

CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.
 Empresa: CEB Distribuição S.A.
 CNPJ: 07.522.669/0001-92
 DIF: (CF/DF):07.468.935/001-97
 Endereço: SIA Área de Serviços Públicos, Lote C
 CEP: 71.215-902
 Telefone: (61) 3465-9629 • Fax: (61) 3465-9024



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016

Introdução

Mensagem da Administração

Senhores Acionistas,

Em atendimento à legislação vigente e às disposições estatutárias, apresentamos a V. Sas. 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 2016.

O exercício social de 2016 foi novamente, para esta Distribuidora, um período de desafios e também de oportunidades. A CEB Distribuição S.A. ainda é uma organização em pleno processo de transformação e passa por um processo de depuração e renovação inevitável, mas construtivo.

Os principais desafios do exercício de 2016 na CEB Distribuição S/A estiveram relacionados com:

- a) a necessidade de significativa melhoria na qualidade e confiabilidade dos serviços de fornecimento de energia elétrica;
- ii) a redução dos custos e despesas operacionais;
- iii) a diminuição da alavancagem, ainda elevada;
- iv) a redução de fraudes e ligações clandestinas de energia elétrica, na busca de elevar a receita de venda de energia;
- v) o 4º Ciclo de Revisão Tarifária encerrado em outubro de 2016 e no qual a CEB obteve uma melhoria relevante na Base de Remuneração Regulatória, garantindo uma tarifa mais adequada e mais justa em relação aos investimentos realizados.

Além dos desafios acima elencados a atual Administração busca preparar a empresa para as inexoráveis transformações tecnológicas já iniciadas tendo como um dos exemplos a geração distribuída, assim como para as segundas e crescentes mudanças no arcabouço legal e regulatório, do qual a Lei Federal nº 13.303/2016 é um destaque.

Importante registrar que no exercício de 2016 a companhia conviveu e superou um contexto macroeconômico extremamente adverso, uma vez que após ter crescido apenas + 0,5% em 2014, o PIB nacional teve duas retrações seguidas de -3,8% em 2015 e -3,6% em 2016, levando o Brasil a um retrocesso significativo que atingiu todos os setores da economia e a lidar com mais de 12,1 milhões de desempregados no final de 2016. A combinação de recessão por vários trimestres seguidos com a inflação ainda em patamares elevados elimina empregos e corrói o poder de compra, o que aumenta a inadimplência e o número de pessoas que vivem abaixo da linha oficial de pobreza.

A crise já instalada em 2015 se disseminou por todos os setores da sociedade impactando o consumo das famílias, os investimentos e, não menos importante o consumo do governo em face da debilidade das contas públicas dos três níveis de governo.

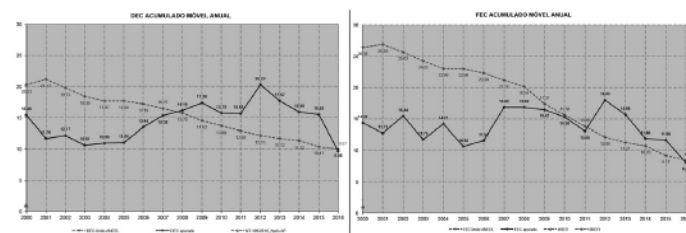
A consequência mais direta deste cenário macroeconômico, para o negócio da CEB Distribuição S/A foi uma redução de 0,6% no consumo de energia na sua área de concessão, ao diminuir de 6.084 GWh em 2015, para 6.046 GWh em 2016. Importante notar que essa queda foi mitigada pela adição líquida de 23,9 mil unidades consumidoras, representando um incremento na base de clientes de 2,3% em 2016.

Em termos de oportunidades, a Distribuidora conseguiu identificar, explorar e capturar melhorias importantes, sobretudo na qualidade do serviço de fornecimento de energia, no relacionamento com o seu consumidor e na situação econômico-financeira.

A qualidade do fornecimento do serviço de energia elétrica é mensurada e 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, quantas vezes houve interrupção de energia elétrica para a unidade consumidora.

Nestes dois importantes indicadores, concluímos o ano de 2016 já dentro dos limites estabelecidos pelo Órgão Regulador e atingindo os melhores resultados desde que estes indicadores foram criados em 2001. Trata-se de um feito extremamente relevante para a CEB Distribuição S.A.

Os gráficos seguintes mostram a evolução destes indicadores nos últimos 16 anos:



O foco no relacionamento com o cliente também foi um dos principais pilares que direcionaram as ações transformadoras da CEB Distribuição S/A no exercício. Nesse sentido, a Empresa investiu na otimização do atendimento prestado pelos empregados que lidam diretamente com o consumidor. Palestras de sensibilização, treinamentos específicos e provas de conhecimento foram realizados com os atendentes do Call Center visando à eliminação de imperfeições no atendimento por meio de telefone, tornando o processo mais ágil, cortês e eficiente.

Essas melhorias foram percebidas pelos nossos consumidores e provocaram uma redução substancial do volume de reclamações encaminhadas aos vários níveis de atendimentos disponibilizados pela Distribuidora e, inclusive, na Ouvidoria do Órgão Regulador a ANEEL.

Esse fato mostra que o consumidor quando procura nosso teleatendimento, efetivamente resolve sua demanda. É também um indicador que mostra o grau de confiabilidade, de segurança e de maturidade do nosso atendimento e o consumidor, por sua vez, confia que o seu problema será resolvido.

Essa nova percepção de qualidade pode ser constatada tanto na pesquisa feita pela ANEEL quanto na pesquisa da ABRADDEE. Na da ANEEL a empresa conseguiu o primeiro lugar na região Centro-Oeste em 2015 e o segundo lugar em 2016. Na pesquisa da ABRADDEE, a nota recebida no Índice de Aprovação do Consumidor evoluiu de 72,6%, em 2015, para 78,9% em 2016, representando uma melhora de 6,3 p.p.

Como se pode observar, não obstante as dificuldades decorrentes do contexto macroeconômico, a Administração não mediu esforços para obter o melhor desempenho na CEB Distribuição S/A.

A retração econômica vivenciada no Brasil e os aumentos tarifários ocorridos em 2015 para compensar as perdas ocasionadas pela redução artificial das tarifas promovida pela MP 579/2012 causou uma forte redução no consumo de energia elétrica em todos os mercados atendidos pela CEB Distribuição S.A.

A redução no consumo produziu já em 2015 e agravou em 2016 os excedentes de energia contratada pelas distribuidoras, superando o limite regulatório de 5% de sobrecontratação para o qual existem mecanismos de compensação.

As sobras de energia da CEB Distribuição S.A. em 2016 foram de 16,27% em relação ao total de energia contratada, que após o desconto do limite regulatório de 5% (do mercado verificado) resultou na sobrecontratação de 1.020 GWh, representando 12,1% da energia contratada pela distribuidora. Após as várias ações gerenciais conduzidas em 2016 este percentual de sobrecontratação foi reduzido para 9,5%.

Muito embora no processo da 4ª revisão tarifária periódica de 2016 a ANEEL tenha considerado parte da sobrecontratação nas tarifas, o valor de R\$ 65,2 milhões teve que ser provisionado como Passivo Financeiro - Sobrecontratação, em função das incertezas sobre o acolhimento da alegação de involuntariedade da mesma por parte da ANEEL, que só será decidida no ano de 2017.

Concluímos o exercício social em 2016 com convicção de que fizemos o melhor para conformar o contexto empresarial desfavorável e os números apresentados na tabela subseqüente sintetizam os bons resultados atingidos pela Distribuidora no exercício:

RS (Mli)	2014	2015	2016	A2016-2015
		(Reapresentado)		
Receita Operacional Líquida	1.899.928	2v348.022	2.052.795	-295.227
Custo/Despesa Operacional	1.956.255	2.139.135	1.973.418	-165.717
EBITDA	(10.833)	256.053	125.599	-130.454
Lucro (prejuízo) no exercício	-142.624	36.446	50.270	13.824
Investimentos	80.180	78.676	88.341	9.665
Patrimônio Líquido	49.988	308.875	359.180	50.305

Os resultados obtidos e consignados pela CEB Distribuição S.A. em 2016 mostram o quanto progredimos na árdua tarefa de retomar uma trajetória virtuosa para uma companhia. Embora se verifiquem evidências inequívocas de melhorias operacionais e econômico-financeiras, ainda temos muito que evoluir nos próximos anos. E atuaremos com a obstinação de sempre na busca de novos avanços!

Para o ano de 2017 as expectativas são positivas, principalmente pelas seguintes razões: i) progresso no objetivo de eliminação do 'déficit fiscal' da Distribuidora: receitas maiores que os custos e despesas operacionais deverão acontecer ao longo de 2017, em função das decisões que vêm sendo tomadas; ii) injeção de capital por parte da CEB Holding, capital este a ser obtido com a venda de participações societárias em empresas de geração de energia elétrica conforme autorizado na Lei Distrital nº 5.577/2015 com consequente redução do serviço da dívida, que se encontra em patamar muito elevado; iii) cumprimento dos compromissos e obrigações do Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 066/1999 – ANEEL, prorrogado em dezembro de 2015, em função da criação de condições para o atendimento das metas de DEC e FEC, bem como as de sustentabilidade econômico-financeira; iv) realização de investimentos no volume necessário para eliminar o gap existente, inclusive na questão tecnológica, na segurança da rede elétrica e em sistemas de suporte ao negócio e às suas operações; e v) pela possibilidade de início de novo ciclo de crescimento e desenvolvimento no Brasil.

A CEB Distribuição agradece aos seus consumidores, fornecedores, colaboradores e à população do Distrito Federal pela confiança depositada em sua gestão, reafirmando seu compromisso de continuar prestando o serviço de distribuição de energia elétrica com inovação tecnológica, qualidade, confiabilidade, tarifas justas, ética e transparência.

Luís Fernando Magnani de Oliveira – Diretor Geral da CEB Distribuição S.A.
Ari Joaquim da Silva – Presidente da Companhia Energética de Brasília

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.

Ao atender plenamente à legislação societária e fiscal, bem como os regulamentos setoriais, mediante revisão contínua dos processos internos, a companhia busca a efetiva sustentabilidade de suas operações, considerando no processo os requisitos econômicos, sociais, ambientais e culturais.

O processo de transparência das informações são valores apoiados 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.

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 Nacional Integrado de capacidade para que o setor, ao invés de limitar, seja, efetivamente, um indutor do desenvolvimento econômico e social; em segundo lugar está a busca de 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 elétrica.

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 em 14/12/2016, o seu Plano de Negócio para o período de 2017 a 2021.

O objetivo principal desse Plano, em apertada síntese, é a correção das causas raiz dos problemas da CEB, que corresponde ao seu 'déficit fiscal' e ao endividamento fora de controle. Assim sendo, as principais estratégias para a viabilização do Plano estão centradas nos seguintes pilares:

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016



• Aumento de Capital por parte da Controladora com o produto da alienação de participações nos negócios de geração de energia e de distribuição de gás conforme autorização presente na Lei Distrital nº 5.577/2015 e de imóveis não vinculados às suas concessões; e

• Redução das despesas com Pessoal, Material, Serviços e Outros – PMSO.

Vale salientar que o Plano de Negócio é realista, seja em relação às suas receitas ou mesmo em relação aos custos e despesas operacionais, com orientações, diretrizes e hipóteses de planejamento explicitadas que motivam e fundamentam as projeções que o integram.

Necessário destacar o Plano de Negócios 2017-2021 da CEB Distribuição S.A. inclui o integral cumprimento das metas regulatórias definidas no Contrato de Concessão, afastando-se a ameaça de extinção da concessão em decorrência do não cumprimento dos compromissos pactuados.

No longo prazo, o Plano de Negócio 2017-2021 da CEB Distribuição S.A. aponta para os seguintes resultados principais:

- O LAJIDA mostra evolução positiva, estável e evoluindo para a média do setor de distribuição;
- A Estrutura Patrimonial, no horizonte de planejamento, ficará compatível com o nível praticado pelo mercado;
- O Programa de Investimentos de cinco anos visa eliminar o 'gap' existente em termos de abrangência e capacidade da rede elétrica, da sua segurança e dos sistemas de suporte ao negócio e à sua operação;
- Cumprimento tempestivo e rigoroso das Metas Regulatórias; e
- Eliminação do 'déficit fiscal' nos próximos exercícios, uma vez que o PMSO real deverá atingir um patamar inferior ao PMSO regulatório.

Dessa forma, a Companhia resolverá as causas mais relevantes dos seus problemas empresariais, reduzindo os custos e despesas operacionais, inclusive, o custo do serviço da dívida e continuará dando ênfase no relacionamento com o seu consumidor, na qualidade de serviço, com a realização dos investimentos necessários e na conformidade legal e regulatória.

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 nove 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 sete 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.

Esse novo instrumento contratual também alterou para cinco anos o período das Revisões Tarifárias Periódicas e a data de aniversário das tarifas para 22 de outubro, sendo que a Quarta Revisão Tarifária Periódica atualizou as tarifas de energia elétrica da Companhia a partir de 22 de outubro de 2016, representando um intervalo de 14 meses em relação ao reajuste tarifário ocorrido em 26 de agosto de 2015.

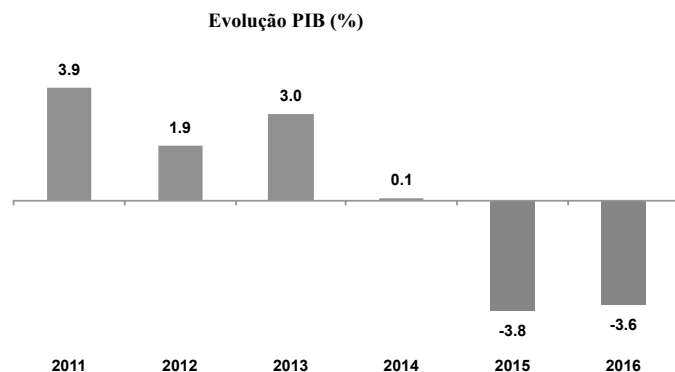
A Resolução Homologatória nº 2.161, de 18 de outubro de 2016, que homologou o resultado da 4ª Revisão Tarifária Periódica da CEB, autorizou a CEB Distribuição S.A. aplicar um aumento tarifário médio de +3,42%.

III - Cenário Macroeconômico

Segundo o Instituto Brasileiro de Economia – IBRE, da FGV, o ano de 2016 foi o terceiro ano da mais grave e duradoura recessão jamais experimentada pelo Brasil nos últimos 100 anos. O PIB, em 2016, sofreu nova contração relevante, apresentando uma redução -3,6% em relação ao ano anterior. Lamentavelmente, as expectativas do início do ano de 2016 se confirmaram: este foi um exercício social no qual experimentamos uma contínua deterioração econômica e grande instabilidade política.

A este cenário sombrio no ambiente doméstico, somou-se uma conjuntura internacional preocupante com vários mercados apresentando desaceleração econômica e recorrendo, cada vez mais, a medidas protecionistas que estão afetando os níveis do comércio internacional.

A taxa de desemprego passou de 9,0% em dezembro de 2015 para 11,9% no final do exercício de 2016, enquanto o déficit primário acumulado no ano de 2016 alcançou 1,3% do PIB, frente a um déficit de 0,6% no mesmo período de 2015.

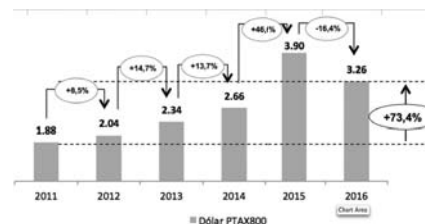


Fonte: IBGE

O déficit em conta corrente, por sua vez, segue diminuindo, em função da contração da atividade econômica no Brasil. Já o déficit nas contas externas caiu de 3,3% do PIB em 2015 para 1,1% do PIB em 2016. A inflação acumulada pelo IPCA alcançou 6,29% em 2016 e o BACEN reduziu a taxa de juros básica (SELIC) em dezembro de 2016 para 13,75% a.a.

O dólar terminou o exercício de 2016 cotado a R\$ 3,25, abaixo dos R\$ 3,96 registrados em dezembro de 2015, e o país apresenta reservas internacionais da ordem de US\$ 370 bilhões.

Dólar Americano (compra)



Exposição Cambial da Energia comprada em GWh



Fonte: BACEN

Apesar de o Brasil estar mergulhado na recessão e com mais de 12 milhões de desempregados, existe certo otimismo com relação ao futuro próximo. Há expectativas de que o país comece a crescer retomando gradual e lentamente um novo ciclo virtuoso de crescimento a partir do ano de 2017.

O Governo Federal tem encaminhado medidas administrativas e legislativas para estimular a economia. Dentre elas, destacam-se: a liberação de R\$ 43 bilhões oriundos de contas inativas do FGTS, com o objetivo de injetar dinheiro no mercado; a promulgação da Emenda à Constituição – PEC do teto de gastos públicos ocorrida em dezembro de 2016, limitando-os à inflação apurada no ano anterior por um período de vinte anos, representa importante contribuição para o equilíbrio das contas públicas; apresentação de projeto de reforma estrutural relativa à Previdência, que ocupará a agenda do Congresso em 2017, posto que os gastos previdenciários saltaram de 0,3% do PIB, em 1997, para projetados 2,7% do PIB, em 2017, caracterizando um desequilíbrio crescente; intensificação das discussões para uma reforma trabalhista visando a modernização das relações de trabalho, uma vez que a Consolidação das Leis do Trabalho remonta à década de 1940.

IV - CEB Distribuição S.A em números

Descrição	Unidade	2014	2015	2016	Variação 2016	
					x 2015	x 2015
Número de Empregados Efetivos	Un.	972	906	982	76	7,70%
Unidades Consumidoras por Empregado	Un.	1009	1117	1055	-62	-5,90%
Área de Concessão	km²	5.801.937	5.801.937	5.801.937	0	0,00%
Número de Consumidores	Un.	980.969	1.012.024	1.035.948	23.924	2,30%
Consumo Médio Residencial	kWh/ano	222	217	208	-9	-4,30%
Perdas de Energia	%	10,19	11,83	11,38	-0,4	-0,5p.p
Demanda	MW	1.226	1.179	1.149	-30	-2,60%
Receita Operacional Bruta	R\$ mil	2.578.937	3.934.556	3.442.356	-487.989	-14,30%
Receita Operacional Líquida	R\$ mil	1.899.928	2.348.022	2.052.795	-291.016	-14,40%
EBITDA	R\$ mil	-10.833	256.053	125.599	-130.454	-114,10%
Margem EBITDA	%	-0,61%	10,91%	6,12%	-0,04	-4p.p
Resultado Financeiro	R\$ mil	-36.100	-119.759	-45.031	74.728	N.A
Lucro (Prejuízo) do Exercício	R\$ mil	-142.624	36.446	50.270	13.824	37,90%
Investimentos	R\$ mil	80.180	78.676	88.341	13.824	12,30%
Resultado Por Ações	R\$ mil	-0,2457	0,0628	0,0866	0,0238	37,90%
Patrimônio Líquido	R\$ mil	49.988	308.875	359.180	51.205	16,60%

V - Desempenho operacional

Mercado de Distribuição de Energia

A CEB Distribuição S.A. atua há 47 anos no segmento de distribuição de energia elétrica no Distrito Federal atendendo às 31 regiões administrativas com população estimada de 2.977.216 habitantes (população estimada - IBGE 2016) e, em 2016, atendeu 1.035.948 consumidores cativos e a 16 consumidores livres.

As classes de clientes que apresentam maior crescimento no consumo de energia elétrica foram Serviço Público e Iluminação Pública. Essas classes apresentaram uma variação positiva de 7,3% e 3,0%, respectivamente. O crescimento do consumo da classe Serviço Público pode ser explicado pelo aumento de 4,2% do número de unidades consumidoras.

A exceção da classe rural, que permaneceu estagnada em relação ao ano anterior, as demais classes de clientes apresentaram variação negativa no consumo de energia.

A classe residencial apresentou redução pelo segundo ano consecutivo e a classe comercial, que em 2015 ainda registrou pequena variação positiva, refletiu os efeitos da recessão econômica sobre o emprego e a renda e retraiu 1,7%, conforme tabela abaixo. A classe industrial, mesmo pouco numerosa em relação às demais classes foi a segunda mais significativa, com redução de 7,0%, atrás somente do consumo próprio.

A queda no consumo aconteceu mesmo com o aumento do número de consumidores residenciais em 2,7% e dos consumidores totais em 2,4%.

