (GDF)		466.139	440.506
Receita pela Disponibilidade da Rede - CEB Geração S/A	e)	491	623
Receita pela Disponibilidade da Rede - Corumbá Concessões S/A	e)	3.785	5.288
Receita pela Disponibilidade da Rede - Energética Corumbá III S/A	e)	1.098	978
Receita pela Arrecadação da CIP - GDF		4.060	-
Perdas estimadas do contas a receber GDF (acima de 360 dias)	g)	(49.760)	(62.475)

a) A CEB possui empregados cedidos a outras empresas do Grupo CEB e também a órgãos do Governo do Distrito Federal. As empresas e os órgãos beneficiários efetuam mensalmente o ressarcimento do custo efetivo dos salários e dos benefícios dos empregados cedidos à CEB Distribuição S.A. A cessão é por tempo indeterminado e não há cobrança de taxas adicionais.

b) Fornecimento de energia elétrica ao GDF, em consonância à Resolução Normativa nº 414/2010 - Aneel.

c) Contratos bilaterais de Suprimento de Energia com empresas do grupo, com prazos de vigência até 07/07/2035. As tarifas são homologadas e revisadas pelo órgão regulador para cada empresa/contrato.

d) 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 arrecadação da CIP é efetuada pela CEB Distribuição S.A. na fatura de consumo de energia elétrica dos consumidores.

e) As empresas CEB Geração S/A, Corumbá Concessões S/A e Energética Corumbá III tem acesso ao sistema de distribuição de energia elétrica da Companhia e pagam pelo uso do sistema através de tarifas regulamentadas pelo órgão regulador.

f) Contrato Mútuo 01/2016 entre a CEB Distribuição e a Controladora Companhia Energética de Brasília - CEB.

g) Ressarcimentos de custos na prestação de serviços conjuntos, bem como Perdas Estimada Com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD do controlador (GDF).

37. SEGUROS (NÃO AUDITADO PELA AUDITORIA INDEPENDENTE)

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, conforme os critérios de riscos constantes do relatório técnico estão cobertos até 31 de dezembro de 2018, renovado até dezembro de 2019, por contrato de seguro para riscos nomeados contra incêndio, raio, explosão e danos elétricos, cujo custo do prêmio foi de R\$ 1.900 e a importância segurada de aproximadamente R\$ 50 milhões.

38. CONCILIAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA COM O LUCRO LÍQUIDO

	31/12/2018	31/12/2017 Reapresentado
Resultado Antes do Imposto de Renda e da Contribuição Social	(85.133)	122.210
Ajustes ao Lucro/ (Prejuízo) do Período	118.537	45.421
Depreciação e Amortização	48.533	57.329
Provisão/Reversão Estimativa de Perda com créditos de liquidação duvidosa	21.136	(23.325)
Encargos da dívida	56.465	57.566
Atualização a Valor Justo do Ativo Financeiro Indenizável	(1.644)	10.849
Custo de Transação Empréstimos	(940)	(564)
Receita de Construção	(83.846)	(83.471)
Custo de Construção	83.846	83.471
Atualização do Ativo e Passivo Financeiro Setorial	20.320	(37.966)
Provisão/Reversão Para Riscos Trabalhistas, Cíveis e Regulatórios	(26.611)	10.544
Outras provisões/reversões	1.278	(29.012)
(Acréscimos)/Decréscimos nos Ativos Operacionais	32.310	(683.724)
Contas a Receber	(14.251)	(427.197)
Estoques	498	(929)
Ativo Financeiro de Concessões	(5.325)	(22.516)
Depósitos e Bloqueios Judiciais	(6.065)	(7.248)
Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros	59.964	(530.235)
Tributos e Contribuições Compensáveis	22.845	(13.480)
Bens destinados à venda	(1.711)	275.969
Demais Créditos	(23.645)	41.912
Acréscimos/(Decréscimos) nos Passivos Operacionais	23.400	428.674
Fornecedores	76.227	179.151
Tributos e Contribuições Compensáveis	(53.010)	122.434
Contribuição de Iluminação Pública	(21.391)	(85.677)
Empréstimos e Financiamentos	(106.078)	161.356
Debêntures	164.423	(76.671)
Provisões e Encargos sobre Folha de Pagamento	3.498	5.047
Passivo Financeiro Setorial	50.146	278.770
Encargos do Consumidor a Recolher	(28.680)	(87.043)
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	21.920	1.422
Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e regulatórios	(26.962)	16.145
Superávit de Baixa Renda	4.759	(66.286)
Obrigações Vinculas a Concessão	(61.661)	(11.086)
Mútuo Controladas e Coligadas	(9.741)	5.250
Outras Obrigações	9.950	(14.138)
Caixa Proveniente das Atividades Operacionais	89.114	(87.419)
Pagamento de Juros - Mútuo	-	(172)
Pagamento de Encargos da Dívida	(50.052)	(54.112)
Caixa Líquido Proveniente das (Usado nas) Atividades Operacionais	39.062	(141.703)