Número de Consumidores Por Classe de Consumo

Classe	Nº de Consumidores			Consumo -GWh		
	2016	2015	Δ %	2016	2015	Δ %
Residencial	908.696	885.228	2,7	2.252	2.275	-1,0
Industrial	1.605	1.687	-4,9	178	191	-7,0
Comercial	108.881	108.646	0,2	2.039	2.074	-1,7
Rural	10.434	10.223	2,1	150	148	0,8
Poder Público	5.940	5.859	1,4	630	635	-0,6
Iluminação Pública	19	19	0,0	444	431	3,0
Serviço Público	326	313	4,2	353	329	7,3
Próprio	47	49	-4,1	1	2	-18,4
Total	1.035.948	1.012.024	2,4	6.046	6.084	-0,6

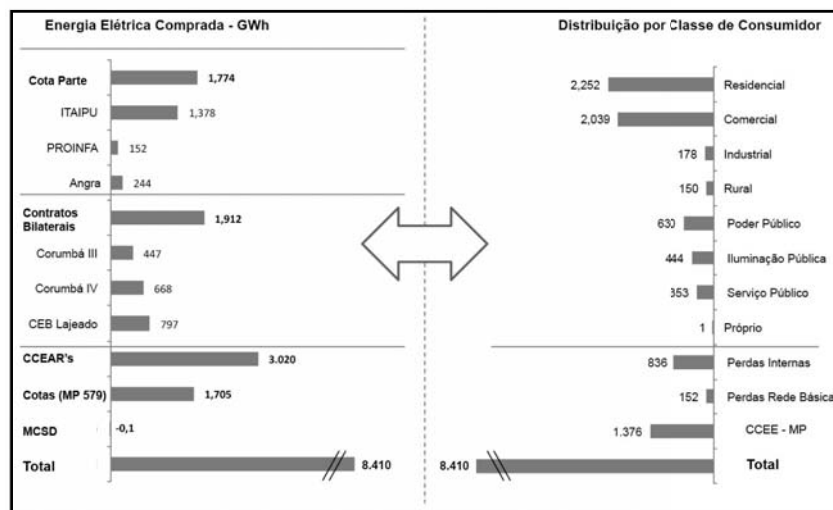
De forma semelhante aos anos anteriores, grande parte do suprimento de energia elétrica à CEB Distribuição S.A. foi oriunda de aquisições realizadas no Ambiente de Contratação Regulado – ACR. Sendo Itaipu Binacional a maior supridora de energia elétrica, responsável por 16,38% do volume de energia comprada. O índice de perdas totais, calculado pela divisão do valor das perdas internas anuais em relação ao valor da carga própria anual, em 2016 foi de 11,38%, inferior ao índice de 2015 de 11,83%, refletindo a redução da carga própria e do resultado da perda anual.

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016



Balanço Energético - CEB Distribuição S.A. em 31.12.2016

Balanço Energético - CEB Distribuição S.A. - 31.12.2016



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 2.977.216 habitantes (IBGE 2016). Seu sistema de alta tensão (subtransmissão) encontra-se interligado com o sistema 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 2.741,25 MVA. Para alimentação destas subestações é utilizado um sistema constituído de circuitos de 138 kV, 69 kV e 34,5 kV, totalizando 1.075 km. As subestações de Brasília Sul, Brasília Geral e Samambaia, de propriedade de Furnas, são as principais interligações com o sistema integrado 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 e Taguatinga Norte.

O sistema de subtransmissão em 69 kV é atendido pelas subestações Ceilândia Sul e Sobradinho Transmissão, esta supre a subestação do Núcleo Bandeirante, e aquela as subestações de 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 e as subestações atendidas são as de nº 01, 02, 03, 04, 05, 06, 07, 08, 09, 10, Brazlândia, Guará, São Sebastião e Sobradinho.

Em 2016 a Empresa atingiu 9.323 km de extensão de redes de distribuição de 15kV (Alimentadores). Continua em andamento o projeto do quarto ponto de conexão do Sistema Interligado Nacional (SE Brasília Leste) que inclui a construção de novas linhas de subtransmissão que permitirão a conexão da rede elétrica de alta tensão em 138kV no novo ponto de suprimento.

Qualidade do Atendimento

Em 2016, 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 650 reclamações, em 2015 foram 44 registradas e, em 2016, foram contabilizadas 11 reclamações procedentes, sendo que, ao longo do ano, em 6 meses distintos não houve nenhum registro de reclamação procedente.

As seguintes iniciativas e resultados são apontados 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. O número de downloads já passa de 18 mil.
- Fortalecimento da presença da CEB 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.

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 - ABRADDEE, a CEB foi finalista na categoria "Evolução do Desempenho".

Qualidade do Fornecimento

A CEB Distribuição S.A. no primeiro trimestre de 2015 elaborou e submeteu à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL um Plano de Resultados, a ser executado em 2015 e 2016 para melhoria, entre outras dimensões, dos indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica na sua área de

concessão.

Em função desse Plano de Resultados, o indicador Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC encerrou o ano de 2015 com 15,50 horas e o ano de 2016 com 9,68 horas. Estes resultados representam queda de 37,5% em relação ao ano anterior.

Por sua vez o indicador Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC terminou o ano de 2015 com 11,66 interrupções e o ano de 2016 com 8,04 interrupções. Portanto para o FEC a queda foi de 31,0% em relação ao ano anterior.

Em ambos os indicadores a Concessionária conseguiu encerrar o ano com os melhores resultados desde o ano de 2001; e abaixo das metas pactuadas com a ANEEL para o ano de 2016.

Nestes dois importantes indicadores, a Concessionária conseguiu encerrar o ano com os melhores resultados desde o ano de 2001 e abaixo dos limites máximos estabelecidos pelo Órgão Regulador para o ano de 2016. Tratando-se de um feito extremamente relevante para a CEB Distribuição S.A., realizado com o aumento de produtividade dos empregados.

Recursos Humanos

A CEB Distribuição S.A., em 31 de dezembro de 2016, possuía 982 empregados efetivos. Destes, 910 estão laborando na Empresa, 7 estão cedidos para o sindicato, com ônus para a companhia, e 43 cedidos à Companhia Energética de Brasília - CEB e suas Controladas e os demais 22 para outros Órgãos Públicos, todos com ônus para o requisitante. No exercício aconteceram 116 contratações em função da primarização dos serviços de corte e religação realizada em 31.12.2016. No exercício de 2016 ocorreram 40 desligamentos, 29 dos quais realizados em atendimento à política de desligamento vigente.

Além dos 910 empregados em efetivo labor na CEB Distribuição S.A., a empresa conta com 23 empregados comissionados e 3 servidores requisitados do GDF/Governo Federal. Em atendimento ao seu papel social, a CEB Distribuição propicia etapas de aprendizagem supervisionadas para 30 Jovens Aprendizes e 35 Estagiários.

Em 2016 foram realizados treinamentos para o desenvolvimento do quadro de colaboradores da Companhia que totalizou 57.716 aluno/hora. Destacamos a seguir os principais cursos realizados: Reciclagem em NR-10; formação em NR-33; Formação de 108 eletricitistas; Gestão Ambiental; Curso ISO 9001/2015; Norma Técnica NTD 6.01; Lei nº 13.303/2016 e para os gestores de contratos e suprimento foi reciclado o treinamento no aplicativo Planilha de Preços Globais de Serviços (PPGS).

VI - Ambiente Regulatório

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, no qual a geração térmica de energia passou a ter um papel mais significativo.

Esse mecanismo foi aplicado, em regime de teste, nos anos de 2013 e 2014, com a finalidade de sinalizar para os consumidores das concessionárias de distribuição as condições de geração de energia elétrica, por meio da cobrança de valor adicional na Tarifa de Energia.

A partir de 1º de janeiro de 2015, o sistema passou a ser efetivamente aplicado aos consumidores das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Assim, até fevereiro de 2015, as bandeiras tarifárias consideravam somente os custos variáveis das usinas térmicas que eram utilizadas na geração de energia. Os adicionais ficaram então definidos, para bandeira amarela em R\$ 1,50 para cada 100 kWh consumidos, e para bandeira vermelha, em R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos.

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 - CRBT, 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.

A partir de março de 2015, com o aprimoramento do sistema, quando todos os custos de geração passaram a compor o cálculo das bandeiras (e não somente o custo variável das usinas térmicas), para cada 100 kWh consumidos, o adicional da bandeira vermelha passou a ser de R\$ 5,50 e, da bandeira amarela, de R\$ 2,50.

Em 1º de dezembro de 2015, foi publicada a Resolução Normativa nº 689/2015, que teve como objeto dar tratamento específico ao saldo positivo da CRBT. Essa metodologia fora submetida à Audiência Pública nº 067/2015.

Em 9 de dezembro de 2015, a Medida Provisória nº 688/2015 foi convertida na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, dispondo assim sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica.

De 17 de dezembro de 2015 a 17 de janeiro de 2016, foi realizada a Audiência Pública nº 81/2015, com a finalidade de obter subsídios para o aperfeiçoamento do sistema de bandeiras e definição das faixas de acionamento e adicionais para o ano de 2016.

Como resultado desta AP, foi emitida Resolução Normativa nº 700/2016, que:

- aprovou a inclusão de patamar adicional para a bandeira vermelha;
- estabeleceu os patamares de acionamento das Bandeiras Tarifárias com vigência a partir de 1º de fevereiro de 2016; e,
- fixou os adicionais de Bandeira Tarifária em:
 - Bandeira Amarela: R\$ 1,50 para cada 100 kWh consumidos,
 - Bandeira Vermelha - Patamar 1: R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos.
 - Bandeira Vermelha - Patamar 2: R\$ 4,50 para cada 100 kWh consumidos.

De acordo o histórico de acionamento das bandeiras tarifárias para o ano de 2016, os meses de janeiro e fevereiro houve acionamento de bandeira vermelha; Para os meses de março e novembro a bandeira foi amarela. Os demais meses do ano, abril a outubro e dezembro, a bandeira foi verde.

De janeiro a dezembro de 2016 a CEB Distribuição S.A. registrou o ingresso do montante de R\$ 70,21 milhões de bandeira tarifária, tendo sido R\$ 65,10 milhões repassados para a conta CCRBT.

Revisão Tarifária Periódica de 2016 - RTP 2016

Em 22 de outubro de 2016 encerrou-se o processo da 4ª Revisão Tarifária Periódica - 4ª RTP da CEB Distribuição S.A. As metodologias aplicáveis na 4ª RTP da concessionária estão definidas nos Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária-PRORET, que tratam, respectivamente, do cálculo da revisão tarifária e da estrutura tarifária.

Com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta da 4ª RTP da concessionária, a ANEEL instaurou a Audiência Pública - nº 049/2016, cujo período de contribuições se estendeu de 10 de agosto a 12 de setembro de 2016.

Essa audiência também versava e recebeu contribuições sobre a definição dos limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC, para o período de 2017 a 2021.

Deve-se observar que na Revisão Tarifária Periódica - RTP as tarifas são reposicionadas levando-se em consideração os novos padrões de produtividade exigidos para a concessionária e as alterações na estrutura de custos ao longo do ciclo. São definidas também as regras de aplicação do Fator X nos reajustes tarifários. O Fator X tem como objetivo repassar aos consumidores os ganhos de produtividade obtidos pela concessionária. A receita calculada no momento da revisão tarifária reflete os custos operacionais eficientes e a remuneração adequada dos investimentos necessários para a prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica (chamados de Custos Gerenciáveis). O cálculo compreende também a atualização de custos relacionados às atividades de compra e transporte de energia e aos encargos setoriais (chamados de Custos Não Gerenciáveis).

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016



Após as análises das contribuições recebidas na Audiência Pública - nº 049/2016, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.161, de 18 de outubro de 2016, que:

(a) homologou o resultado da quarta revisão tarifária periódica da CEB, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de +3,42%, sendo de +1,04% para os consumidores em alta tensão e de +4,62% para os consumidores em baixa tensão;

(b) fixou o componente T do Fator X em -1,21%;

(c) fixou o componente Pd do Fator X em 1,20%;

(d) fixou o referencial regulatório para as perdas de energia aplicáveis aos reajustes de 2017 a 2020:

1) Perdas Técnicas (sobre Energia Injetada): 7,46% para o ciclo;

2) Perdas Não Técnicas (sobre Mercado BT): 7,05% para o ciclo.

Do intenso trabalho realizado junto a ANEEL no 4º RTP com o cadastramento da rede física nos sistemas de cálculo apropriados, a CEB obteve um valor maior para cobrir as perdas técnicas regulatórias, que no ciclo anterior era de 7,14% e que para o 4º ciclo tarifário atingiu o percentual de 7,46% sobre a energia injetada.

Um ponto positivo deve ser observado na definição do percentual de perdas não técnicas regulatórias em relação ao mercado de baixa tensão (PNT/BT) que foi a revisão das regras pela ANEEL e o uso dos dados mais recentes das distribuidoras. Tal providência garantiu uma definição de percentual mais adequado para a cobertura tarifária das fraudes e furtos de energia elétrica que usualmente ocorrem nas redes das distribuidoras.

No caso da CEB Distribuição, uma atuação bastante focada nas Perdas Não Técnicas Regulatórias garantiu uma evolução desse percentual de 5,05% para 7,05%.

Conforme mencionado, no âmbito das Revisões Tarifárias Periódicas também é realizada a definição dos limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC.

Também em função das contribuições recebidas na Audiência Pública - nº 049/2016, a ANEEL publicou Resolução Autorizativa nº 6.092, de 18 de outubro de 2016, autorizando: i) a revisão da configuração dos conjuntos de unidades consumidoras; e ii) estabelecendo os limites de continuidade da distribuição de energia elétrica para o período de 2017 a 2021.

No processo ocorrido na 4ª RTP houve agregação de 2 conjuntos rurais em 1 único conjunto rural maior e fracionamento de 4 conjuntos urbanos muito grandes em 10 conjuntos urbanos menores e de características mais homogêneas o que permite maior assertividade na apuração dos indicadores de qualidade e uma redução do volume de recursos dependidos no processo de compensação financeira de clientes.

A autorização para a revisão da configuração dos conjuntos de unidades consumidoras com fracionamentos de alguns conjuntos grandes e não homogêneos e agregação de conjuntos elétricos com reduzido número de consumidores representou uma inovação no paradigma técnico do órgão regulador e no caso da CEB Distribuição S.A., representou um aumento de 19 para 24 no número de conjuntos elétricos, a partir de janeiro de 2017.

Sobrecontratação

A retração econômica vivenciada no Brasil e os aumentos tarifários ocorridos em 2015 para compensar as perdas ocasionadas pela redução artificial das tarifas promovida pela MP 579/2012 causou uma forte redução no consumo de energia elétrica em todos os mercados atendidos pela CEB Distribuição S.A.

Outros fatores que contribuem para a existência de sobrecontratação nas distribuidoras é a migração de consumidores para o Ambiente de Contratação Livre - ACL, como também as iniciativas de racionalização, eficiência energética e implantação de Geração Distribuída nas unidades consumidoras.

A redução no consumo produziu já em 2015 e agravou em 2016 os excedentes de energia contratada pelas distribuidoras, superando o limite regulatório de 5% de sobrecontratação para o qual existem mecanismos de compensação.

As sobras de energia da CEB Distribuição S.A. em 2016 foram de 16,27% em relação ao total de energia contratada, que após o desconto do limite regulatório de 5% (do mercado verificado) resultou na sobrecontratação de 1.020 GWh, representando 12,1% do total de energia contratada pela distribuidora.

Em decorrência desse fato, várias ações tempestivas para reduzir a sobrecontratação foram tomadas pela empresa, dentro dos limites impostos pela regulamentação setorial, podendo-se citar entre elas: i) a redução das cotas de garantia física; e ii) redução dos contratos bilaterais, que reduziram este percentual de sobrecontratação para 9,5%.

Outras iniciativas ainda estão em curso junto à ANEEL e o Ministério de Minas e Energia, com o objetivo primordial de buscar o reconhecimento de que essa sobrecontratação foi involuntária, dada a antecedência obrigatória de 5 anos na qual a maioria dos contratos de compra de energia é realizada.

As sobras de energia em 2016 representaram um ônus para a CEB Distribuição S.A. uma vez que no exercício o preço médio nos contratos de compra de energia foi de R\$ 171,24 e o preço médio da liquidação no mercado de curto prazo, representado pelo Preço de Liquidação das Diferenças - PLD, foi de R\$ 112,28.

Muito embora no processo da 4ª revisão tarifária periódica de 2016 a ANEEL tenha considerado parte da sobrecontratação nas tarifas, o valor de R\$ 65,2 milhões teve que ser provisionado como Passivo Financeiro - Sobrecontratação, em função das incertezas sobre o acolhimento da alegação de obrigatoriedade da mesma por parte da ANEEL, que só será decidida no ano de 2017.

VII - Desempenho Econômico - Financeiro

Receita Operacional

A receita operacional da CEB D alcançou, em 2016, R\$ 3.442.356 mil, uma redução de 12,5% em relação ao ano de 2015, de R\$ 3.934.556 mil (R\$ - 492.200 mil).

Classes	Valor R\$ mil		Variação	
	31/12/2016	31/12/2015 Reapresentado	R\$ mil	%
Residencial	1.307.428	1.212.858	94.570	7,80
Industrial	100.973	121.748	(20.775)	(17,06)
Comercial	1.186.701	1.114.258	72.443	6,50
Rural	62.456	58.136	4.320	7,43
Poder Público	393.631	368.739	24.892	6,75
Iluminação Pública	144.039	139.771	4.268	3,05
Serviço Público	158.480	140.548	17.932	12,76
(=) Fornecimento faturado	3.353.708	3.156.058	197.650	6,26
Fornecimento Não Faturado Líquido	(28.719)	68.390	(97.109)	(141,99)
Encargo de Capacidade Emergencial	-	-	(1)	(100,00)
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	(300.081)	182.535	(482.616)	(264,40)
Ultrapassagem de Demanda e Exc Reativos	(4.845)	(18.042)	13.197	(73,15)
Recursos CDE/Descontos Tarifários	41.273	50.426	(9.153)	(18,15)
(=) Fornecimento de Energia Elétrica	3.061.336	3.439.368	(378.032)	(10,99)
Energia elétrica de curto prazo	272.750	352.226	(79.476)	(22,56)
Disponibilização Sistema de Distribuição	22.188	30.287	(8.099)	(26,74)
Receita de Construção - IFRIC 12	53.889	82.781	(28.892)	(34,90)
Arrendamentos e Aluguéis	28.494	26.543	1.951	7,35
Outras receitas e rendas	3.699	3.351	348	10,38
Total da receita operacional	3.442.356	3.934.556	(492.200)	(12,51)

A seguir destacamos os componentes que impactaram na redução da receita no ano de 2016 em comparação ao ano de 2015:

Principais variações

Fornecimento faturado (acréscimo de 6,3%; R\$ 197.651 mil): Aumento decorrente do Reajuste Tarifário Anual aplicado a partir de 26 de agosto de 2015 até 21 de outubro de 2016, com incremento médio percebido pelo consumidor na tarifa de 18,66%. A Revisão Tarifária Periódica aplicada a partir de 22 de outubro de

2016 reajustou em média as tarifas em 3,42%; houve crescimento no número de consumidores de 2,36%, sendo o aumento mais expressivo na classe residencial. No entanto a energia consumida apresentou redução de 0,62% em relação ao registrado em 2015, refletindo o quadro recessivo da economia.

Ativos e Passivos Financeiros Setoriais (decréscimo de 264,4%; -R\$ 482.616 mil): A variação negativa de R\$ 482.616 entre 2016 e 2015, é resultante do aumento da constituição normal dos passivos decorrente dos custos realizados abaixo da cobertura tarifária e da amortização normal ativa dos valores homologados no Reajuste Tarifário de 26 de agosto de 2015 e Revisão Tarifária ocorrida em 22 de outubro de 2016.

Disponibilização do Sistema de Distribuição (redução de 26,7%; -R\$ 8.099 mil): Em 2015 existiam no mercado da Companhia 4 (quatro) consumidores livres e em 2016 esse número aumentou para 16 consumidores livres, no entanto, tal acréscimo não foi suficiente para aumentar a receita de uso da rede em razão do custo da CDE que foi retirado da tarifa de uso do sistema, mediante liminar.

Energia Elétrica de Curto Prazo (redução de 22,6%; -R\$79.476 mil): Redução no Preço de Liquidação das Sobras e Diferenças - PLD que valoram as sobras de energia no mercado de curto prazo em função do melhor cenário hidrológico.