39. EVENTOS SUBSEQUENTES

39.1 Segundo Equacionamento do Déficit do Plano de Benefício Definido - BD

De acordo com a legislação vigente, iniciou-se no mês de fevereiro de 2019 o desconto do valor mínimo (R\$ 25,6 milhões) do Segundo Equacionamento de Déficit do Plano de Benefício Definido - BD, relativo ao exercício de 2017. Essa segunda contribuição extraordinária é obrigatória, a todos os participantes ativos, autopatrocinados, aposentados e pensionistas do Plano BD, bem como às patrocinadoras CEB e FACEB, de acordo com a proporção contributiva definida na Resolução MPS/CNPC nº 14, de 24/02/2014.

39.2 Condições Restritivas (Covenants) da Terceira Emissão das Debêntures

Em março de 2019, a Companhia recebeu correspondência da Oliveira Trust, Agente Fiduciário da 3ª emissão de debêntures, notificando a CEB DIS por descumprimento das obrigações não pecuniárias. A CEB DIS está tomando todas as providências necessárias para regularizar as pendências existentes.

39.3 Alteração dos Membros da Administração

Em janeiro de 2019, o Conselho de Administração da CEB Distribuição S/A, acolhendo a indicação do acionista controlador, Distrito Federal, elegeu nova Diretoria Executiva para completar o mandato vencendo em 28/04/2019.

continua

continuação

CEB Distribuição S.A.

Brasília, 28 de março de 2019.

Armando Casado de Araújo
Diretor-Geral - Interino

Armando Casado de Araújo
Diretor Financeiro e de Gestão de Riscos

Thiago Cavalcante Santos
Superintendente Contábil - Contador - CRC/DF nº 022.977-O

Fabiano Cardoso
Diretor Comercial

Graziela Maria Fernandes das Neves
Diretora de Gestão

Dalmo Rebello Silveira Junior
Diretor de Distribuição

Wanderson Silva de Menezes
Diretor de Regulação

Danielle Couto de Paiva Ramos
Gerente de Contabilidade - Contador - CRC/DF nº 021.482-O

RESOLUÇÃO DE DIRETORIA Nº 035, DE 26/03/2019

Interessado: CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.**Assunto:** Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis da CEB Distribuição S.A., referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018.**Resolução:** A Diretoria, com fundamento no art. 20, inciso VII e art. 21, inciso VI do Estatuto Social da CEB Distribuição S.A. e em consonância com o disposto na Resolução nº 1.184/2009 e alterações, editada pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC em 28.08.2009, **RESOLVE** autorizar a emissão e divulgação do Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis da CEB Distribuição S.A., referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, bem como submetê-los à apreciação do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal e posterior deliberação da Assembleia Geral Ordinária dos acionistas da Companhia, na forma prevista na Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

Armando Casado de Araújo
Diretor Financeiro e de Gestão de Riscos
Diretor-Geral Interino

Graziela Maria Fernandes das Neves
Diretora de Gestão

Fabiano Cardoso Pinto
Diretor Comercial

Wanderson Silva de Menezes
Diretor de Regulação

DECISÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.

Interessado: CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.**Assunto:** Relatório da Administração, Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2018 e Relatório Socioambiental e Econômico-Financeiro.**Decisão:** O Conselho de Administração da CEB Distribuição S.A., com amparo na Lei 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e no Estatuto Social da Companhia, art. 13, inciso I, examinou o Relatório da Administração da Empresa e as Demonstrações Financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, acompanhados das notas explicativas e o Relatório Socioambiental e Econômico-Financeiro, em conformidade com o disposto na Resoluções de Diretoria nº 034 e 35, de 26.03.2019, tomou conhecimento do relatório da BDO RCS Auditores Independentes SS, emitido sem ressalvas. O Conselho de Administração manifestou-se, por unanimidade, à exceção do Conselheiro Hamilton Carlos Naves, que não exerceu o direito de voto, no sentido de que as peças estão em ordem e adequadas, em seus aspectos relevantes, e **DECIDIU** submetê-las à deliberação da Assembleia Geral Ordinária da CEB Distribuição S.A.

Hamilton Carlos Naves
Bruna Wills
Henrique Luís Heleodoro da Silva

Armando Casado de Araújo
Haroldo Eduardo Salata Passos
Maria Márcia Barillo Ribeiro Sampaio

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da CEB Distribuição S.A., no uso de suas atribuições legais e estatutárias, conheceu o Relatório Anual da Administração, examinou as Demonstrações Financeiras, além das informações complementares objeto das Demonstrações do Resultado, das mutações do Patrimônio Líquido e dos Fluxos de Caixa, levantados em 31 de dezembro de 2018, elaborados de acordo com a Lei das Sociedades por Ações e Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*. Todas as peças foram apresentadas de forma comparativa àquelas encerradas no exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

Com base nos esclarecimentos prestados pelo auditor Bruno Loureiro da BDO RCS Auditores Independentes SS sobre as demonstrações financeiras e notas explicativas de 2018, cujo parecer foi emitido sem ressalva, o Conselho Fiscal concluiu, por unanimidade, que as peças estão em ordem e adequadas, em seus aspectos relevantes, sendo da opinião que se encontram em condições de serem submetidas à deliberação da Assembleia Geral Ordinária.

Brasília, 28 de março de 2019.

Luiz Reis de Mello**João Emigdio da Costa e Silva****André Vilanova da Silva**

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Aos

Acionistas, conselheiros e Administradores da

CEB Distribuição S.A

Brasília

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da CEB Distribuição S.A. ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2018 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais práticas contábeis.

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

Base para opinião

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

Incerteza relevante quanto à continuidade operacional

Conforme descrito na Nota 1.2, às demonstrações financeiras, a Companhia descreve uma série de descumprimentos ligados a parâmetros mínimos de sustentabilidade econômico-financeiro, a limites anuais globais de indicadores de continuidade, além de quebras de determinados *covenants* que, se repetidos no próximo exercício, colocariam em risco a renovação da concessão. Nesse sentido, a continuidade operacional da Companhia dependerá do sucesso do plano de continuidade, desenvolvido pela nova administração da Companhia, o qual encontra-se pautado em seis principais frentes descritas na Nota 1.3.5. Nossa opinião não contém modificação relacionada a esse assunto.

Ênfase**Reapresentação das demonstrações financeiras**

Em 14 de março de 2018, emitimos relatório de auditoria sem ressalvas sobre as demonstrações financeiras da CEB Distribuição S.A. para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017 e de 2016, que ora estão sendo reapresentadas. Conforme descrito na Nota 6, essas demonstrações financeiras foram alteradas e estão sendo reapresentadas de modo a corrigir, um registro efetuado em duplicidade relacionado ao Valor Novo de Reposição (VNR), a atualização monetária dos tributos FINSOCIAL e PIS/PASEP, decorrentes de ação judicial e ajuste em conta de estimativa de férias a pagar. Nossa opinião continua sendo sem modificação, uma vez que as demonstrações financeiras e seus valores correspondentes aos períodos anteriores foram ajustados de forma retrospectiva.