Vale acrescentar que a receita de construção, de acordo com as Normas Internacionais de Contabilidade, desde 1º de janeiro de 2009, não constitui efeito real sobre a receita, uma vez que seus valores são iguais àqueles de custo de operação (tanto para 2016 quanto para 2015), resultando em efeito zero no EBITDA.

Deduções à Receita Operacional

As deduções da receita operacional apresentaram em 2016 redução de 12,4% em relação ao ano de 2015, essa redução é o efeito das seguintes variações:

Deduções da Receita	2016		2015		Variação	
	R\$	%	R\$	%	R\$	%
Tributos	(678.268)		(636.566)		(41.702)	6,6
Impostos	(318.750)		(363.075)		44.325	(12,2)
Total - Tributos	(997.018)		(999.641)		2.623	(0,26)
Encargos do Consumidor						
Programa de Eficiência Energética - PEE	(9.833)		(11.423)		1.590	(13,9)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(370.155)		(446.094)		75.939	(17,0)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(9.857)		(11.423)		1.566	(13,7)
Taxa de Fiscalização Serv Energia Elétrica	(2.691)		(2.467)		(224)	9,1
Encargo de Capacidade Emergencial	-		(1)		1	(100,0)
Bandeiras Tarifárias	(7)		(115.485)		115.478	(100,0)
Total Encargos Setoriais	(392.543)		(586.893)		194.350	(33,1)
Total Deduções da Receita	(1.389.561)		(1.586.534)		196.973	(12,4)

Principais variações

Tributos - ICMS/ISS/PIS/COFINS (redução de 0,3%; R\$ 2.623 mil): Esta variação negativa reflete a redução na Receita Operacional que é base de cálculo destes tributos.

Encargos Setoriais (redução de 33,1%; R\$ 194.350): Esta variação se deve, principalmente, a redução no repasse da CDE. Em 2016 a Companhia passou a assumir a posição credora, devido ao acionamento das bandeiras entre abril e outubro de 2016 e ao saldo superavitário da Conta da Bandeira Tarifária - CRBT. Entretanto, cabe ressaltar que toda a receita de bandeira retida pela concessionária é devolvida aos consumidores nos processos tarifários subsequentes.

Custos e Despesas Operacionais

Custos e Despesas Operacionais	2016		2015		Variação	
	R\$	%	R\$	%	R\$	%
Custos Com energia (Não gerenciáveis)	(1.452.277)		(1.602.697)		150.420	(9,4)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(141.632)		(136.924)		(4.708)	3,4
Total Custo com Energia	(1.593.909)		(1.739.621)		145.712	(8,4)
Despesas Operacionais (Gerenciáveis)						
Pessoal	(231.778)		(192.860)		(38.918)	20,2
Material	(3.298)		(4.338)		1.040	(24,0)
Serviços de Terceiros	(137.509)		(122.800)		(14.709)	12,0
Custo de Construção	(53.889)		(82.781)		28.892	(34,9)
Depreciação e Amortização	(46.222)		(47.166)		944	(2,0)
Provisão (Reversão) para Devedores Duvidosos	9.659		(37.667)		47.326	(125,6)
Perdas Dedutíveis - Lei 9.430/96	(52.649)		(25.943)		(26.706)	102,9
Receita de Recuperação de Perdas	25.441		14.168		11.273	79,6
Compensação a Consumidores	(14.936)		(8.539)		(6.397)	74,9
Provisões/Reversões Contingências	8.621		(11.511)		20.132	(174,9)
Outras provisões/reversões	457		92.658		(92.201)	(99,5)
Baixa Obrigações Contrib Ilum Pública - CIP	26.609		-		26.609	-
Receita Ativo Financeiro - VNR	30.196		53.882		(23.686)	(44,0)
Receita Crédito Trib Transitado em Julgado	96.849		-		96.849	-
Outras Despesas	(37.060)		(26.617)		(10.443)	39,2
Total Despesas Operacionais	-379.509		-399.514		20.005	(5,0)
Total Custos e Despesas Operacionais	-1.973.418		-2.139.135		165.717	(7,7)

Os custos e despesas operacionais alcançaram -R\$1.973.418 mil em 2016, contra -R\$ 2.139.135 mil em 2015, uma redução de R\$ 165.717 mil, representando um decréscimo de 7,7% em relação ao ano de 2015.

Principais variações

Energia Elétrica comprada para revenda (decréscimo de 9,4%; R\$ 150.420 mil): Decorre do encerramento em 31/12/2015 dos Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado, vigentes desde 2008, cuja reposição de parte dos montantes foi feito por meio de Cotas de Garantia Física, com preço da energia inferior. Além desse fator, a tarifa de repasse de Itaipu Binacional sofreu um redução de US\$ 38,07/kW para US\$ 25,78/kW de 2015 para 2016, intensificado pelo cenário de dólar decrescente no segundo semestre de 2016 comparado com o de 2015.

Encargos de Uso da Rede Elétrica (acréscimo de 3,4%; -R\$ 4.708 mil): Deste grupo de contas, o item de maior impacto verificado foi o Encargo de Energia de Reserva. (EER). Em 2015 o EER foi recolhido em único mês e correspondeu ao valor de R\$ 7,94 milhões. Já em 2016, o montante de R\$ 17,166 milhões foi recolhido em 5 (cinco) meses. O EER é destinado a custear a contratação da Energia de Reserva. Essa é destinada a elevar a segurança no fornecimento no Sistema Interligado Nacional (SIN) e é oriunda de usinas especialmente contratadas para este fim, de forma complementar ao montante contratado no ambiente regulado (ACR).

Pessoal (acréscimo de 20,24%; -R\$ 38.918 mil): o acréscimo decorre dos seguintes fatores:

- Contratação de 116 novos colaboradores;
- Ocorreram 40 demissões, das quais 29 em razão da política de desligamento, ocasionando custo adicional com rescisões;
- Redução na capitalização de custo de pessoal próprio em razão da implantação dos novos critérios regulatórios e implantação do sistema SAP e
- Reajuste nas remunerações em função do Acordo Coletivo.

Material e Serviços de Terceiros (acréscimo de 10,82%; -R\$ 13.669 mil): a rubrica material teve uma redução de 24%, saiu de -R\$ 4.338 mil em 2015 para -R\$ 3.298 mil em 2016. Serviços de Terceiros teve um aumento de 12%, saiu de -R\$ 122.800 em 2015 para -R\$ 137.509 mil em 2016. Os itens que mais contribuíram para o aumento desta rubrica foram: Manutenção do Sistema Elétrico - Linhas e Redes. R\$ 9.906 mil. Manutenção de Hardware/Software. R\$ 6.492 mil, e Call Center, R\$ 2.849 mil.

Custo de Construção (acréscimo de 15,6%; -R\$ 28.892 mil): acréscimo decorrente das adições no intangível



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016

em curso de ativos vinculados à concessão. Vale acrescentar que o custo de construção, de acordo com as Normas Internacionais de Contabilidade, desde 1º de janeiro de 2009, não constitui efeito real sobre a despesa, uma vez que seus valores são iguais àqueles de custo de operação (tanto para 2016 quanto para 2015), resultando em efeito zero no EBITDA.

Provisão (Reversão) para Devedores Duvidosos (redução de 125,6%; R\$ 47.326 mil): A redução decorre da reversão de provisão em razão de débitos transferidos para perdas, segundo os critérios disciplinados pela Lei 9.430/96. No exercício de 2016, a Companhia reconheceu como perdas o montante de R\$ 52.649 mil. Há controle sistêmico das transferências para perdas, e em 2016 foi recuperado o montante de R\$ 25.441 mil.

Resultado Financeiro

O Resultado financeiro da CEB D no ano de 2016 ficou em -R\$ 45.031 mil, diminuindo o saldo negativo em R\$ 74.728 mil em relação ao ano de 2015, representando um decréscimo de 62,4%. Essa queda é reflexo da redução nas atualizações monetárias na variação cambial que registrou um ganho relacionado diretamente à queda do dólar.

O aumento dos encargos de dívidas foi afetado pela elevação do CDI que acumulado no período chegou a 14,00%, uma elevação de 0.76 pontos percentual em comparação ao ano anterior, que foi de 13,24%.

As atualizações monetárias da receita financeira referem-se principalmente a: atualização da Conta de Energia R\$ 18.313 mil e baixa de atualização monetária da Contribuição de Iluminação Pública prescrita R\$ 16.740 mil.

As atualizações monetárias na despesa financeira referem-se, principalmente, aos seguintes passivos: Superávit de Baixa Renda R\$ 17.031 mil. Contribuição de Iluminação Pública R\$ 16.264 mil. Parcelamento do ICMS R\$ 13.510 mil. Contingências cíveis, trabalhistas e regulatórias R\$ 7.231 mil, e Parcelamento CDE R\$ 3.299 mil.

	2016	2015	Variação	
			Var. R\$	Var. %
Receitas financeiras				
Acréscimos Moratório Conta de Energia	31.157	11.896	19.261	161,9
Variação Cambial sobre faturas de Energia	14.457	-	14.457	-
Atualizações Monetárias	36.538	9.482	27.056	285,3
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	63.162	89.448	(26.286)	(29,4)
Multas e Penalidades Aplicadas	1.234	723	511	70,7
Rendimentos de Aplicações Financeiras	5.644	4.161	1.483	35,6
Outras Receitas Financeiras	25	10.443	(10.418)	(99,8)
(-) Tributos sobre Receita Financeira	(4.218)	(1.448)	(2.770)	191,3
Subtotal	147.999	124.705	23.294	18,7
Despesas Financeiras				
Encargos de dívidas	(75.092)	(62.27)	(12.565)	20,1
Variação Cambial sobre faturas de Energia	-	(42.921)	42.921	(100,0)
Atualização Monetária	(58.176)	(74.700)	16.524	(22,1)
Atualização Passivo Financeiro Setorial	(39.078)	(35.744)	(3.334)	9,3
Juros por Atraso de Pagamento	(13.522)	(17.105)	3.583	(20,9)
Multas por Atraso de Pagamento	(6.131)	(7.323)	1.192	(16,3)
Outras Despesas Financeiras	(1.031)	(4.144)	3.113	(75,1)
Total Despesas Financeiras	(193.030)	(244.464)	51.434	(21,0)
Resultado Financeiro	(45.031)	(119.759)	74.728	(62,4)

Lucro (prejuízo)

Em 2016 o resultado da Companhia foi um lucro de R\$ 50.270 mil, frente a um lucro de R\$ 36.446 mil em 2015. Os seguintes fatores explicam esse aumento:

- Redução nos Custos Não Gerenciáveis em 8,4%;
- Redução nos Custos Gerenciáveis em 5%, ocasionada principalmente pelo registro em Outras Receitas da Baixa da Contribuição de Iluminação Pública de R\$ 26.609 mil, e a Recuperação de Créditos Transitados em Julgado de R\$ 96.849 mil;
- Redução de R\$ 74.728 mil no resultado financeiro, oriundo principalmente da redução nas atualizações monetárias de dívidas e na variação cambial que registrou um ganho relacionado diretamente à queda do dólar;
- Sobras de Energia acima dos 5% não cobertos pelo Regulador, que totalizaram 9,5% da energia total contratada, representando um déficit na venda de energia no mercado de curto prazo no montante de R\$ 65.325 milhões, com impacto negativo no resultado.

VIII - Investimentos (CAPEX)

Os principais investimentos realizados no sistema elétrico em 2016 foram norteados pelo Plano de Desenvolvimento da Distribuição – PDD, que é atualizado anualmente.

No sistema de subtransmissão, prosseguimos com a modernização da Subestação 06, no Setor de Autarquias Norte, que tem prazo previsto para conclusão em março de 2017. Iniciou-se também a ampliação da Subestação Embaixadas Sul, com a instalação do terceiro transformador de 32MVA, para aumentar a capacidade de suprimento dessa subestação e a sua confiabilidade. Esses investimentos possibilitarão o remanejamento de cargas existentes e viabilizarão o atendimento a novos consumidores.

Também podemos destacar a continuidade das atividades para a construção de quatro novas linhas de subtransmissão em 138 kV, que permitirão a conexão da rede elétrica de alta tensão da CEB ao novo ponto de suprimento do Sistema Interligado Nacional - SE Brasília Leste, que está sendo implantado no Distrito Federal.

Com a nova subestação de Brasília Leste, o Distrito Federal passará a ser atendido por 4 (quatro) pontos de conexão com a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, garantindo maior robustez ao sistema elétrico, bem como capacidade adequada de atendimento à sua demanda.

Em 2016 a CEB D investiu o montante de R\$ 88.341 mil. Tais investimentos incluem: expansão, melhorias e preservação do sistema elétrico R\$ 58.695 mil. Intangível Software R\$ 19.846 mil e Imobilizados não vinculados à concessão R\$ 9.800 mil.

IX - Desenvolvimento Energético

Com o objetivo de incentivar a busca constante por inovações e fazer frente aos desafios tecnológicos do setor elétrico, a CEB Distribuição S.A. aplica, anualmente, um percentual mínimo de sua receita operacional líquida no Programa de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica.

Em 2016, a CEB Distribuição S.A. realizou uma Chamada Pública de P&D composta por 17 temas com orçamento previsto de R\$17.000.000,00 e que ficou aberta no período de 06/06/16 à 29/07/16. No total, foram recebidas 59 propostas de projetos de diversas Instituições de Ciência e Tecnologia (ICT) de todo o país. Após a Avaliação Técnica destas propostas, os projetos serão contratados e terão sua execução a partir do primeiro trimestre de 2017.

Além da Chamada Pública realizada pela CEB, também estão em fase de contratação dois Projetos Estratégicos da ANEEL sendo um deles o SIASE Etapa 2, como continuação do SIASE – Chamada nº 018 ANEEL, e o

ANSEB – Chamada n.º 020/2016 ANEEL,

Dentro do Programa de Eficiência Energética, em 2016 foi iniciada a implementação dos projetos selecionados na chamada pública de PEE de 2015. O escopo dos projetos previa as seguintes ações:

- Eficientização das Instalações do Garvey Park Hotel no valor de R\$ 860.889,96 que compreende as seguintes ações:

- o Substituição de toda a iluminação das áreas comuns do hotel por Lâmpadas LED;
- o Instalação de um sistema de aquecimento solar da água de banho com 36 placas com 60 tubos de vácuo cada;

- o Instalação de 30,6 kWp de geração fotovoltaica.

- Eficientização das Instalações do UNICEUB Campus Asa Norte no valor de R\$ 1.010.305,41 que compreende as seguintes ações:

- o Substituição de toda a iluminação do campus por Lâmpadas LED;

- o Substituição de 10 chuveiros elétricos existentes por um sistema de aquecimento solar com duas placas com 60 tubos de vácuo cada;

- o Instalação de 40,8 kWp de geração fotovoltaica.

Em ambos os projetos, durante 2016 foram instalados os sistemas de aquecimento solar de água e os sistemas de geração fotovoltaica. Em 2017 serão realizadas as substituições dos equipamentos de iluminação.

Foram publicadas as licitações para contratação do projeto de eficiência do edifício da ANEEL. Este projeto será o primeiro projeto de eficiência na tipologia Poder Público realizado por Contrato de Desempenho, ou seja, os recursos investidos pela CEB Distribuição S.A, serão devolvidos pela ANEEL ao final do projeto, no prazo limitado pela vida útil das ações de eficiência.

Em 2016 também foi iniciada a implementação do 'Projeto Agente CEB 3' para atendimento a comunidades de baixa renda. O Projeto prevê o investimento de R\$ 16.630.992,79 para a execução das seguintes ações:

- 30.000 visitas de identificação de aptidão aos beneficiários do projeto;

- 50 palestras sócio educativas;

- Substituição de 7.000 refrigeradores;

- Substituição de 80.000 lâmpadas incandescentes e fluorescentes compactas por lâmpadas LED;

- Instalação de 2.000 aquecedores solares.

Durante o ano de 2016 foram realizadas 3.000 visitas e foram substituídos 4.000 lâmpadas e 777 refrigeradores, além de 25 palestras em órgãos públicos, escolas e clientes particulares, capacitando cerca de 2.000 participantes sobre o uso consciente de energia elétrica tanto em casa quanto no trabalho proporcionando assim economia de energia nas edificações.

Foi iniciado em 2016 o processo de seleção de projetos de eficiência energética por meio da Chamada Pública PEE 2016, que têm o objetivo de aportar R\$ 10 milhões em benefícios energéticos voltados a todas as classes de clientes da CEB-D.

Também foram disponibilizadas 7 maquetes energizadas de simulação do consumo de energia elétrica, em residências típicas, para os centros de ensino e a comunidade em geral.

X- Responsabilidade Socioambiental

Foi iniciada a implantação do Plano de Recuperação de Áreas Degradadas – PRAD, na área do Parque Nacional de Brasília, referente à retirada de uma Torre de Telecomunicações implantada na poligonal do Parque, que prevê a recuperação de uma área de 8,79 hectares, com o plantio 19.532 mudas nativas do Cerrado.

Para o manejo da vegetação próxima ao sistema elétrico, foi realizada a contratação de empresa especializada nesse serviço. As equipes são acompanhadas por profissionais de Engenharia Agrônoma permitindo uma maior eficiência operacional e técnica. A execução do serviço de poda de árvores é precedida por uma inspeção que indica o tipo de poda a ser executado e possibilita a formação de um banco de dados sobre as árvores que estão próximas às redes viabilizando uma atuação de caráter preemptivo/preventivo uma vez que são colhidas informações como localização, espécies, aspectos físicos e taxa de crescimento da vegetação.

Em 2016 também foi concedida a Licença Prévia nº 004/2016, referente à implantação da Linha de Distribuição Aérea Samambaia Oeste – Ceilândia Norte em 138 kV.

As subestações e linhas de distribuição em operação continuam a receber o acompanhamento necessário, sobretudo com relação ao cumprimento das condicionantes ambientais presentes nas licenças em vigor.

No exercício foram realizadas 25 palestras em órgãos públicos, escolas e clientes particulares, capacitando 1.160 participantes sobre o uso racional da energia elétrica em casa e no ambiente de trabalho, com o intuito de conscientizar as pessoas quanto à economia de energia nas edificações. O Projeto de Coleta de Lâmpadas inutilizadas do segmento residencial continua em vigor na sede da empresa e em 2 agências comerciais autorizadas a receber tal descarte.

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 - Reconhecimento

O ano de 2016 foi um ano de verdadeira transformação da CEB Distribuição. O intenso trabalho desenvolvido por toda a Companhia para atingir as metas estabelecidas pelo plano de resultados possibilitou que o nosso cliente conseguisse perceber a melhoria na qualidade do fornecimento de energia.

Anualmente a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADDEE realiza o Prêmio ABRADDEE, que avalia as melhores distribuidoras de energia do setor elétrico. Em 2016 fomos finalistas no item Evolução do Desempenho, que avalia tecnicamente a melhoria dos indicadores das distribuidoras com relação aos anos anteriores.

A evolução da Companhia foi ainda mais evidente quando a ABRADDEE divulgou os resultados da pesquisa de satisfação dos consumidores residenciais - realizada no segundo semestre de 2016. Ao comparar os resultados da pesquisa realizada no primeiro semestre de 2016, observamos crescimento de 9% no Índice de Satisfação da Qualidade Percebida - ISQP e crescimento de 15,8% no Índice de Satisfação Geral - ISG. O ISQP representa a média de todas as notas atribuídas na pesquisa, enquanto o ISG é a última pergunta realizada na pesquisa e representa a nota final atribuída pelo próprio pesquisado à Distribuidora.

Ainda sobre os resultados das pesquisas da ABRADDEE, podemos destacar o crescimento percentual em duas categorias pesquisadas: Informação e Comunicação e Imagem, com crescimento de 24,4% e 16,6%, respectivamente.

O Órgão Regulador do setor edita a Pesquisa IASC que inclusive, tem impacto na tarifa da Companhia e, em 2016, melhoramos 8% no índice, em relação a 2015.

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016



XIII - Balanço Social

Em milhões de Reais

	2016			2015 Representado		
1) Base de Cálculo						
Receita Líquida (RL)			2.052.795			2.348.022
Resultado Operacional (RO)			34.346			89.128
Folha de Pagamento Bruta (FPB)			231.778			192.860
2) Indicadores Sociais Internos	Em Milhares de Reais	% sobre FPB	% sobre RL	Em Milhares de Reais	% sobre FPB	% sobre RL
Alimentação	15.600	6.73%	0.76%	11.228	5.82%	0.48%
Encargos sociais compulsórios	47.390	20.45%	2.31%	33.260	17.25%	1.42%
Previdência privada	8.238	3.55%	0.40%	7.047	3.65%	0.30%
Saúde	41.666	17.98%	2.03%	34.627	17.95%	1.47%
Segurança e medicina no trabalho	177	0.08%	0.01%	39	0.02%	0.00%
Educação	131	0.06%	0.01%	9	0.00%	0.00%
Capacitação e desenvolvimento profissional	178	0.08%	0.01%	190	0.10%	0.01%
Creches ou auxílio-creche	417	0.18%	0.02%	465	0.24%	0.02%
Participação nos Resultados	10.054	4.34%	0.49%	10.325	5.35%	0.44%
Outros	3.759	1.62%	0.18%	2.648	1.37%	0.11%
Total - Indicadores Sociais Internos	127.610	55.06%	6.22%	99.838	51.77%	4.25%
3) Indicadores Sociais Externos	Em Milhares de Reais	% sobre RO	% sobre RL	Em Milhares de Reais	% sobre RO	% sobre RL
Educação	49	0.14%	0.00%	39	0.04%	0.00%
Cultura	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
Esporte	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
Outros	1.408	4.10%	0.07%	321	0.36%	0.01%
Total das Contribuições para a Sociedade	1.457	4.24%	0.07%	360	0.40%	0.02%
Tributos (excluídos encargos sociais)	1.029.272	2996.77%	50.14%	1.042.623	1169.80%	44.40%
Total - Indicadores Sociais Externos	1.030.729	3001.02%	50.21%	1.042.983	1170.21%	44.42%
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	14	0.04%	0.00%	15	0.04%	0.00%
Em Programas e/ou projetos externos	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
Total dos Investimentos em Meio Ambiente	14	0.04%	0.00%	15	0.04%	0.00%
5) Indicadores do Corpo Funcional	2016			2015		
Nº de empregados ao final do período	982			906		
Nº de admissões durante o período	116			3		
Nº de estagiários	35			93		
Nº de empregados terceirizados	N/A			N/A		
Nº de empregados acima de 45 anos	443			409		
Nº de mulheres que trabalham na empresa	155			161		
Nº Portadores de deficiência física (conveniados)	21			41		
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	40%			40%		
Nº de empregados negros	56			48		
% de empregados negros	5,7%			5,4%		
Nº de cargos de chefia ocupados por negros	-			-		
Nº de cargos de chefia ocupados por negros	0%			0%		
6) Informações Relevantes quanto ao Exercício da Cidadania Empresarial	2016			2015		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	16.76			21.52		
Número total de acidentes de trabalho	33			21		
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		2016		2015		
		1.865.741		2.112.985		
	76.21%	% governo		88.94%	% governo	
	10.75%	% colaboradores		9.26%	% colaboradores	
	2.69%	% acionistas		1.95%	% acionistas	
	10.35%	% financiadores		13.10%	% financiadores	
7) Outras Informações		2016		2015		
Desconto total na conta de energia elétrica destinado a organizações sem fins lucrativos		663		557		

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.

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016



Balancos Patrimoniais em 31 de dezembro de 2016 e 2015

(Em milhares de Reais)

Ativo	Nota	31/12/2016	31/12/2015 Reapresentado	Passivo	Nota	31/12/2016	31/12/2015 Reapresentado
Ativo circulante				Passivo circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	6	46.973	36.877	Fornecedores	18	232.682	341.257
Contas a receber	7	508.682	524.748	Tributos e contribuições sociais	19	221.555	250.499
Créditos com empregados		6.404	503	Contribuição de iluminação pública	20	127.397	135.107
Tributos e contrib sociais compensáveis	8	71.079	20.398	Empréstimos e financiamentos	21	43.844	55.325
Estoques	9	8.180	6.606	Debêntures	22	53.145	16.568
Ativo Financeiro Setorial	10	392.433	586.161	Benefícios a empregados	23	34.463	69.459
Outros créditos	11	100.728	57.717	Consumidores		10.549	12.822
Bens Destinados à Venda	12	275.969	275.969	Passivo Financeiro Setorial	10	285.271	342.530
				Provisões e encargos sobre folha de pagamento	24	44.440	34.381
Total do circulante		1.410.448	1.508.979	Encargos do consumidor a recolher	25	165.490	85.726
				Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26	29.262	29.213
				Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e regulatórios	27	3.903	9.167
				Outras obrigações	28	11.259	14.154
Ativo Não circulante				Total do circulante		1.263.260	1.396.208
Realizável a longo prazo							
Aplicações Financeiras		6.414	6.414	Não circulante			
Contas a receber	7	21.874	19.636	Fornecedores	18	8.199	25.960
Tributos e contrib sociais compensáveis	8	8.545	10.867	Tributos e contribuições sociais	19	81.476	185.571
Ativo financeiro de concessões	13	129.189	95.372	Contribuição de iluminação pública	20	79.880	110.088
Cauções e depósitos vinculados	14	550	900	Empréstimos e financiamentos	21	175.142	223.619
Ativo Financeiro Setorial	10	-	127.710	Debêntures	22	128.762	112.571
Outros créditos	11	324	514	Benefícios a empregados	23	59.101	21.626
		166.896	261.413	Passivo Financeiro Setorial	10	11.820	-
				Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26	81.887	58.978
				Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e regulatórios	27	57.685	61.043
				Superávit de baixa renda	29	140.322	123.291
				Mútuos - Controladas e Coligadas	30	4.491	10.000
Propriedades para Investimento	15	144	144	Outras obrigações	28	16.046	11.829
				Obrigações Vinculadas a concessão	31	75.997	117.546
Imobilizado	16	80.419	70.819	Total do não circulante		920.808	1.062.122
Intangível	17	885.341	925.850	Patrimônio líquido	32		
				Capital social realizado		580.532	580.532
				Recursos destinados a aumento de capital		79.079	36.000
				Prejuízos acumulados		(300.431)	(307.657)
Total do não circulante		1.132.800	1.258.226	Total do patrimônio líquido		359.180	308.875
				Total do passivo e patrimônio líquido		2.543.248	2.767.205
Total do ativo		2.543.248	2.767.205				

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016



Demonstrações dos Resultados dos Exercícios findos em 2016 e 2015
(Em milhares de Reais)

	Notas	31/12/2016	31/12/2015 Reapresentado
Receita líquida	35.a	2.052.795	2.348.022
Custo do serviço de energia elétrica	35.b	<u>(1.833.016)</u>	<u>(1.997.178)</u>
Custo com energia elétrica		(1.593.909)	(1.739.621)
Custo de operação		(239.107)	(257.557)
Custo dos serviços prestados a terceiros		(1.256)	(2.034)
Lucro bruto		<u>218.523</u>	<u>348.810</u>
Despesas operacionais	35.c	<u>(139.146)</u>	<u>(139.923)</u>
Despesas com vendas		(112.030)	(132.486)
Despesas gerais e administrativas		(168.591)	(131.841)
Outras Receitas/Despesas Operacionais. líquidas		141.475	124.404
Resultado do serviço		<u>79.377</u>	<u>208.887</u>
Resultado financeiro	35.d	<u>(45.031)</u>	<u>(119.759)</u>
Receitas financeiras		147.999	124.705
Despesas financeiras		(193.030)	(244.464)
Lucro líquido antes da CSLL e do IRPJ		<u>34.346</u>	<u>89.128</u>
Imposto de renda e contribuição social - Corrente		(63.733)	-
Imposto de renda e contribuição social - Diferido	19	79.657	(52.682)
Lucro líquido do exercício		<u>50.270</u>	<u>36.446</u>
Lucro por ações básico		0.0866	0.0628

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações dos resultados abrangentes Exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015
(Em milhares de Reais)

	31/12/2016	31/12/2015 Reapresentado
Resultado Líquido do Exercício	<u>50.270</u>	<u>36.446</u>
(+/-) Outros resultados abrangentes		
(Perdas)Ganhos Atuariais Benefícios Pós-Emprego	(43.044)	186.441
Resultado Abrangente do Exercício	<u>7.226</u>	<u>222.887</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido dos Exercícios findos em 2016 e 2015

(Em milhares de Reais)

	Capital social realizado	Recurso Destinado a Aumento de Capital	Lucros/prejuízos acumulados	Total do Patrimônio Líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2014	580.532	-	(530.544)	49.988
Lucro do exercício	-	-	75.664	75.664
Ganho/(Perda) Atuarial dos Planos de Benefícios Definido	-	-	186.441	186.441
Recursos destinados a aumento de capital	-	36.000	-	36.000
Saldo apresentado em 31 de dezembro de 2015	<u>580.532</u>	<u>36.000</u>	<u>(268.439)</u>	<u>348.093</u>
Ajustes Patrimoniais	-	-	(39.218)	(39.218)
Saldo Reapresentado em 31 de dezembro de 2015	<u>580.532</u>	<u>36.000</u>	<u>(307.657)</u>	<u>308.875</u>
Lucro do exercício	-	-	50.270	50.270
(Perda) Atuarial dos Planos de Benefícios Definido	-	-	(43.044)	(43.044)
Recursos destinados a aumento de capital	-	43.079	-	43.079
Saldo apresentado em 31 de dezembro de 2016	<u>580.532</u>	<u>79.079</u>	<u>(300.431)</u>	<u>359.180</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016


XVI Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras em 31 de dezembro de 2016 e 2015
(Em milhares de reais)

1. CONTEXTO OPERACIONAL E INFORMAÇÕES GERAIS
1.1 Objetivo social e informações gerais sobre a Companhia e a concessão

A CEB Distribuição S.A. é uma sociedade anônima, de capital fechado, organizada em conformidade com a Lei Distrital nº 2.710/2001, de 24 de maio de 2001, constituída em 20 de junho de 2005 e com início das suas atividades em 12 de janeiro de 2006, como resultado do processo de desverticalização das atividades de distribuição e geração da Companhia Energética de Brasília (CEB), controladora da Companhia. A sede social da Companhia está localizada na cidade de Brasília, no Distrito Federal, no endereço SIA - Área de Serviços Públicos - Lote C.

A CEB Distribuição S.A., é uma concessionária pública de energia elétrica e tem por objeto principal a distribuição e a comercialização de energia elétrica no Distrito Federal.

1.2 Informações sobre a concessão de distribuição de energia elétrica no Distrito Federal

A Companhia é detentora da Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica no Distrito Federal até 7 de julho de 2045. Em 09 de dezembro de 2015, a CEB Distribuição S.A. e a União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia, celebraram o Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 066/1999 - ANEEL, publicado na edição de 24 de dezembro de 2015 do Diário Oficial da União, em que formalizou a prorrogação do Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica por 30 anos.

Por esse instrumento, a data do Reajuste Tarifário anual da CEB Distribuição S.A. foi alterada de 26 de agosto para 22 de outubro, e a Revisão Tarifária Ordinária passou a ocorrer com intervalo quinquenal, sendo que primeira ocorreu em 22 de outubro de 2016.

O quarto aditivo ao contrato de concessão estabeleceu várias outras obrigações formais e materiais, além de critérios objetivos e metas regulatórias, pelas quais a Companhia será avaliada e que atuam como condicionantes para a manutenção da titularidade da concessão.

1.3 Bandeiras Tarifárias

O sistema de bandeiras tarifárias foi criado para fornecer um sinal de preços mais adequado ao consumidor e mais próximo do contexto atual de custos de geração de energia, no qual a geração térmica de energia passou a ter um papel mais significativo. Esse mecanismo foi aplicado, em regime de teste, nos anos de 2013 e 2014, com a finalidade de sinalizar para os consumidores das concessionárias de distribuição as condições de geração de energia elétrica, por meio da cobrança de valor adicional na Tarifa de Energia.

A partir de 1º de janeiro de 2015, o sistema passou a ser efetivamente aplicado aos consumidores das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Até fevereiro de 2015, as bandeiras tarifárias consideravam somente os custos variáveis das usinas térmicas que eram utilizadas na geração de energia. Os adicionais ficaram então definidos, para bandeira amarela em R\$ 1.50 para cada 100 kWh consumidos, e para bandeira vermelha, em R\$ 3.00 para cada 100 kWh consumidos.

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. Também foi aprovada a Resolução Normativa nº 649/2015, a qual estabeleceu as definições, metodologias e procedimentos de aplicação das bandeiras tarifárias. A partir de março de 2015, com o aprimoramento do sistema, quando todos os custos de geração passaram a compor o cálculo das bandeiras (e não somente o custo variável das usinas térmicas), para cada 100 kWh consumidos, o adicional da bandeira vermelha passou a ser de R\$ 5.50 e, da bandeira amarela, de R\$ 2.50.

Em 1º de dezembro de 2015, foi publicada a Resolução Normativa nº 689/2015, que teve como objeto dar tratamento específico ao saldo positivo da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT. Essa metodologia fora submetida à Audiência Pública nº 067/2015. Em 9 de dezembro de 2015, a Medida Provisória nº 688/2015 foi convertida na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, dispondo assim sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica.

De 17 de dezembro de 2015 a 17 de janeiro de 2016, foi realizada a Audiência Pública nº 81/2015, com a finalidade de obter subsídios para o aperfeiçoamento do sistema de bandeiras e definição das faixas de acionamento e adicionais para o ano de 2016. Como resultado desta AP, foi emitida Resolução Normativa nº 700/2016, que:

- (i) aprovou a inclusão de patamar adicional para a bandeira vermelha;
- (ii) estabeleceu os patamares de acionamento das Bandeiras Tarifárias com vigência a partir de 1º de fevereiro de 2016; e
- (iii) fixou os adicionais de Bandeira Tarifária em:
 - a) Bandeira Amarela: R\$ 1.50 para cada 100 kWh consumidos.
 - b) Bandeira Vermelha – Patamar 1: R\$ 3.00 para cada 100 kWh consumidos.
 - c) Bandeira Vermelha – Patamar 2: R\$ 4.50 para cada 100 kWh consumidos.

De acordo o histórico de acionamento das bandeiras tarifárias para o ano de 2016, nos meses de janeiro e fevereiro houve acionamento de bandeira vermelha; para os meses de março e novembro a bandeira foi amarela. Nos meses de abril a outubro, a bandeira foi verde.

De janeiro a dezembro de 2016 a Companhia passou a assumir a posição credora e recebeu R\$ 65.1 milhões através do faturamento das contas de energia e R\$ 5.1 milhões repassados pela CCRBT.

1.4 Ressarcimento Conta - ACR

A Conta no Ambiente de Contratação Regulada (Conta - ACR) foi criada por meio do Decreto nº. 8.221, de 2014 e regulamentada pela ANEEL por meio da Resolução Normativa nº. 612, de 2014. Ela tem por finalidade cobrir os custos adicionais das distribuidoras de energia elétrica pela exposição involuntária no mercado de curto prazo e pelo despacho termelétrico dos contratos por disponibilidade incorridos no período de fevereiro a dezembro de 2014.

O Decreto definiu que caberia a CCEE contratar as operações de créditos destinadas à cobertura dos custos extraordinários e gerir a CONTA-ACR, assegurando o repasse dos custos incorridos nas operações à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE a partir de 2015. O repasse não está vinculado aos recursos recebidos pela distribuidora em relação às competências de fevereiro a dezembro de 2014, mas ao tamanho de seu mercado. Dessa forma, os custos são distribuídos equitativamente a todos os consumidores cativos do país.

A amortização das operações de créditos da Conta-ACR tem como fonte de recursos o pagamento de quotas mensais da CDE, pagas por todas as distribuidoras, mediante encargo tarifário a ser incluído nas tarifas de energia elétrica a partir dos processos tarifários de 2015.

A Companhia iniciou o repasse a partir de agosto de 2015. A ANEEL homologou, por meio da Resolução Homologatória nº 1.863/2015, um incremento na tarifa mensal da Companhia de R\$ 12.3 milhões para ser repassado no período de agosto de 2015 a fevereiro de 2020.

Entretanto, a Resolução Homologatória nº 2.004 de 15 de dezembro de 2015, atualizou os valores e prazos de recolhimento das cotas mensais da Conta-ACR que passou a ser de R\$ 13.03 milhões. No período de janeiro a setembro de 2016 foi repassado o montante de R\$ 110.75 milhões; de outubro a dezembro de 2016 R\$ 39.1 milhões, totalizando R\$ 149.85 milhões (ante R\$ 61.53 milhões em 2015).

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é a responsável pela gestão dessa conta e pela contratação das operações de crédito, além de assegurar o repasse dos custos incorridos nas operações à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Também cabe à CCEE prestar as garantias necessárias aos credores das operações de crédito, incluindo cessão fiduciária dos direitos creditórios e do saldo da Conta - ACR.

1.5 Repasse de Recursos da CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético - CDE foi criada originalmente pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, visando o desenvolvimento energético dos estados.

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

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

Assim, a CDE passou a prover ainda: recursos para o risco hidrológico; exposição involuntária; ESS por segurança energética; e o valor integral ou parcial do saldo positivo acumulado pela Conta de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA, de que trata a Portaria Interministerial nº MME/MF nº 25/2002, relativo aos Encargos do Serviço de Sistema - ESS (CVA ESS) e à energia comprada para revenda (CVA Energia). Esse repasse teve apuração anual, nos processos de reajuste e revisão tarifária das concessionárias de distribuição realizados no período de março de 2013 a fevereiro de 2014.

No IRT de 2015, a ANEEL homologou, por meio da Resolução Homologatória nº 1.937/2015, o valor mensal de R\$ 2.5 milhões, a ser repassado Eletrobrás à CEB-DIS, no período de competência entre agosto de 2015 e julho de 2016, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, conforme previsto no art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e em cumprimento ao disposto no art. 3º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

Em virtude da renovação dos contratos de concessão nos termos do Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015, com alteração de data de aniversário contratual, que passou de 26 de agosto para 22 de outubro, o valor mensal a ser repassado pela Eletrobrás, nos meses de agosto e setembro de 2016 foram fixados em R\$ 2.82 milhões, conforme consta da REH nº 2.033/2016. Posteriormente, em 18 de outubro de 2016, o valor mensal foi redefinido em R\$ 3.3 milhões por meio do 4º Ciclo de Revisão Tarifária, nos termos da Resolução Homologatória ANEEL nº 2.161, no período de outubro de 2015 a setembro de 2016.

Para o Reajuste Tarifário Periódico ocorrido em 2016, esse valor foi atualizado para R\$ 3.3 milhões, conforme REH nº 2.161/2016, com vigência no período de competência de outubro de 2016 a setembro de 2017.

1.6 Revisão Tarifária Periódica - RTP 2016

Em 18 de outubro de 2016, a diretoria colegiada da ANEEL homologou o resultado da Audiência Pública nº49/2016 que tratou da 4ª Revisão Tarifária Periódica da CEB D, cujo efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de 3,42%, sendo 1,04% para os consumidores em alta tensão e 4,62% para os consumidores de baixa tensão.

Foram ainda fixados os novos limites de indicadores de continuidade Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC para o período de 2017 a 2021, bem como fixado o novo referencial regulatório para perdas de energia para os reajustes de 2017 a 2020.

Na determinação da nova Receita Requerida da Concessionária, são levados em consideração os custos referentes à Parcela A e Parcela B, bem como custos referentes a Outras Despesas. Componentes Financeiros e Fator X.

No processo tarifário em questão, foi incorporada a parcela remanescente do diferimento tarifário referente ao IRT 2014.



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016

Informações adicionais encontram-se na Resolução Homologatória nº 2.161, de 18 de outubro de 2016, cujo detalhamento dos cálculos encontra-se na Nota Técnica nº 340/2016-SGT/ANEEL de 11 de outubro de 2016.

1.7 Informações sobre aspectos relacionados ao pressuposto da continuidade operacional

Em 09 de Dezembro de 2015 foi celebrado, junto ao Ministério de Minas e Energia (MME), o Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 66/1999-ANEEL, prorrogando a concessão para os serviços de Distribuição de Energia Elétrica por mais 30 anos.

A prorrogação da Concessão refletiu a avaliação positiva do Poder Concedente com relação às ações da Administração da CEB Distribuição S.A., as quais consistem na busca da eficiência operacional e financeira, com retorno compatível aos investimentos realizados e em curso, bem como a eficiência técnica no atendimento aos consumidores do Distrito Federal.

A CEB Distribuição S.A., tem convivido com dois problemas estruturais: alto índice de endividamento, além de custos e despesas operacionais incompatíveis com as receitas correspondentes. Para combater a grave crise financeira, a Administração concebeu em 2015 e desenvolveu ao longo dos últimos dois exercícios, um plano de trabalho que envolvia três fases: ajustes pontuais; ajustes estruturais; e reorganização societária do “Grupo CEB”.