Principais assuntos de auditoria

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

Reconhecimento de receita e ambiente de tecnologia da informação

Conforme descrito na Nota 3.12, as receitas oriundas do fornecimento de energia elétrica e atividades associadas aos serviços são reconhecidas quando as obrigações de desempenho são atendidas e o valor justo a receber são passíveis de mensuração. Como o processo de reconhecimento da receita é relevante para o desempenho da Companhia e respectivos atingimento das metas de performance, descritas na Nota 1.2 e 1.3, o que de forma inerente adiciona componentes de risco de fraude. Observa-se ainda, que as transações de fornecimento de energia elétrica são processadas substancialmente por meio de rotinas e controles automatizados. Continuamos a considerar esse um principal assunto de auditoria, tendo em vista o risco de fraude sobre o processo de reconhecimento da receita, além da elevada dependência do ambiente de tecnologia de informação.

Resposta da auditoria ao assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, o entendimento e teste dos controles relevantes relacionados à apuração e registro das receitas de serviços de energia elétrica e, com o auxílio dos nossos especialistas em tecnologia da informação, atualizamos o entendimento do desenho e testamos a efetividade dos controles gerais do ambiente de tecnologia que incluem segurança da informação, gerenciamento de mudanças sistêmicas e operações de tecnologia da informação.

Adicionalmente, inspecionamos a conciliação efetuada pela administração e confrontamos com os saldos contábeis com a posição analítica, avaliamos a correlação entre as entradas de caixa e as receitas registradas durante o exercício, análise da liquidação subsequente do contas a receber registrado, teste de corte de receita, incluindo as receitas medidas e ainda não faturadas, além de procedimentos analíticos substantivos e a adequada divulgação em notas explicativas.

Baseados nos procedimentos de auditoria sumarizados acima, consideramos que as políticas de reconhecimento de receitas da Companhia são apropriadas para suportar os julgamentos, estimativas e informações incluídas nas demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Provisão Estimada de Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD)

Conforme descrito nas Notas 3.3.1 e 8.2, a Companhia possui uma estimativa da provisão para créditos de liquidação duvidosa que envolve um elevado nível de julgamento por parte da Administração. A determinação da provisão para créditos de liquidação duvidosa envolve a avaliação de várias premissas e fatores internos e externos, incluindo nível de inadimplência, política de renegociação e de parcelamentos e do cenário econômico atual e prospectivo.

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

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

Resposta da auditoria ao assunto

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

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

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

Reconhecimento de Ativos e Passivos Regulatórios

Conforme divulgado nas Notas 3.5 e 11, às demonstrações financeiras, a Companhia possui ativos e passivos setoriais decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados que são incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa, os quais serão efetivamente liquidados por ocasião do próximo período tarifário.

Os saldos a serem recebidos ou devolvidos via tarifa quando da revisão tarifária anual são determinados com base em um volume significativo de critérios definidos pelo Regulador, com alto grau de complexidade e que podem sofrer alterações. Dessa forma, o assunto continuou sendo considerado como ponto de atenção da auditoria, tendo em vista a complexidade de controle e, em alguns casos, na determinação do valor desses ativos e passivos, assim como quanto às incertezas inerentes à realização integral dos mesmos.

Resposta da auditoria ao assunto

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

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

Avaliação de Impairment (Imobilizado e Intangível)

Conforme descrito nas Notas 3.7 e 13, a Companhia possui a parcela dos investimentos realizados e não amortizados, até o final da concessão, classificados como ativo financeiro da concessão, por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente. Os saldos compostos pelos direitos de uso dos bens vinculados ao contrato de concessão amortizáveis até o prazo final da concessão são reconhecidos como ativo intangível na Companhia. Em função desta orientação, existe o risco de que a bifurcação entre ativo financeiro e ativo intangível apresente distorções atribuídas a erros nas estimativas preparadas pela Companhia.

continua

continuação

CEB Distribuição S.A.