A primeira fase, de ajustes pontuais foi executada em 2015, o que promoveu de imediato, a redução de custos e despesas com pessoal, serviços de terceiros e outras rubricas, em montante bastante expressivo.

A segunda fase, dos ajustes estruturais também foi iniciada em 2015 e além de promover, com êxito, uma redução da estrutura organizacional, com a diminuição de diretorias e otimização de atividades meio e finalísticas já apresenta resultados positivos ao final do exercício de 2016.

A terceira fase, a reorganização societária do “Grupo CEB”, consiste na alienação de ativos de geração de energia elétrica e de distribuição de gás, já autorizada na forma da Lei nº 5.577/2015, conforme Fato Relevante publicado em 23 de dezembro de 2015. A injeção de recursos decorrente da monetização dos ativos de geração prevista para 2017, contribuirá substancialmente para a redução do endividamento a níveis compatíveis com o mercado e as metas fixadas pela ANEEL no novo Contrato de Concessão.

As ações gerenciais acima indicadas propiciaram no exercício de 2016, uma evolução extremamente positiva nas condições necessárias para garantir a continuidade operacional da companhia. Considerando-se os exercícios sociais de 2015 e 2016, a participação de terceiros na estrutura de capital caiu de 97.7% em 31.12.2014 para 85,9% em 31.12.2016.

A Conclusão do ano de 2016 com os indicadores de qualidade de serviço (DEC e FEC) já dentro dos limites estabelecidos pelo Órgão Regulador e registrando os melhores resultados no curso de 15 anos desde a criação desses indicadores em 2001 e o reconhecimento de seus clientes constatado nas duas pesquisas setoriais, conduzidas pela ANEEL e ABRADDEE se constituem em feitos extremamente relevantes para a CEB Distribuição S.A..

1.8 Emissão de debêntures

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

As debêntures têm prazo de vencimento de 60 meses contados da sua emissão realizada no dia 15 de junho de 2015, vencendo-se em 15 de junho de 2020, observadas as hipóteses de vencimento antecipado, de resgate antecipado facultativo e de amortizações extraordinárias facultativas. As debêntures têm carência de 12 meses contados da data de emissão para início da amortização do principal.

O referido instrumento é remunerado a 100% (cem por cento) da Taxa DI, capitalizada exponencialmente de sobretaxa (spread) de 0,55% a.m., base 252 de dias úteis por ano.

Os recursos líquidos obtidos pela Companhia, com a emissão das debêntures e disponibilizados a partir de 01 de julho de 2015, foram destinados principalmente para investimentos na infraestrutura de distribuição de energia e no cumprimento de obrigações setoriais.

O pagamento das obrigações contratuais foi garantido pela cessão fiduciária de direitos creditórios, presentes e futuros, vindendos, provenientes de faturas de fornecimento de energia, no período compreendido entre a data da primeira integralização das Debêntures até sua liquidação total e das demais obrigações acessórias e alienação fiduciária de um dos imóveis, atualmente classificado como propriedade para investimento, cujo valor de liquidação forçada foi equivalente a 150% do saldo principal das Debêntures.

Em 24 de novembro de 2015, por meio do Despacho nº 3.788, a ANEEL anuiu com uma segunda emissão de debêntures no valor de R\$ 120 milhões. E, em virtude das condições do mercado de capitais existentes no final de 2015 e início de 2016, apenas em maio de 2016, foi efetivamente realizada a segunda emissão das debêntures no valor de R\$ 71 milhões, nas mesmas condições de prazo e taxa da operação anterior.

O prazo de vencimento é de 60 (sessenta) meses contados da sua emissão, realizada no dia 15 de maio de 2016, vencendo-se em 15 de maio de 2021, observadas as hipóteses de vencimento antecipado, de resgate antecipado facultativo e de amortizações extraordinárias facultativas. O prazo de carência é de 12 meses contados da data de emissão para início da amortização do principal.

Os recursos líquidos obtidos pela CEB D com a segunda emissão das debêntures e disponibilizados a partir de 29 de maio de 2016, foram destinados, principalmente, para cumprimento de obrigações junto a fornecedores; e cumprimento de obrigações sociais e setoriais.

Os pagamentos das obrigações contratuais têm a seguinte garantia: cessão fiduciária de direitos creditórios, presentes e futuros, vindendos, provenientes de faturas de fornecimento de energia, no período compreendido entre a data da primeira integralização das debêntures até sua liquidação total e das demais obrigações acessórias.

Conforme Contrato de Cessão Fiduciária formalizado entre a CEB Distribuição S.A. e o Credit Suisse, ficou estabelecido que fosse constituída reserva para garantir o pagamento da Remuneração de Descontinuidade por meio de certificados de depósito bancário no montante de emissão equivalente a R\$ 6.000. Este valor está mantido em aplicação financeira com renda fixa – CDB, no Credit Suisse, cuja rentabilidade está afixada em 100% do CDI.

1.9 Adiantamento para Futuro Aumento de Capital

Durante o ano de 2016 a Controladora aportou recursos para a Companhia a título de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital – AFAC que somam R\$ 43 milhões. Tais transferências seguiram todos os ritos formais como aprovação da Diretoria por meio da Resolução da Diretoria nº 005/2016, e do Conselho de Administração em sua 541ª Reunião Ordinária.

1.10 Plano Assistencial – FACEB inconstitucionalidade das Leis n.º 3.010/02 e n.º 3.199/03

Em 2015 as leis nº 3.010/02 e nº 3.199/03 foram consideradas inconstitucionais pelo Tribunal de Justiça do Distrito Federal e Territórios (TJDFT), com modulação dos efeitos, pelo qual foi dado um prazo de dezoito meses para transição ao novo plano contributivo, finalizando-se este prazo em março de 2017. Estas leis estendiam o plano de saúde não contributivo, existente para os empregados ativos, aos aposentados e pensionistas. Os efeitos da decisão foram registrados nas DF de 31 de dezembro de 2015.

A Administração, com o apoio do acionista controlador, está em fase final de elaboração e oferta de um novo Plano de Saúde, contributivo com participação para todos os empregados ativos conforme negociado no ACT 2016-2017, bem como planos para os aposentados, pensionistas e dependentes nos estritos termos da Lei 9.686/1998.

2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Base de preparação

As Demonstrações Financeiras foram elaboradas e preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BRGAAP), as quais abrangem a legislação societária brasileira, os Pronunciamentos, as Orientações e as Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e que estão alinhadas às Normas Internacionais de Relatórios Financeiros (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB.

Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram preparadas com base no custo histórico, com exceção dos seguintes itens materiais, reconhecidos nos balanços patrimoniais:

- Os instrumentos financeiros não derivativos mensurados pelo valor justo por meio do resultado.
- Ativo financeiro indenizável e mensurado pelo valor justo (Nota Explicativa nº. 13).
- O ativo atuarial dos planos de benefício definido (Nota Explicativa nº. 23).

A autorização para a emissão destas demonstrações financeiras ocorreu em reunião realizada pela Diretoria Colegiada em 17 de Março de 2017.

Moeda funcional e moeda de apresentação

Estas demonstrações financeiras estão apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia.

Uso de estimativas e julgamentos

A elaboração de demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e de acordo com as IFRS requer que a Administração use de julgamento na determinação e no registro de estimativas contábeis, quando for o caso. Ativos e passivos significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem o ativo financeiro de concessão (Nota Explicativa nº. 13), contas a receber por fornecimento de energia, registradas com base em estimativa do fornecimento ainda não faturado (Nota Explicativa nº. 7), os ativos não circulantes destinados à alienação (Nota Explicativa nº. 12), a provisão para crédito de liquidação duvidosa (Nota Explicativa nº. 7. c), o cálculo das depreciações do ativo imobilizado (Nota Explicativa nº. 16.1), as amortizações dos ativos intangíveis (Nota Explicativa nº. 17.2), as provisões para riscos trabalhistas, cíveis e regulatórios (Nota Explicativa nº. 27), avaliação de eventual obrigação decorrente de benefícios a empregados (Nota Explicativa nº. 23) e outras provisões. Os valores definitivos das transações envolvendo essas estimativas somente são conhecidos por ocasião da sua realização ou liquidação. A Administração revisa essas estimativas periodicamente.

3. Sumário das principais práticas contábeis

As práticas contábeis descritas abaixo têm sido aplicadas de maneira consistente a todos os períodos apresentados nas demonstrações financeiras.

3.1. Apuração do resultado

O resultado é apurado em conformidade com o regime de competência.

3.2. Reconhecimento de receitas

A receita é reconhecida na extensão em que for provável que benefícios econômicos serão gerados para a Companhia e quando possa ser mensurada de forma confiável. A receita líquida é mensurada com base no valor justo da contraprestação recebida, excluindo descontos, abatimentos e encargos sobre vendas. Uma receita não é reconhecida se houver uma incerteza significativa sobre a sua realização.

a. Receita de fornecimento de energia elétrica

Conceito Geral: A Receita de fornecimento de energia elétrica é medida através da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. Essa medição ocorre de acordo com o calendário de leitura estabelecido pela Companhia. O faturamento da energia elétrica é, portanto, efetuado de acordo com esse calendário de leitura, sendo a receita registrada à medida que as faturas são emitidas, ou seja, pela competência. O consumo de energia elétrica entre a data da leitura e o encerramento de cada mês é registrado através de estimativa que considera o histórico passado (fornecimento não faturado).

b. Receita de construção

A ICPD 01 (IFRIC 12) estabelece que a concessionária de energia elétrica deva registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 (IAS 11) - Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30(R1) (IAS 18) - Receitas (serviços de operação - fornecimento de energia elétrica) como componentes separados do mesmo contrato de concessão.

Em atendimento ao CPC 17, a Companhia contabilizou receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. No negócio de distribuição no Brasil, não há margem nos serviços de construção. Desta forma, a margem de construção foi estabelecida como sendo igual a zero, considerando que os valores desembolsados na atividade de construção são pleiteados, sem a incidência de qualquer margem, na Base de Remuneração Regulatória da Companhia. A atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica, não sendo prevista, na estrutura tarifária, a remuneração com margem diferente de zero, sobre os serviços de construção.

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 de obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia.

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016

**c. Receita de juros**

É reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade. A receita de juros é reconhecida com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto, sendo a taxa de juros efetiva aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida econômica do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial deste ativo.

3.3. Instrumentos financeiros

A Companhia não opera com instrumentos financeiros derivativos. Os principais ativos e passivos financeiros não derivativos estão descritos a seguir:

a. Ativos financeiros

A Companhia classifica os ativos financeiros não derivativos nas seguintes categorias: ativos mensurados ao valor justo por meio do resultado, empréstimos e recebíveis, ativos financeiros mantidos até o vencimento e ativos financeiros disponíveis para venda. A classificação depende da finalidade para a qual os ativos financeiros foram adquiridos. Na data-base das demonstrações financeiras, a Companhia possuía os seguintes instrumentos financeiros ativos e passivos não derivativos:

(a) Ativos financeiros registrados pelo valor justo por meio do resultado

Um ativo financeiro é classificado pelo valor justo por meio do resultado caso seja classificado como mantido para negociação, ou seja, designado como tal no momento do reconhecimento inicial. Os ativos financeiros são designados pelo valor justo por meio do resultado se a Companhia gerencia tais investimentos e toma decisões de compra e venda baseadas em seus valores justos de acordo com a gestão de riscos documentadas e a estratégia de investimentos da Companhia. Ativos financeiros registrados pelo valor justo por meio do resultado são medidos pelo valor justo, e mudanças no valor justo desses ativos são reconhecidas no resultado do exercício. Nesta categoria foram considerados os itens que compõem o caixa e o equivalente de caixa (Nota Explicativa nº 13).

(b) Empréstimos e Recebíveis

Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros com pagamentos fixos ou calculáveis que não são cotados no mercado ativo. Tais ativos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, os empréstimos e recebíveis são medidos pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.

Os empréstimos e recebíveis abrangem principalmente “Contas a receber (Nota Explicativa nº 7)” e “ativo financeiro da concessão (Nota Explicativa nº 13)”.

(c) Ativos financeiros disponíveis para venda

Ativos financeiros disponíveis para venda são ativos financeiros não derivativos que são designados como disponíveis para venda ou não são classificados em nenhuma das categorias anteriores. Ativos financeiros disponíveis para venda são registrados inicialmente pelo seu valor justo acrescido de qualquer custo de transação diretamente atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, os Ativos são medidos pelo valor justo e as mudanças, que não sejam perdas por redução ao valor recuperável e diferenças de moedas estrangeiras sobre instrumentos de dívida disponíveis para venda, são reconhecidas em outros resultados abrangentes e apresentadas dentro do patrimônio líquido. Quando um investimento é baixado, o resultado acumulado em outros resultados abrangentes é transferido para o resultado.

b. Passivos financeiros

Os principais passivos financeiros reconhecidos pela Companhia são: contas a pagar a fornecedores e empréstimos. Estes passivos financeiros não são usualmente negociados antes do vencimento. São registrados inicialmente pelo valor justo das transações que lhes deram origem e são atualizados, quando aplicável, com base nos encargos contratuais. A Administração avalia que os valores apurados com base nesses critérios estão próximos do valor justo dos instrumentos financeiros detidos pela Companhia.

3.4. Transações em moeda estrangeira

A Companhia definiu que sua moeda funcional é o Real de acordo com as definições do Pronunciamento Técnico CPC nº. 02 (R2) Efeitos nas Mudanças nas Taxas de Câmbio e Conversão de Demonstrações Financeiras (IAS 21).

As transações em moeda estrangeira, isto é, todas aquelas que não realizadas na moeda funcional, são convertidas pela taxa de câmbio das datas de cada transação. Ativos e passivos monetários em moeda estrangeira são convertidos para a moeda funcional pela taxa de câmbio da data do fechamento. Os ganhos e as perdas de variações nas taxas de câmbio sobre os ativos e os passivos monetários são reconhecidos nas demonstrações de resultados.

3.5. 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 (noventa) dias das datas das aplicações e com risco insignificante de mudança de seu valor justo. São registrados inicialmente pelo valor justo das transações que lhes deram origem e são atualizados, quando aplicável, com base nos índices contratuais (Nota Explicativa nº. 6).

3.6. Contas a receber

A Companhia 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, estão apresentados pelo valor presente e são deduzidos pelo ajuste para redução ao seu provável valor de recuperação por meio da constituição de provisão para créditos de liquidação duvidosa. Os saldos de contas a receber de consumidores, revendedores, concessionárias e permissionárias incluem valores faturados e não faturados referentes aos serviços de distribuição de energia elétrica; incluem ainda o uso do sistema de distribuição por clientes livres, bem como o saldo de energia vendida no mercado de curto prazo comercializada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) - Nota Explicativa nº. 7.

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída com base na estimativa das prováveis perdas que possam ocorrer na cobrança dos créditos, sendo os saldos demonstrados no ativo circulante ou não circulante, de acordo com a classificação do título que as originou. O critério utilizado pela Companhia para constituir a provisão para créditos de liquidação duvidosa é considerado pela Administração como adequado para estimar as perdas com créditos decorrentes de fornecimento de energia e pode ser assim demonstrado:

Consumidores

a. Classe residencial: consumidores com contas vencidas há mais de 90 (noventa) dias;

b. Classe comercial: consumidores com contas vencidas há mais de 180 (cento e oitenta) dias; e

c. Classe industrial e rural e outros, com contas vencidas há mais de 360 dias (trezentos e sessenta)

A Companhia incluiu a partir de 2014 no cálculo acima, os créditos com entidades e órgãos ligados ao seu controlador, Governo do Distrito Federal (GDF).

3.7. Estoques

Representam os materiais e os equipamentos em estoque (almoxarifado de manutenção e administrativo), classificados no Ativo Circulante, e aqueles destinados a investimentos (material de depósito), classificados no Ativo Não Circulante - Imobilizado, que estão registrados pelo custo médio de aquisição e que quando excede os custos de reposição ou valores de realização são deduzidos pelo ajuste para redução ao seu provável valor de recuperação, (Nota Explicativa nº 9).

3.8. Bens destinados à Alienação

Os bens destinados à alienação são avaliados pelo valor de custo ou valor justo, dos dois o menor. (Nota Explicativa nº 12).

3.9. Contrato de concessão (ativo intangível de concessão e ativo financeiro indenizável)

Conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil e as IFRS, se a Concessionária não controla os ativos subjacentes, a infraestrutura da concessão não pode ser reconhecida como ativo imobilizado, passando a ser reconhecida de acordo com um dos modelos contábeis previstos na Interpretação ICPC 01 (IFRIC 12), dependendo do tipo de compromisso de remuneração da Concessionária assumido com o Poder Público.

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:

- Ativo financeiro da concessão – a ser recebido do Poder Concedente, no tocante ao valor de mercado em uso da infraestrutura ao final do contrato de concessão, se houver; e

- Ativo intangível – a ser recebido pelos usuários, pela parte que lhes cabe dos serviços de construção e pela prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica durante a vigência do contrato de concessão.

Os ativos classificados como financeiros representam a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão, sobre a qual a Companhia possui o direito incondicional de receber em 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 recebíveis e em 31 de dezembro de 2016, foram valorizados com base na BRR - Base de Remuneração Regulatória, conceito de valor de reposição, que é utilizada para a determinação tarifária.

De acordo com a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, o cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, para fins de indenização, deve utilizar como base a metodologia de valor novo de reposição, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente. Referido normativo teve sua aplicação inicial nas demonstrações financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012, não afetando o resultado de exercícios anteriores.

Com a introdução da Medida Provisória nº. 579, convertida na Lei nº 12.783/2013 (para maiores informações vide Nota Explicativa nº. 13), ficaram definidos os critérios utilizados pelo Poder Concedente para apurar o valor de indenização a ser pago ao término do contrato de concessão, ou seja, será determinado com base no valor novo de reposição depreciado, utilizando a Base de Remuneração Regulatória - BRR. Desta forma, o valor da indenização a ser recebido (fluxo de caixa) através deste ativo financeiro foi estabelecido com base nessas informações. Conforme estabelecido pelo pronunciamento técnico CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, as variações na estimativa de fluxo de caixa são registradas diretamente no resultado do exercício. Portanto, com o advento da Medida Provisória nº. 579 confirmou-se que as variações no valor da indenização decorrentes da atualização monetária ou dos valores de reposição constituem-se em elemento do fluxo de caixa esperado e, conseqüentemente, devem ser registrados no resultado. Esse procedimento gerou um ajuste positivo no ativo financeiro e no resultado do exercício de 2016 de R\$ 30.2 milhões (R\$ 5.8 milhões em 2015).

De acordo, ainda, com o pronunciamento técnico CPC 38, 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 Companhia verifique uma mudança no WACC regulatório durante os períodos de revisão tarifária, essa nova taxa de juros é utilizada pela Companhia para trazer a valor presente os fluxos de caixa estimados. A Companhia 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 2016, não há saldo registrado em outros resultados abrangentes uma vez que a Companhia concluiu que naquela data não havia diferença entre essas taxas.

Os ativos classificados como intangível representam o direito da Companhia 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 IFRS (1º de janeiro de 2009). Esses ativos foram mensurados com base nas práticas contábeis anteriores à transição e eram mensurados com base nos mesmos critérios do ativo imobilizado descritos a seguir. 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 Companhia possui 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.

3.10. Propriedade para Investimentos

Propriedade para investimento são bens móveis e imóveis mantidos para auferir receita de aluguel ou para valorização de capital ou para ambos, mas não para venda no curso normal dos negócios, utilização na produção ou fornecimento de produtos ou serviços ou para propósitos administrativos. A propriedade para investimento é mensurada pelo custo.

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016



O custo destas propriedades para investimento, inclui despesas que é diretamente atribuível à sua aquisição. Quando construída pela Companhia, o custo destas propriedades inclui os custos de material e mão de obra direta, bem como qualquer custo diretamente atribuído para colocar essa propriedade para investimento em condição de uso conforme o seu propósito e os juros capitalizados dos empréstimos.

Ganhos e perdas na alienação de uma propriedade para investimento (calculado pela diferença entre o valor líquido recebido e o valor contábil líquido) 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 líquido apurado na data da reclassificação se torna seu custo para a contabilização subsequente (Nota Explicativa nº 15).

3.11. Ativo imobilizado (bens da administração)

Os itens do imobilizado são mensurados pelo custo de aquisição ou construção, deduzido de depreciação acumulada e das perdas de redução ao valor recuperável (impairment) acumuladas, quando aplicável. O custo inclui gastos que são diretamente atribuíveis à aquisição de um ativo. O custo de ativos construídos pela própria Companhia inclui:

- O custo de materiais e mão de obra direta;
- Quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e condições necessários para que esses sejam capazes de operar de forma adequada; e
- Custos de empréstimos e financiamento contratados/captados para construção destes 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 líquido 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 Companhia. Gastos com manutenção e reparos recorrentes são registrados no resultado.

A depreciação e amortização são calculadas sobre o saldo das imobilizações em serviço, 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 (Nota Explicativa nº. 16).

3.12. Redução ao valor recuperável de ativos não financeiros (impairment)

A Administração revisa, no mínimo, anualmente o valor contábil líquido dos ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Não foram identificadas tais circunstâncias que levariam a Companhia a avaliar a necessidade de constituição de provisão para perda sobre o valor dos ativos não financeiros. A Companhia não possui ágio, ativos intangíveis com vidas úteis indefinidas ou intangíveis em desenvolvimento para os quais seriam requeridos testes de recuperação dos valores registrados.

O valor recuperável do ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor de uso e o valor líquido de venda. O gerenciamento dos negócios da Companhia considera uma rede integrada de distribuição, compondo uma única unidade geradora de caixa.

3.13. Provisões

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

A Companhia é parte em diversos processos judiciais e administrativos. Provisões para riscos, trabalhistas e cíveis são constituídas para todas as contingências referentes a processos judiciais e administrativos para os quais é provável que uma saída de recursos seja feita para liquidar a contingência/obrigação e uma estimativa razoável possa ser efetuada. A avaliação da probabilidade de perda por parte dos consultores legais da Companhia inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e a sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos.

As provisões são revisadas e ajustadas trimestralmente para considerar alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções físicas ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais (Nota Explicativa nº. 27).

3.14. Benefícios a empregados

i. Benefícios de curto prazo a empregados

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

O passivo é reconhecido pelo valor esperado a ser pago sob os planos de bonificação em dinheiro ou participação nos lucros de curto prazo se a Companhia tem uma obrigação legal ou construtiva de pagar esse valor em função de serviço passado prestado pelo empregado, e a obrigação possa ser estimada de maneira confiável.

ii. Benefícios pós-emprego

A Companhia patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários, com o objetivo de suplementar os benefícios garantidos pelo sistema oficial da previdência social.

A Companhia concedeu até 31.12.2016 benefícios de assistência à saúde para seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários – nos termos do plano assistencial ainda em vigor (Nota Explicativa nº. 23).

O plano de aposentadoria na modalidade benefício definido tem o custo da concessão dos benefícios determinados pelo Método da Unidade de Crédito Projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, com base em avaliação atuarial externa realizada trimestralmente. A avaliação atuarial é elaborada com base em premissas e projeções de taxas de juros, inflação, aumentos dos benefícios, expectativa de vida etc. Essas premissas e projeções são revisadas em bases trimestrais ao final de cada período.

O custeio dos benefícios concedidos pelos planos de benefícios definidos é estabelecido separadamente para cada plano, utilizando o método do crédito unitário projetado.

Os Ganhos e perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência e nas mudanças das premissas atuariais

são reconhecidos imediatamente no Patrimônio Líquido, como outros resultados abrangentes de forma que o ativo ou passivo líquido do plano de pensão seja reconhecido na demonstração da posição financeira para refletir o valor integral do déficit ou superávit do plano.

Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado.

Os ativos do plano de benefício complementar são mantidos sobre o lucro tributável pela entidade fechada de previdência complementar (FACEB - Fundação de Previdência dos Empregados da CEB). Os ativos do plano não estão disponíveis aos credores da Companhia e não podem ser revertidos diretamente à Companhia. O valor justo se baseia em informações sobre preço de mercado. O valor de qualquer ativo de benefício definido reconhecido é limitado ao valor presente de qualquer benefício econômico disponível na forma de reduções nas contribuições patronais futuras do plano.

3.15. Imposto de renda e contribuição social

O imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro são registrados pelo regime de competência e segundo a legislação tributária vigente. O imposto de renda é computado sobre o lucro tributável pela alíquota de 15%, acrescido do adicional de 10% para a parcela do lucro que exceder R\$ 240 no período-base para apuração do imposto, enquanto a contribuição social é computada pela alíquota de 9% sobre o lucro tributável.

Antecipações ou valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou não circulante, de acordo com a previsão de sua realização. A Administração periodicamente avalia a posição fiscal das situações, para as quais a regulamentação fiscal requer interpretações e estabelece provisões quando apropriado (Nota Explicativa nº 19).

A despesa com imposto de renda e contribuição social compreende os impostos de renda correntes e diferidos. O imposto corrente e o imposto diferido são reconhecidos no resultado à menos que estejam relacionados à combinação de negócios, ou itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido ou em outros resultados abrangentes.

A Administração da Companhia decidiu pela não constituição de ativo fiscal diferido sobre diferenças temporárias e prejuízo fiscal até que os planos de recuperação econômico-financeira (Nota Explicativa nº. 1.7) resultem na apuração de lucro tributário futuro de forma consistente.

3.16. Empréstimos e financiamentos

Estão demonstrados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos dos correspondentes encargos e variações monetárias incorridos até a data do balanço, de acordo com a taxa efetiva de juros (Nota Explicativa nº. 21).

3.17. Taxas regulamentares

a) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) - Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, possibilitando a universalização do serviço de energia elétrica. A partir de 1º de janeiro de 2013, a Lei nº. 12.783 reduziu em 75% a arrecadação do CDE.

b) Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Programa de Eficiência Energética (EPE), Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) - As empresas distribuidoras de energia elétrica estão obrigadas a destinar 1% de sua receita operacional líquida para reinvestimentos nesses programas.

c) Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEE) - Calculada pela ANEEL, incidente sobre a distribuição de energia, considerando o valor econômico agregado pela concessionária.

d) Encargo do Serviço do Sistema (ESS) - Tem como objetivo manter a confiabilidade e a estabilidade do sistema interligado nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Esse custo é apurado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e é pago pelas distribuidoras às geradoras.

3.18. Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Os registros das operações de compra e venda de energia elétrica na CCEE estão reconhecidos pelo regime de competência, de acordo com informações fornecidas por aquela entidade e/ou por estimativa baseada no histórico das transações, no valor do preço de liquidação de diferenças -PLD e nos contratos em vigor.

3.19. Demais ativos e obrigações

Os demais ativos estão apresentados ao valor de realização, incluindo, quando aplicável, os rendimentos e as variações monetárias auferidos até a data do balanço patrimonial, deduzidos por provisão para perdas e/ou ajuste a valor presente, quando aplicável. As demais obrigações são demonstradas pelos valores conhecidos ou calculáveis acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos, das variações monetárias e/ou cambiais incorridas até a data do balanço patrimonial.

3.20. Ativo e Passivo Financeiro Setorial

Os ativos e passivos financeiros setoriais foram registrados de acordo com a Orientação Técnica OCPC 08 que trata do reconhecimento de determinados ativos e passivos nos relatórios contábil-financeiros de propósito geral das distribuidoras de energia elétrica emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade. O reconhecimento teve como pressuposto o CPC 23 que define o reconhecimento do efeito contábil de determinado evento novo, que neste caso, trata-se do aditamento do Contrato de Concessão aprovado pela ANEEL em 25 de novembro de 2014 e, assinado pela CEB Distribuição S.A. e o referido órgão regulador em 10 de dezembro de 2014.

O aditamento do Contrato de Concessão e Permissão, nos termos tratados no OCPC 08, representa um elemento novo que assegura, a partir da data de sua assinatura, o direito ou impõe a obrigação de o concessionário receber ou pagar os ativos e passivos junto ao Poder Concedente.

Considerando que o Termo Aditivo ao Contrato de Concessão trata de saldos remanescentes apurados de itens da Parcela A e outros componentes financeiros que ainda não tenham sido recuperados, o ajuste efetuado foi reconhecido em contas de ativo e passivo financeiro, conforme o caso, em contrapartida a receita de vendas de bens e serviços. (Nota Explicativa nº 10).

3.21. Demonstrações dos fluxos de caixa

A Companhia elaborou as demonstrações dos fluxos de caixa (DFC) pelo método direto nos termos do Pronunciamento Técnico nº. 03 (R2) do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) (IAS 7).

3.22. Demonstrações do valor adicionado

A Companhia elaborou de forma espontânea as demonstrações do valor adicionado (DVA) nos termos do

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016



Pronunciamento Técnico nº. 09 do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), as quais não são requeridas para empresas de capital fechado e pelas IFRS.

3.2.3. Adoção de novas práticas aplicáveis a períodos futuros:

a) Novas normas, interpretações e alterações com aplicação efetiva desde 1º de janeiro de 2016
Não há novas normas ou interpretações com aplicação efetiva pela primeira vez para períodos que se iniciaram em ou após 1º de janeiro de 2016 que tenham impacto significativo nas demonstrações contábeis da Companhia. Adicionalmente, nenhuma das alterações de normas e interpretações vigentes desde 1º de janeiro de 2016 resultaram em impacto significativo nas demonstrações contábeis da Companhia.

b) Novas normas, interpretações e alterações com aplicação efetiva após 31 de dezembro de 2016
Existem três novas normas que serão efetivas em 2018 e 2019 que poderão afetar diversos tipos de entidades e devem resultar em alterações bastante significativas nas suas demonstrações contábeis. Estas normas são o IFRS 9 Instrumentos Financeiros, o IFRS 15 Receitas de contratos com clientes e o IFRS 16 Arrendamento. Portanto, elas não foram adotadas de forma antecipada nestas demonstrações contábeis e, portanto, poderão impactar de maneira significativa as demonstrações contábeis da Companhia no futuro.

IFRS 9 Instrumentos Financeiros

O IFRS 9 estará vigente para exercícios findos a partir de 1º de janeiro de 2018. Esta nova norma contém três categorias principais para classificação e mensuração de ativos financeiros: (i) Custo Amortizado; (ii) Valor Justo registrado por meio de Outros Resultados Abrangentes; e (iii) Valor Justo registrado por meio do Resultado do Exercício (categoria residual). Uma das principais alterações está relacionada aos ativos financeiros classificados na categoria de “Valor Justo registrado por meio de Outros Resultados Abrangentes”, sendo também aplicável em determinados passivos financeiros que atendem determinados critérios de classificação. Assim, os instrumentos financeiros na categoria de “Valor Justo por meio de Outros Resultados Abrangentes” são registrados no balanço pelo seu valor justo (para refletir os fluxos de caixas esperados pela venda), sendo a parte relativa ao custo amortizado registrada no resultado do exercício (para refletir o recebimento dos fluxos de caixa contratuais), sendo a diferença registrada em Outros Resultados Abrangentes, devendo ser posteriormente reciclada para o resultado do exercício quando da venda/baixa do instrumento financeiro. A outra principal alteração está relacionada ao “impairment” de ativos financeiros, como, por exemplo, as provisões para créditos de liquidação duvidosa, em que o modelo de “perda esperada” substituiu o modelo de “perda incorrida”. O novo modelo de “perda esperada” deve impactar materialmente todas as entidades que detêm instrumentos financeiros nas categorias de “Custo Amortizado” e “Valor Justo por meio de Outros Resultados Abrangentes”.

IFRS 15 Receitas de contratos com clientes

O IFRS 15 estará vigente para exercícios findos a partir de 1º de janeiro de 2018. Esta nova norma contém significativamente mais orientações e requerimentos em comparação às normas e interpretações existentes. Na nova norma, a receita deverá ser reconhecida levando-se em consideração os cinco critérios a seguir que precisam ser atendidos de forma cumulativa: (i) identificar o contrato; (ii) identificar as obrigações de “performance”; (iii) determinar o preço da transação; (iv) alocar o preço da transação para cada obrigação de “performance”; e (v) reconhecer a receita somente quando cada obrigação de “performance” for satisfeita. A adoção desta nova norma pode resultar no fato de que em muitas entidades o momento e a natureza do reconhecimento de receita deverão ser modificados.

IFRS 16 Arrendamento

O IFRS 16 estará vigente para exercícios findos a partir de 1º de janeiro de 2019. Esta nova norma substituiu IAS 17 Leases. IFRIC 4 Determining whether an Arrangement contains a Lease, SIC-15 Operating Leases – Incentives e SIC-27 Evaluating the Substance of Transactions Involving the Legal Form of a Lease. Os requerimentos de contabilização para os arrendadores permanecem substancialmente os mesmos em comparação às normas atualmente vigentes. Entretanto, há alterações significativas para os arrendatários na medida em que o IFRS 16 determina um modelo único apenas para os arrendatários ao eliminar a distinção entre arrendamento financeiro e operacional de forma a resultar em um balanço patrimonial refletindo um “direito de uso” dos ativos e um correspondente passivo financeiro. Assim, para muitas entidades o efeito de registrar todas as operações de leasing no balanço patrimonial poderá ser muito significativo.

IAS 7 Demonstração de fluxos de caixa – Alterações à IAS 7 (Vigência a partir de 01/01/2017)

Fornecer divulgações que permitam aos usuários das demonstrações financeiras avaliarem as mudanças nos passivos decorrentes de atividades de financiamento, incluindo tanto as mudanças provenientes de fluxos de caixa como mudanças que não afetam o caixa. Na adoção inicial da alteração, as entidades não são obrigadas a fornecer informações comparativas relativamente a períodos anteriores.

IAS 12 Tributos sobre o lucro – Alterações à IAS 12 (Vigência a partir de 01/01/2017)

Esclarecer que uma entidade deve considerar se a legislação fiscal restringe as fontes de lucros tributáveis contra as quais ela poderá fazer deduções sobre a reversão dessa diferença temporária dedutível. Além disso, fornecem orientações sobre a forma como uma entidade deve determinar lucros tributáveis futuros e explicam as circunstâncias em que o lucro tributável pode incluir a recuperação de alguns ativos por valores maiores do que seu valor contábil. Os possíveis impactos decorrentes da adoção destas normas estão sendo avaliados e serão concluídos até a data de entrada em vigor, se aplicável. Outras normas emitidas não terão impacto na Companhia e em função disso, não estão destacadas acima.

Os efeitos do IFRS 15 Receitas de contratos com clientes e IFRS 9 Instrumentos Financeiros ainda estão sob análise da administração da Companhia, uma vez que os mesmos poderão gerar impactos significativos nas demonstrações contábeis no futuro.

4. REAPRESENTAÇÃO E RECLASSIFICAÇÕES NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DE 31/12/2015

A Companhia realizou reapresentação e reclassificações nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2015, com o objetivo de uma apresentação mais adequada dos valores divulgados naquelas datas e também para fins de melhor comparabilidade.

4.1. Balanço Patrimonial**Balanço Patrimonial em 31 de dezembro de 2015***(Em milhares de Reais)*

Ativo	Nota	31/12/2015 Apresentado	Reclassifi- cação	Ajuste	31/12/2015 Reapresentado
Ativo circulante					
Caixa e equivalentes de caixa		36.877			36.877
Contas a receber		524.748			524.748
Créditos com empregados		503			503
Tributos e contrib sociais compensáveis		20.398			20.398
Estoques		6.606			6.606
Ativo Financeiro Setorial	i)	554.918		31.243	586.161
Outros créditos		57.717			57.717
Bens Destinados à Venda		<u>275.969</u>			<u>275.969</u>
Total do circulante		<u>1.477.736</u>	-	<u>31.243</u>	<u>1.508.979</u>
Ativo Não circulante					
Realizável a longo prazo					
Aplicações Financeiras		6.414			6.414
Contas a receber		19.636			19.636
Tributos e contrib sociais compensáveis		10.867			10.867
Ativo financeiro de concessões	a)	27.651	67.721		95.372
Cauções e depósitos vinculados		900			900
Ativo Financeiro Setorial		127.710			127.710
Outros créditos		<u>514</u>			<u>514</u>
		193.692	67.721		261.413
Propriedades para Investimento		144			144
Imobilizado		<u>70.819</u>			<u>70.819</u>
Intangível	a)	993.571	(67.721)		925.850
Total do não circulante		<u>1.258.226</u>	-	-	<u>1.258.226</u>
Total do ativo		<u><u>2.735.961</u></u>	-	<u><u>31.243</u></u>	<u><u>2.767.205</u></u>

Balanço Patrimonial em 31 de dezembro de 2015*(Em milhares de Reais)*

Passivo	Nota	31/12/2015 Apresentado	Ajuste	31/12/2015 Reapresentado
Passivo circulante				
Fornecedores		341.257		341.257
Tributos e contribuições sociais		250.499		250.499
Contribuição de iluminação pública		135.107		135.107
Empréstimos e financiamentos		55.325		55.325
Debêntures		16.568		16.568
Benefícios a empregados		69.459		69.459
Consumidores		12.822		12.822
Passivo Financeiro Setorial	i)	279.627	62.903	342.530
Provisões e encargos s/ folha de pagamento	i)	36.169	(1.788)	34.381
Encargos do consumidor a recolher		85.726		85.726
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética		29.213		29.213
Provisão riscos trabalhistas, cíveis e regulatórios		9.167		9.167
Outras obrigações		14.154		14.154
Total do circulante		<u>1.335.093</u>	<u>61.115</u>	<u>1.396.208</u>
Não circulante				
Fornecedores		25.960		25.960
Tributos e contribuições sociais	ii)	176.225	9.346	185.571
Contribuição de iluminação pública		110.088		110.088
Empréstimos e financiamentos		223.619		223.619
Benefícios a empregados		21.626		21.626
Debêntures		112.571		112.571
Superávit de baixa renda		123.291		123.291
Controladas e Coligadas		10.000		10.000
Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e regulatórios		61.043		61.043
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética		58.978		58.978
Outras obrigações		11.829		11.829
Obrigações Vinculadas a concessão		117.546		117.546
Total do não circulante		<u>1.052.776</u>	<u>9.346</u>	<u>1.062.122</u>
Patrimônio líquido				
Capital social realizado		580.532		580.532
Recursos Destinados a Aumento de Capital		36.000		36.000
Prejuízos acumulados		<u>(268.439)</u>	<u>(39.218)</u>	<u>(307.657)</u>
Total do patrimônio líquido		<u>348.093</u>	<u>39.218</u>	<u>387.311</u>
Total do passivo e patrimônio líquido		<u><u>2.735.962</u></u>	<u><u>31.243</u></u>	<u><u>2.767.205</u></u>



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016

4.2 Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido Findo em 31 de dezembro 2015

(Em milhares de Reais)

	Capital social realizado	Recursos destinados a aumento de capital	Lucros/prejuízos acumulados	Total do Patrimônio Líquido
Saldo em 01 de janeiro de 2015	580.532	-	(530.544)	49.988
Lucro/Prejuízo do exercício	-	-	75.664	75.664
Ganho/(Perda) Atuarial dos Planos de Benefícios Definido	-	-	186.441	186.441
Recursos destinados a aumento de capital	-	36.000	-	36.000
Saldo em 31 de dezembro de 2015	580.532	36.000	(268.439)	348.093
Ajustes patrimoniais			(39.218)	(39.218)

Saldo Reapresentado em 31 de dezembro de 2015	580.532	36.000	(307.657)	308.875
--	---------	--------	-----------	---------

4.3. Demonstração do Resultado do Exercício Findo em 31 de dezembro 2015

(Em milhares de reais)

	Notas	31/12/2015 Reapresentado	Reclassificação	Ajuste	31/12/2015 Reapresentado
Receita líquida	b)	2.379.220	(2.467)	(28.731)	2.348.022
Custo do serviço de energia elétrica		(1.995.156)	(2.022)	-	(1.997.178)
Custo com energia elétrica		(1.739.621)	-	-	(1.739.621)
Custo de operação	c)	(255.535)	(2.022)	-	(257.557)
Custo do Serviço Prestado a Terceiros		(2.034)	-	-	(2.034)
Lucro bruto		382.030	(4.489)	(28.731)	348.810
Despesas operacionais		(146.200)	4.489	1.788	(139.923)
Despesas com vendas	c)	(135.926)	3.440	-	(132.486)
Despesas gerais e administrativas	c)	(128.194)	(3.647)	-	(131.841)
Outras Receitas/Despesas Operacionais, líquidas	d)	117.920	4.696	1.788	124.404
Resultado do serviço		235.830	-	(26.943)	208.887
Resultado financeiro		(119.759)	-	-	(119.759)
Receitas financeiras		124.705	-	-	124.705
Despesas financeiras		(244.464)	-	-	(244.464)
Lucro líquido (prejuízo) antes da CSL e do IRPJ		116.071	-	(26.943)	89.128
Imposto de renda e contribuição social - Corrente		-	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social - Diferido	18	(40.407)	-	(12.275)	(52.682)
Lucro líquido (prejuízo) do período		75.664	-	(39.218)	36.446
Lucro (prejuízo) por ações básico		0.1303	-	-	0.0628