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Adicionalmente, observa-se que o ativo financeiro, que representa a indenização a ser paga pelo Poder Concedente ao final da concessão para o concessionário, por investimentos de bens não reversíveis e não amortizados, deve ser atualizado conforme orientações do Órgão Regulador. Devido a relevância, complexidade e julgamento envolvido que podem impactar o valor desses ativos nas demonstrações financeiras, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.

Resposta da auditoria ao assunto

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

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

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

Reconhecimento de Benefícios Pós Emprego

Conforme descrito na Nota 24, às demonstrações financeiras, a Companhia é patrocinadora da FACEB – Fundação de Previdência dos Empregados da CEB e possui planos de benefícios pós-emprego na modalidade benefício definido, no qual a obrigação é calculada com base na estimativa do valor do benefício futuro que os empregados receberão como retorno pelos serviços prestados.

Em virtude da complexidade e subjetividade inerentes às estimativas atuariais dos planos de saúde e de benefícios de aposentadoria, pois alterações nas premissas a serem adotadas: podem resultar em impactos relevantes nas obrigações relacionadas aos planos de benefício definido e, portanto, continuamos a considerar esse um ponto de atenção de auditoria.

Resposta da auditoria ao assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, o envolvimento de especialistas da área atuarial para nos auxiliar na avaliação das premissas utilizadas no cálculo dos passivos atuariais dos planos de benefícios pós emprego, comparando as mesmas com dados de mercado comparáveis e parâmetros de referência desenvolvidos internamente a partir de cálculos independentes efetuados como parte de nossos procedimentos.

Relativamente aos ativos do Plano, nossos procedimentos de auditoria incluíram testes de confirmação de existência e avaliação em conjunto com nossos especialistas sobre a avaliação efetuada desses ativos, assim como a revisão da adequada divulgação em nota explicativa às demonstrações financeiras.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria sumarizados acima, consideramos apropriadas os julgamentos, estimativas e divulgações preparadas pela Administração incluídas em nota explicativa, relacionadas ao reconhecimento e mensuração dos saldos de benefícios pós emprego, no contexto das demonstrações financeiras.

Outros assuntos**Demonstração do valor adicionado**

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

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

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

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

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

Responsabilidades da Administração e da governança pelas demonstrações financeiras

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

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

Os responsáveis pela governança da Companhia e suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

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

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

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais;

- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas;

- Avaliamos a adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração;

- Concluimos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas.

Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional;

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

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

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

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

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

Brasília, 29 de março de 2019.

BDO RCS Auditores Independentes SS**CRC 2 SP 013846/O-1 – S - DF****Fabiano de Oliveira Barbosa****Contador CRC DF 015827/O-3**

SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO URBANO E HABITAÇÃO

CONSELHO DE PLANEJAMENTO TERRITORIAL E URBANO DO DISTRITO FEDERAL

CONVOCAÇÃO PARA A 160ª REUNIÃO ORDINÁRIA

O Secretário de Estado de Gestão do Território e Habitação do Distrito Federal, em exercício, no uso das atribuições que lhe são conferidas pelo art. 14 do título VII do Regimento Interno do Conselho de Planejamento Territorial e Urbano do Distrito Federal, publicado no DODF de 16 de outubro de 2014, CONVOCA os Conselheiros do Conselho de Planejamento Territorial e Urbano do Distrito Federal para a 160ª Reunião Ordinária do CONPLAN, a realizar-se no dia 25 de abril de 2019, às 9h, no Salão Nobre do Palácio do Buriti, Zona Cívico-Administrativa, Brasília - DF.

MATEUS LEANDRO DE OLIVEIRA