Demonstração do Valor Adicionado

(Em milhares de Reais)

	31/12/2015 Apresentado	Ajustes	31/12/2015 Reapresentado
Receitas	3.945.864	(31.660)	3.914.204
Vendas e serviços	3.883.435	(31.660)	3.851.775
Provisão crédito liquidação duvidosa	(63.610)	-	(63.610)
Receita de construção - concessão	82.781	-	82.781
Valor Justo do Ativo Indenizável	53.882	-	53.882
Outros resultados operacionais	(10.624)	-	(10.624)
(-) Insumos adquiridos de terceiros	1.878.757	-	1.878.757
Custo de energia elétrica	1.739.621	-	1.739.621
Custo de construção - Concessão	82.781	-	82.781
Material	4.338	-	4.338
Serviço de terceiros	122.800	-	122.800
Provisões/reversões (exceto PDD)	(98.507)	-	(98.507)
Outros	27.724	-	27.724
(=) Valor adicionado bruto	2.067.107	(31.660)	2.035.447
(-) Retenções (depreciação e amortização)	47.167	-	47.167
(=) Valor adicionado líquido	2.019.940	(31.660)	1.988.280
(+) Valor adicionado recebido em transferência	124.705	-	124.705
Receitas financeiras	124.705	-	124.705
(=) Valor adicionado total a distribuir	2.144.645	(31.660)	2.112.985
Distribuição do valor adicionado	2.144.645	(31.660)	2.112.985
Pessoal, Administradores e encargos	174.497	(1.788)	172.709
Remunerações e Honorários	94.450	-	94.450
Encargos sociais (exceto INSS)	13.111	-	13.111
Benefícios	66.936	(1.788)	65.148
Previdência privada	7.047	-	7.047
Participação no Resultado	12.113	(1.788)	10.325
Convênio Assistencial	34.627	34.627	34.627
Outros Benefícios	13.149	-	13.149
Governo	1.650.020	9.346	1.659.366
Impostos e contribuições	1.063.127	9.346	1.072.473
Federal	426.561	9.346	435.907
Estadual e Municipal	636.566	-	636.566
Obrigações intrasectoriais	586.893	-	586.893
Financiadores	244.464	-	244.464
Despesas financeiras	244.464	-	244.464
Acionistas	75.664	(39.218)	36.446
Lucro líquido/prejuízo do período	75.664	(39.218)	36.446

Reclassificações:

a) Ativo Financeiro da Concessões: Em dezembro de 2015, com a prorrogação do Contrato de Concessão de Distribuição por mais 30 anos, grande parte dos ativos classificados como financeiros foram transferidos para realização no ativo intangível, inclusive a remuneração aplicada ao Valor Novo de Reposição (VNR). Entretanto, após reanálise da transferência, verificou-se que valores dessa remuneração aplicáveis à rubrica Terreno havia sido transferida para o Ativo Intangível. Tal transferência em 2015 gerou efeito positivo de R\$ 23.014 no resultado pela reversão do diferimento do Imposto de Renda e Contribuição Social sobre Lucro.

Em dezembro de 2016 a Companhia procedeu à reclassificação contábil efetuando a transferência do valor de R\$ 67.721 do Ativo Intangível para o Ativo Financeiro referente à VNR da rubrica Terrenos e efetuou o ajuste contábil dos tributos diferidos sobre o VNR, gerando um efeito negativo no Patrimônio Líquido de R\$ 23.014.

b) Taxa de Fiscalização: A Taxa de Fiscalização ANEEL em 2015 foi apresentada como Custo de Operação no grupo de Despesas Operacionais – Serviço com Energia. Em 2016 a Taxa de Fiscalização foi reclassificada para o grupo Deduções da Receita (R\$ 2.467) conforme determina a ANEEL no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, vigente a partir de 2015.

c) Participação nos Lucros e Custo com Previdência Privada: Com a implantação do novo sistema ERP/SAP, foi possível segregar os custos com participação nos Lucros e com a Previdência Privada entre Custo de Operação, Despesas com Vendas e Despesas Gerais e Administrativas. Diante disso, os valores apresentados em 2015 foram reclassificados para fins de comparabilidade.

d) Receita de Recuperação de Perdas e Compensação a Consumidores: Os valores relativos à Receita de Recuperação de Perdas e Compensação a Consumidores foram apresentados no exercício de 2015 como Outras Receitas e Outras Despesas, respectivamente. Em 2016 tais valores estão sendo apresentados como Despesas com Vendas para melhor divulgação e comparação.

Ajustes:

i) Ativos e Passivos Regulatórios (CVA): Por meio da Resolução Homologatória nº 1.937, de 25 de agosto de 2015, a ANEEL homologou os valores dos componentes tarifários financeiros do IRT 2015 contabilizados pela CEB Distribuição para serem amortizados à medida da realização do faturamento mensal.

Em abril de 2016, na apuração da amortização da CVA, verificou-se a ocorrência de valores subestimados em relação ao total dos componentes financeiros no período pós IRT de 2015, com efeito na Receita Líquida em R\$ 28.731, (Receita Bruta R\$ 31,660 menos R\$ 2.929 nas Deduções da Receita referente ao PIS e a COFINS diferidos).

A CEB D, por sua vez, realizou o registro desta transação, de forma retrospectiva, conforme preceitua o CPC 23 - Políticas Contábeis. Mudança de Estimativa e Retificação de Erro e CPC 26 (R1) – Apresentação das Demonstrações Contábeis.

O efeito desta transação no patrimônio líquido da distribuidora foi de R\$ 16.204, decorrente do registro nos ativos e passivos regulatórios (R\$ 31.243 e 62.903, respectivamente), nos impostos diferidos (R\$ 13.668) e na provisão da Participação nos Lucros e Resultados - PLR (R\$ 1.788).

ii) Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos sobre a Atualização Valor Novo de Reposição (VNR):

Com a reclassificação do valor de R\$ 67.721 do Ativo Intangível para o Ativo Financeiro foi necessário apropriar o diferimento do imposto de renda e a contribuição social sobre o VNR. O efeito desta transação no Patrimônio Líquido foi de R\$ 23.014.

5. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS

a) 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 instrumentos financeiros derivativos.

b) 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.

c) Gerenciamento de risco

As políticas de gerenciamento de risco da Companhia 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. As políticas e os sistemas de gerenciamento de riscos são revisados para refletir mudanças nas condições de mercado e nas atividades da Companhia. A Companhia, através de suas normas e procedimentos de treinamento e gerenciamento, busca desenvolver um ambiente de controle disciplinado e construtivo.

A Auditoria Interna auxilia a Administração supervisionando o cumprimento das políticas e dos procedimentos de gerenciamento de riscos e revisa a adequação da estrutura em relação aos riscos enfrentados. A Auditoria Interna realiza tanto revisões regulares como revisões de controles e procedimentos de gerenciamento de risco.

i) 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, decorrentes da falha destes em cumprir com suas obrigações contratuais. O risco é basicamente proveniente das contas a receber de clientes e de outros instrumentos

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016



financeiros ativos. No que se refere ao contas a receber de clientes, a Companhia está obrigada, por força de regulamentação do setor de energia elétrica e cláusula incluída no contrato de concessão, a fornecer energia elétrica para todos os clientes localizados na sua área de concessão. Para recuperação da inadimplência, a Companhia atua por meio de programas de renegociação de débitos pendentes, negativação de clientes em empresas de proteção ao crédito e corte no fornecimento de energia elétrica, em conformidade com a regulamentação vigente.

Com 73,92% do consumo de energia baseado nos consumidores residenciais, comerciais e industriais, a Companhia apresenta forte pulverização do risco de crédito. Para o restante, os maiores devedores continuam sendo os consumidores das classes serviço público, poder público e iluminação pública, responsáveis por 23,61% do consumo total.

ii) Risco de liquidez

A CEB Distribuição S.A., tem financiado suas operações com recursos oriundos de suas atividades operacionais, do controlador e do mercado financeiro. A situação econômica e financeira é constantemente avaliada por meio de informações gerenciais pelos executivos da Companhia.

No que concerne ao acompanhamento de caixa, a Administração tem buscado efetividade no gerenciamento financeiro e orçamentário, com a contratação de recursos ao menor custo financeiro possível, visando principalmente ao financiamento de seu CAPEX.

O risco de liquidez foi reduzido nos últimos períodos com o sucesso obtido na execução do plano de transformação da CEB Distribuição S.A., e será substancialmente mitigado com o aporte de recursos oriundos da alienação dos ativos de geração de energia previsto no plano de negócios da controladora, conforme relatado no item 'Pressupostos de Continuidade Operacional'.

Assim, as demonstrações financeiras da Companhia foram elaboradas no pressuposto de continuidade normal dos negócios da concessionária e não incluem nenhum ajuste relativo à realização e à classificação dos ativos ou quanto aos valores e à classificação dos passivos que seriam requeridos na impossibilidade de a Companhia continuar operando.

A seguir estão demonstrados os fluxos de caixa contratuais dos passivos financeiros:

Passivos financeiros não Derivativos	Valor	Até 6 meses	De 6 meses a 1 ano	De 1 a 2 anos	De 2 a 5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	240.881	201.389	31.293	8.199		
Empréstimos e Financiamentos	218.986	23.218	20.626	52.366	74.942	47.835
Debêntures	181.907	26.950	26.195	80.110	48.652	
Total	641.774	251.557	78.114	140.675	123.594	47.835

iii) Risco de taxa de juros

Esse risco é oriundo das flutuações nas taxas de juros com relação aos itens patrimoniais à que está exposta. A Companhia possui passivos remunerados por taxas de expectativas inflacionárias e/ou encargos de juros, em especial das variações atreladas aos indexadores IGPM, CDI e TJLP. Esses passivos incluem as obrigações com fornecedores ou dívidas em atraso renegociadas na data-base do balanço e as obrigações com empréstimos e financiamentos. Vide detalhamento desses encargos na Nota Explicativa nº 19.

Consequentemente, as variações positivas e negativas dos indexadores e juros atreladas a esses passivos afetam diretamente o resultado da Companhia. Demonstramos a seguir a análise de sensibilidade das variações das taxas, para a qual foram consideradas as seguintes premissas:

- que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2016 seja mantido em 2017;
- que os respectivos indexadores anuais acumulados para esta data base permaneçam estáveis.

O impacto no valor da despesa financeira líquida foi analisado em dois cenários, conforme a seguir:

a) Para o cenário provável, estimou-se o CDI para dezembro de 2017 em 9,93% a.a., e o IGP-M em 4,86%, de acordo com dados do Relatório Focus do Banco Central do dia 06 de janeiro de 2017 (Média Curto Prazo - Top 5), disponibilizado em sua página eletrônica. No caso da TJLP atribuímos que permaneça a mesma taxa de 7,5% a.a., determinada para o quarto trimestre de 2016, pela Resolução nº. 4.458 do BACEN, que ainda não foi alterada. Assim, também, espera-se que a taxa de 4,14% da UMBNDES se mantenha estável para o ano de 2017.

b) Para o cenário possível e remoto, foi considerada uma valorização – variação positiva da taxa de juros – de 25% e 50%, respectivamente.

Passivos Financeiros	Risco	Base 31/12/2016	31/12/2017		
			Provável	Possível	Remoto
Cenário			9,93%	12,41%	14,90%
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	CDI	285.152	313.468	320.539	327.640
Cenário			7,50%	9,38%	11,25%
Empréstimos e Financiamentos	TJLP	62.734	67.439	68.618	69.792
Cenário			4,86%	6,08%	7,29%
Empréstimos e Financiamentos	IGP-M	839	880	890	900
Cenário			4,14%	5,17%	6,21%
Empréstimos e Financiamentos	UMBNDDES	13.204	13.751	13.887	14.024
Cenário			6,00%	6,00%	6,00%
Empréstimos e Financiamentos	6%	35.959	38.117	38.117	38.117
Cenário			4,50%	4,50%	4,50%
Empréstimos e Financiamentos	4,50%	3.005	3.140	3.140	3.140
Exposição Líquida		400.893	436.794	445.191	453.613

iv. 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 Distribuição S.A., é considerada de risco relevante apenas a exposição cambial relacionada às variações derivadas dos pagamentos de energia comprada de Itaipu, que são atrelados ao dólar norte-americano. A Companhia mantém constante monitoramento das taxas de câmbio. Com isso, em conformidade à instrução CVM nº. 475, de 17 de dezembro de 2008, a Companhia realizou uma análise em seus instrumentos financeiros, com objetivo de ilustrar sua sensibilidade às mudanças em variáveis de mercado.

A base consiste nos saldos da conta – Eletrobrás (Itaipu) em 31 de dezembro de 2016, no cenário provável considera-se os saldos com variação da taxa de câmbio (R\$/US\$ 3.59) – prevista nas expectativas de mercado para 2017 do relatório Focus/BACEN de 06 de janeiro de 2017 (Média Curto Prazo - Top 5), disponibilizado em sua página eletrônica. Para os cenários possível e remoto, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável.

Passivos Financeiros	Risco	Cenários Projetados - 31.12.2017			
		Base (R\$/US\$ 3.27)	Provável (R\$/US\$ 3.59)	Possível - 25% (R\$/US\$ 4.49)	Remoto - 50% (R\$/US\$ 5.39)
Fornecedores					
Eletrobrás (Itaipu)	Alta do dólar	72.942	80.009	100.011	120.013
Efeitos da Variação do Dólar		-	7.067	27.069	47.071
Exposição Líquida		72.942	80.009	100.011	120.013

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, buscar eficácia de custos e para evitar procedimentos de controle que restrinjam a iniciativa e a criatividade.

A Companhia tem por praxe a contratação de Seguro na modalidade riscos nomeados contra incêndio, raio, explosão e danos elétricos para cobertura dos principais riscos operacionais conforme relatado em nota explicativa nº 34 seguros.

v. 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.

Apresentamos a seguir os principais instrumentos financeiros ativos e passivos:

Descrição	31/12/2016		31/12/2015	
	Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil
Ativos Financeiros	706.718	706.718	676.633	676.633
Valor Justo por meio do Resultado	15.993	15.993	2.513	2.513
Aplicações Financeiras	Valor Justo	15.993	2.513	2.513
Empréstimos e Recebíveis		561.536	578.748	578.748
Caixa e Bancos	Valor Justo	30.980	34.364	34.364
Contas a Receber	Custo Amortizado	530.556	544.384	544.384
Disponível para Venda		129.189	95.372	95.372
Ativo Financeiro Indenizável	Valor Justo	129.189	95.372	95.372
Passivos Financeiros	1.058.735	1.058.735	1.072.508	1.072.508
Outros Passivos Financeiros		1.058.735	1.072.508	1.072.508
Fornecedores	Custo Amortizado	240.881	367.217	367.217
Debêntures	Custo Amortizado	181.907	129.139	129.139
Empréstimos e Financiamentos	Custo Amortizado	218.986	278.944	278.944
Encargos Regulatórios	Custo Amortizado	416.961	297.208	297.208

vi. Hierarquia do valor justo

O CPC 40 / IFRS 7 define valor justo como o valor/preço que seria recebido na venda de um ativo ou pago na transferência de um passivo em uma transação ordinária entre participantes de um mercado na data de sua mensuração. A norma esclarece que o valor justo deve ser fundamentado nas premissas que os participantes de um mercado utilizam quando atribuem um valor/preço a um ativo ou passivo e estabelece uma hierarquia que prioriza a informação utilizada para desenvolver essas premissas. A hierarquia do valor justo atribui maior peso às informações de mercado disponíveis (ou seja, dados observáveis) e menor peso às informações relacionadas a dados sem transparência (ou seja, dados inobserváveis). Adicionalmente, a norma requer que a empresa considere todos os aspectos de riscos de não desempenho ("non performance risk"), incluindo o próprio crédito da Companhia ao mensurar o valor justo de um passivo.

O CPC 40 (R1) / IFRS 7 estabelece uma hierarquia de três níveis a ser utilizada ao mensurar e divulgar o valor justo. Um instrumento de categorização na hierarquia do valor justo baseia-se no menor nível de "input" significativo para sua mensuração.



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016

Abaixo está demonstrada uma descrição dos três níveis de hierarquia:

Nível 1 — Os “inputs” são determinados com base nos preços praticados em um mercado ativo para ativos ou passivos idênticos na data da mensuração. Adicionalmente, a Companhia deve ter possibilidade de negociar nesse mercado ativo e o preço praticado não pode ser ajustado pelas empresas.

Nível 2 — Os “inputs” são outros que não sejam preços praticados conforme determinado pelo Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, direta ou indiretamente. Os “inputs” do Nível 2 incluem preços praticados em um mercado ativo para ativos ou passivos similares, preços praticados em um mercado inativo para ativos ou passivos idênticos; ou “inputs” que são observáveis ou que possam corroborar na observação de dados de um mercado por correlação ou de outras formas para substancialmente toda parte do ativo ou passivo.

Nível 3 — Os “inputs” inobserváveis são aqueles provenientes de pouca ou nenhuma atividade de mercado. Esses “inputs” representam as melhores estimativas da Administração da Companhia de como os participantes de mercado poderiam atribuir valor/preço esses ativos ou passivos. Geralmente, os ativos e passivos de Nível 3 são mensurados utilizando modelos de precificação, fluxo de caixa descontado, ou metodologias similares que demandam um significativo julgamento ou estimativa.

De acordo com o CPC 40 (R1) / IFRS 7, a Companhia mensura seus equivalentes de caixa e aplicações financeiras pelo seu valor justo. Os equivalentes de caixa e aplicações financeiras são classificados como Nível 2, pois são mensurados utilizando preços de mercado para instrumentos similares.

As tabelas abaixo demonstram, de forma resumida, nossos ativos financeiros registrados a valor justo em 31 de dezembro de 2016 e 2015:

Descrição	Nível	31/12/2016	31/12/2015
Caixa e Bancos	1	30.980	34.364
Aplicações Financeiras	1	15.993	2.513
Ativo Financeiro Indenizável	3	129.189	95.372
Total		176.162	132.249

6. Caixa e equivalentes de caixa

Descrição	31/12/2016	31/12/2015
Numerário disponível	30.980	34.364
Aplicações financeiras	15.993	2.513
Total	46.973	36.877

As aplicações financeiras correspondem a operações realizadas com instituições que operam no mercado financeiro nacional, tendo como característica alta liquidez, garantia de recompra diária pela instituição financeira a uma taxa previamente estabelecida pelas partes, e com remuneração pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI).

7. Contas a receber

7. a) Composição

Descrição	31/12/2016	31/12/2015
Consumidores, concessionárias e permissionárias	586.514	625.909
Serviços prestados a terceiros	9.633	9.725
Títulos de créditos a receber	38.320	25.911
Subtotal	634.467	661.545
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(103.911)	(117.161)
Total	530.556	544.384
Circulante	508.682	524.748
Não Circulante	21.874	19.636

7. b) Valores a receber por idade de vencimento

Descrição	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total 31/12/2016	Total 31/12/2015
Classes de Consumidor					
Residencial	73.855	77.609	24.503	175.967	168.768
Industrial	4.875	2.611	3.321	10.807	9.168
Comércio, Serviços e Outros	62.396	31.325	19.082	112.803	116.168
Rural	3.073	3.639	1.383	8.095	8.296
Poder Público	13.732	15.564	45.432	74.728	88.884
Iluminação Pública	13.309	12.040	24.483	49.832	51.381
Serviço Público	12.502	-	30	12.532	22.553
Subtotal Consumidores	183.742	142.788	118.234	444.764	465.218
Serviço Taxado	151	583	710	1.444	1.114
Concessionárias e Permissionárias	964	-	33	997	33
Serviço Prestado a Terceiros	268	2.857	6.508	9.633	9.725
Contribuição do Consumidor	100	2.239	4.372	6.711	5.276
Fornecimento Não Faturado	130.792	-	-	130.792	159.511
Parcelamentos a Faturar CP e LP	27.667	-	-	27.667	11.588
Energia Elétrica Curto Prazo - CCEE	19.242	-	-	19.242	13.255
Arrecadação a Classificar	(10.416)	-	-	(10.416)	(5.584)
Outros	3.633	-	-	3.633	1.409
TOTAL	356.143	148.467	129.857	634.467	661.545
Prov. Crédito Liquidação Duvidosa	(103.911)	-	-	(103.911)	(117.161)
Contas a receber líquido	252.232	148.467	129.857	530.556	544.384

7. c) Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa

i) Composição da Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa

A provisão para crédito de liquidação duvidosa foi constituída em bases consideradas suficientes para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos e está constituída com base nos valores a receber dos consumidores da classe residencial vencidos há mais de 90 dias, da classe comercial vencidos há mais de 180 dias e das classes industrial, rural, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos vencidos há mais de 360 dias, incluindo parcelamento de débitos. Engloba os recebíveis faturados, até o encerramento do balanço, contabilizados com base no regime de competência. Segue um resumo das faixas de atraso sujeitas à provisão:

Descrição	31/12/2016	31/12/2015
Residencial - Vencidos há mais de 90 dias	26.420	16.653
Industrial - Vencidos há mais de 360 dias	1.133	904
Comercial - Vencidos há mais de 180 dias	20.125	14.281
Rural - Vencidos há mais de 360 dias	288	265
Poder Público - Vencidos há mais de 360 dias	31.297	57.488
Iluminação Pública - Vencidos há mais de 360 dias	24.640	24.259
Serviço Público - Vencidos há mais de 360 dias	8	3.311
Total	103.911	117.161

Como resultado das tratativas empreendidas desde o ano passado com o Governo do Distrito Federal - GDF, objetivando a quitação de débitos mútuos existentes, a CEB D recebeu, no exercício de 2016, R\$ 10.804 da Companhia do Metropolitan do Distrito Federal e R\$ 33.787 da Secretaria de Saúde, referentes ao pagamento de dívida de consumo de energia elétrica de exercícios anteriores. Tais valores em 31 de dezembro de 2015 faziam parte da provisão.

ii) Movimentação da Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa está assim apresentada:

Saldo em 31/12/2015	117.161
Adições	102.809
Baixa para perda - Lei 9.430/96	(52.649)
Reversões	(63.410)
Saldo em 31/12/2016	103.911

iii) Créditos com o Governo do Distrito Federal

Apresentamos a seguir a composição dos créditos com o Governo do Distrito Federal - GDF por idade de vencimentos em 31 de dezembro de 2016 e 2015:

Data-base	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos de 91 a 360 dias	Vencidos há mais de 360 dias	Saldo
31/12/2016	35.036	25.744	18.320	51.342	130.442
31/12/2015	36.169	24.705	13.399	70.275	144.548

Em 2015 foi assinado o Ato Conjunto nº 01/2015, entre a Secretaria de Fazenda, a Companhia Energética de Brasília e a CEB D, instituindo Grupo de Trabalho para levantamento de débitos e créditos mútuos existentes. Os valores não ajustados foram identificados quanto à origem, tipicidade, competência e vencimento e optou-se por efetivar a quitação mútua dos débitos por meio dos procedimentos normais de reconhecimento e pagamento das dívidas de consumo de energia elétrica, Iniciou-se o ano de 2016 com a sequência das tratativas para a operacionalização desses procedimentos.

Os créditos devidos pelo Governo do Distrito Federal são representados pelos valores a receber de entidades e órgãos da administração pública do Distrito Federal, cujo valor total corresponde a R\$ 130.442, em 31 de dezembro de 2016 (R\$ 144.548 em 2015), compostos por fornecimento de energia elétrica, multa, juros e atualizações monetárias incidentes sobre faturas pagas em atraso no período de 2001 a 2005.

A realização desses créditos depende do sucesso dos processos de cobrança e negociações que estão em andamento, e os mencionados créditos podem ser liquidados por valores diferentes daqueles que estão registrados.

Em dezembro de 2014 a Administração passou a reconhecer as perdas com crédito do Controlador, Governo do Distrito Federal, para valores vencidos há mais de 360 dias.

Apresentamos a composição dos créditos com o acionista controlador por idade de vencimento:

Descrição	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos de 91 a 360 dias	Vencidos a mais de 360 dias	(-) Provisão	Total 31/12/2016	Total 31/12/2015
Governo do Distrito Federal - GDF	35.036	25.744	18.320	51.342	(51.342)	79.100	74.275

8. Tributos e contribuições sociais compensáveis

Descrição	31/12/2016	31/12/2015
ICMS/ISSQN a Compensar (a)	11.023	13.422
Imposto de Renda (b)	-	5.232
Contribuição Social (b)	739	3.772
Crédito Decisão Judicial (c)	65.173	-
Outros Créditos Compensáveis	2.689	8.839
Total	79.624	31.265
Circulante	71.079	20.398
Não circulante	8.545	10.867

a) A utilização dos créditos do ICMS é diferida em 48 parcelas mensais, de acordo com a Lei Complementar nº 102/2000.

b) Os valores relativos a Imposto de Renda e Contribuição Social se referem às antecipações mensais e às retenções-fonte por órgãos públicos, em razão da opção de apuração com base no Lucro Real Anual.

c) Créditos por Decisão Judicial Transitada em Julgado:

FINSOCIAL

A Companhia Energética de Brasília – CEB recolheu a contribuição destinada ao Fundo de Investimento Social – FINSOCIAL, instituído pelo Decreto-lei nº 1940/82 e, após o reconhecimento de inconstitucionalidade declarada pelo Supremo Tribunal Federal – STF, a Companhia propôs ação judicial, processo 2005.34.00.016932-2 e obteve decisão favorável para a utilização do crédito fiscal na compensação de outros tributos próprios administrados pela Recita Federal do Brasil - RFB. A CEB

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016



solicitou, judicialmente, a mudança do polo ativo da ação para que os seus efeitos beneficiassem a CEB D, tendo em vista a desverticalização ocorrida em janeiro de 2006, o que foi deferido. A Companhia solicitou à Receita Federal do Brasil, a habilitação do crédito reconhecido por decisão judicial transitada em julgado e em julho de 2016 o pedido foi deferido. O valor do crédito corresponde à R\$ 31.676 mil e todo o crédito foi compensado no exercício de 2016.

PIS/PASEP

A Companhia Energética de Brasília – CEB efetuou pagamento a maior de PIS/PASEP, no período de julho de 1991 a fevereiro de 1996, por considerar como base de cálculo do tributo a Receita Operacional Bruta do mês anterior à competência de pagamento, nos termos dos Decretos-Lei nº 2.445 e nº 2.449 ambos de 1988. Por serem estes decretos declarados inconstitucionais pelo STF, em 2005, a CEB ajuizou ação para reconhecimento do indébito tributário e restituição deste por meio de compensação, tendo o pleito julgado como procedente. Em 2006, após a reorganização societária, a CEB solicitou alteração do beneficiário do crédito tributário no processo com direcionamento para a CEB Distribuição S.A.

O pedido formal de habilitação de créditos decorrente de decisão judicial transitada em julgado foi protocolado em 2016 e teve seu respectivo deferimento dado pelo Despacho Decisório nº 0008/2017 – Diort /DRF-Brasília/DF, anexado ao processo administrativo RFB nº 10166.731342/2016-10. O valor do crédito corresponde à R\$ 65.173, que será utilizado para compensar obrigações tributárias federais no exercício de 2017.

9. Estoques

Descrição	31/12/2016	31/12/2015
Material de Almoxarifado	7.145	6.118
Outros Materiais	1.035	488
Total material de custeio	8.180	6.606

Em 2014 foi aprovada pela Diretoria da Companhia a Instrução Normativa 001/2014 que define e implementa a sistemática de controle de obsolescência do material em estoque no almoxarifado central.

10. Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

Ativos Financeiros Setoriais - R\$ Mil	Saldo Reapresentado em 31/12/2015	Constituição	Amortização	Atualização	Saldo em 31/12/2016
CVA Ativa	542.376	119.769	(469.583)	36.339	228.901
Aquisição de Energia - (CVAenerg)	286.281	89.157	(219.237)	29.531	185.732
Energia Adquirida - (PROINFA)	1.458	10.531	(2.571)	1.516	10.934
Encargo Serviço Sistema - ESS	26.883	13.892	(42.823)	2.048	-
Conta Desenv Energético CDE	218.460	2.740	(196.032)	1.335	26.503
Demais Ativos Financeiros Setoriais	171.494	264.108	(298.893)	26.823	163.532
Neutralidade da Parcela A	1.576	8.854	(3.436)	98	7.092
Sobrecontratação de Energia	-	87.323	(68.152)	5.990	25.161
Diferimento de Reposição na RTP	146.357	111.106	(164.668)	16.762	109.557
Implantação MCSPSE	-	14.338	(3.295)	2.834	13.877
Outros	23.561	42.487	(59.342)	1.139	7.845
Total Ativos Financeiros Setoriais	713.870	383.877	(768.476)	63.162	392.433
Circulante	586.161				392.433
Não Circulante	127.710				-
Passivos Financeiros Setoriais - R\$ Mil	Saldo Reapresentado em 31/12/2015	Constituição	Amortização	Atualização	Saldo em 31/12/2016
CVA Passiva	(39.813)	(130.469)	54.188	(15.017)	(131.111)
Aquisição de Energia - (CVAenerg)	(4.135)	(71.299)	18.157	(2.465)	(59.742)
Energia Adquirida - (PROINFA)	(712)	(242)	667	(156)	(443)
Encargo Serviço Sistema - ESS	(34.966)	(27.463)	35.364	(5.926)	(32.991)
Conta Desenv Energético CDE	-	(31.465)	-	(6.470)	(37.935)
Demais Passivos Financeiros Setoriais	(302.717)	(83.145)	243.943	(24.061)	(165.980)
Sobrecontratação de Energia	(141.235)	(15.506)	97.468	(5.962)	(65.235)
Exposição Submercados	-	(23.539)	25.388	(1.849)	-
Devoluções Tarifárias UD/ER	-	(11.362)	-	(458)	(11.820)
Reversão Financeiro Poetergação	-	(26.181)	5.054	(160)	(21.287)
Outros	(161.482)	(6.557)	116.033	(15.632)	(67.638)
Total Passivos Financeiros Setoriais	(342.530)	(213.614)	298.131	(39.078)	(297.091)
Circulante	342.530				285.271
Não Circulante	-				11.820

De acordo com o Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº. 066/1999, celebrado em 9 de dezembro de 2015 o Reajuste Tarifário Anual passa a ocorrer em 22 de outubro, e tem como objetivo restabelecer o poder de compra da receita, obtida por meio das tarifas praticadas pela concessionária.

A receita da concessionária de distribuição é composta por duas parcelas: a “Parcela A, representada pelos custos não gerenciáveis da Companhia (encargos setoriais, encargos de transmissão e compra de energia para revenda), e a “Parcela B”, que agrega os custos gerenciáveis (despesas com operação e manutenção, 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 simplesmente atualizada pelo IGP-M – Fator X. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias, devidamente comprovados pela distribuidora.

A CVA - Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” - foi criada por meio da Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº. 25 de 24 de janeiro de 2002 (PI nº. 25), que tem por objetivo registrar as variações observadas entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Seus valores são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.

Dentre os custos da Parcela A cobertos pela CVA temos:

I. Custo com Compra de Energia – Tem por objetivo de registrar as diferenças incorridas entre o custo efetivo da compra de energia para atendimento do mercado da distribuidora e o custo tarifário homologada pela ANEEL no último reajuste tarifário. Em razão da crise energética atual, o custo com aquisição de energia elétrica realizou-se superior ao previsto pela ANEEL, quando do reajuste tarifário em agosto de 2015.

II. Custos com Conexão e Uso dos Sistemas de Distribuição e/ou Transmissão – Nesse grupo encontra-se cobertura para os seguintes custos:

a) Custos de Rede Básica – referem-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às Transmissoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com o Operador Nacional do Sistema – NOS, para acesso à rede de transmissão do sistema interligado.

b) Custo de Conexão – refere-se ao uso exclusivo, pelas distribuidoras, das Demais Instalações de Transmissão não integrantes da rede básica e pertencentes às transmissoras, para conexão às instalações da rede básica de transmissão. Os valores desse custo são estabelecidos pela ANEEL e têm reajuste anual concatenado com a data de reajuste das tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

c) Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional – refere-se ao custo de transmissão da quota parte de energia elétrica adquirida, pela concessionária, daquela geradora.

d) Custo relativo ao Uso de Sistema de Distribuição – refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição a outras Distribuidoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD celebrado entre as partes, para acesso à rede de distribuição daquelas.

III. Encargos Setoriais – Os encargos setoriais são definidos em legislação própria, têm destinação específica e resultam de políticas de Governo para o setor elétrico nacional. Logo, a ANEEL não tem competência para criar ou extinguir encargos setoriais e os mesmos não representam ganhos de receita para a concessionária que recolhe os valores e os repassa aos gestores dos recursos. Na revisão Tarifária, os Encargos Setoriais considerados foram os seguintes:

a) A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, criada pela Lei nº 10.438/2002 e alterada pela Lei 12.783/2013, tem a finalidade de prover recursos para: i) universalização; ii) subvenção à subclasse residencial baixa renda; iii) Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; iv) amortização de operações financeiras vinculadas à reversão de ativos ao final das concessões; v) a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral.

b) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE foi instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, posteriormente alterada pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Esta última reduziu o valor da TFSEE de 0,5% para 0,4% do benefício econômico anual auferido pela concessionária. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades.

c) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica (energia eólica, biomassa e pequena central hidrelétrica). O custeio do PROINFA é estabelecido em conformidade com o Plano Anual do PROINFA – PAP, elaborado pela ELETROBRÁS, conforme o disposto no art. 12 do Decreto no 5.025/2004, sendo suas quotas determinadas em função do mercado relativo aos consumidores cativos, livres e autoprodutores (caso o consumo seja maior que a geração própria) de cada distribuidora, conforme estabelece a Resolução Normativa ANEEL nº 127/2004.

d) O Encargo de Serviços do Sistema – ESS, previsto no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, representa um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do Sistema Interligado Nacional – SIN.

e) O Encargo de Energia de Reserva – EER, conforme previsto no Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas mediante leilões para este fim, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, que são rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN.

f) O encargo referente à Pesquisa e Desenvolvimento Energético (P&D) foi criado pela Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, que estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética no uso final, conforme determinam a Resolução ANEEL nº 271/2000 e a Resolução Normativa ANEEL nº 316/2008.

IV. Sobrecontratação – O Decreto nº 7.945 determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar como normal até 105% (cento e cinco por cento) do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. O volume de energia contratada excedente a 105% não poderá ser repassado aos consumidores.

VI. Demais itens financeiros:

a) Diferimento Parcial dos Componentes Financeiros: Em 19 de agosto de 2014, por meio da Carta nº 221/2014-DD, o Governo do Distrito Federal solicitou à Concessionária o diferimento parcial de 9% de seus componentes financeiros. O montante diferido foi capturado na proporção de 17,47%, correspondente a R\$ 25.462, em agosto de 2015, e o saldo atualizado de R\$ 134.743, no 4º Ciclo de Revisão Tarifária ocorrido em outubro de 2016.

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016



b) Reversão da Revisão Tarifária Extraordinária – RTE: Em 27 de fevereiro de 2015 a ANEEL, por meio da REH nº 1.858/2015, homologou o aumento médio de 24,14% nas tarifas, com vigência até o mês de julho de 2016. A alteração da data base dos processos tarifários da CEB Distribuição S.A., do mês de agosto para outubro, ocasionou a reversão no montante de R\$ 73.328.

11. Outros Créditos

Descrição	31/12/2016	31/12/2015
Despesas pagas Antecipadamente (a)	4.194	4.775
Fundação de Previdência - FACEB (b)	2.158	7.441
Serviços em Curso (c)	24.503	22.837
Desativações em Curso (d)	8.978	8.991
Aporte CDE - Decreto 7.945/2013 (e)	50.953	9.680
Pessoal Cedido	1.786	1.474
Outros	8.480	3.033
Total	101.052	58.231
Circulante	100.728	57.717
Não circulante	324	514

(a) Referem-se principalmente, a quota do Programa de Fontes Alternativas - PROINFA no montante de R\$ 4.192.

(b) Refere-se a antecipações de valores relativos ao Plano Assistencial.

(c) Os serviços em curso são referentes aos Programas de Pesquisa e Desenvolvimento e Programa de Eficiência Energética os quais, após término, são compensados com o respectivo passivo registrado para este fim.

(d) Refere-se ao valor das desativações em andamento de Unidades de Adição e Retirada - UAR, por motivos técnico-operacionais e sinistros, através do sistema de Ordem de Desativação - ODD. Seu saldo representa os valores líquidos da UAR desativada e todos os gastos incorridos com a sua remoção.

(e) Refere-se à Diferença Mensal de Receita - DMR, no âmbito da aplicação da Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE às unidades consumidoras da subclasse residencial baixa renda; e à subvenção da CDE para custear descontos tarifários.

12. Bens Destinados à Venda

Imóveis	Localidade	Tamanho	31/12/2016	31/12/2016	Vlr última avaliação	Última avaliação
Terreno	QI 10 lotes 25 a 38/DF	10.500 m²	897	897	616	Jan-16
Terreno	Setor Noroeste SIA Norte PR 155/1/DF	284.160 m²	274.400	274.400	282.841	Dec-16
Edificações	Edificações QI 10 lotes 25 a 38/DF	1.040 m²	672	672	22.209	Jan-16
			275.969	275.969	305.666	

Os ativos estão reconhecidos pelo menor valor entre o contábil e o valor justo, menos as despesas de venda. O terreno localizado no Setor Noroeste SIA Norte PR 155/1/DF, avaliado conforme laudo em dezembro de 2016 no valor de R\$ 282.841, faz parte das garantias dadas na emissão de debêntures.

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 CEB Distribuição S.A., e seu montante está incluído na composição da receita de tarifa faturada aos consumidores, vencíveis 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 recebíveis 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 38, 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 Distribuição S.A., 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.

Em 31 de dezembro de 2016, não há saldo de ativos vinculados a concessão registrado em outros resultados abrangentes uma vez que a Companhia concluiu que naquela data não havia diferença entre essas taxas.

Para os ativos vinculados à concessão (ativos financeiros e ativos intangíveis), a Companhia avaliou o valor de recuperação desses ativos comparando-os com o valor da Base de Remuneração Regulatória - BRR definido pela ANEEL na quarta Revisão Tarifária Periódica (Nota Técnica nº. 340/2016, de 11 de outubro de 2016). Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica. São desconsiderados da base de remuneração aqueles ativos de administração, que compõe a Base de Anuidade Regulatória – BAR.

A tabela a seguir resume o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como da remuneração e quota de reintegração.

Descrição	Valores R\$
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	3.633.750
(2) Índice de Aproveitamento Integral	54
(3) Obrigações Especiais Bruta	654.257
(4) Bens totalmente Depreciados	1.157.507
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	1.821.932
(6) Depreciação Acumulada	2.287.430
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	1.346.320
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	4
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	1.346.316
(10) Almoarifado em Operação	6.332
(11) Obrigações Especiais Líquida	565.462
(12) Terrenos e Servidões	93.359
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)-(11)+(12)	880.545
(14) Taxa de Depreciação	3.67%
(15) Quota de Reintegração Regulatória = (5)*(14)	66.865
(16) Remuneração de Obrigações Especiais	11.362
(17) Remuneração de Capital (RC)	119.317

O ativo financeiro foi atualizado para 31 de dezembro de 2016. A movimentação dos saldos referentes ao ativo indenizável (concessão) está assim apresentada:

Saldos em 31 de dezembro de 2014	841.273
Adições	55.160
Transferência para realização no Intangível	(874.590)
Transferência do Intangível - VNR Terrenos	67.721
Ajuste do Ativo Financeiro de Concessão a VNR	5.808
Saldos em 31 de dezembro de 2015 reapresentado	95.372
Adições	3.886
Ajuste do Ativo Financeiro de Concessão a VNR	29.931
Saldos em 31 de dezembro de 2016	129.189

O valor recuperável destes ativos supera seu valor contábil, e, portanto, não há perdas por desvalorização a serem reconhecidas. Não houve indícios de perda ao 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. Propriedade para investimento

Imóveis	31/12/2015	Tamanho	31/12/2016	31/12/2015	Vlr última avaliação	Data última avaliação
Terreno	SRIA QE 20 Lote M - Guarã	1.200 m²	20	20	2.229	Jan-16
Terreno	SHS - Quadra Interna 13. Lote "G" - Lago Sul	1.600 m²	124	124	3.246	Jan-16
			144	144	5.475	

Os bens registrados em "Propriedade para Investimento" são avaliados pelo custo. Os valores justos dos bens foram obtidos através de laudos emitidos por firmas especializadas e a Companhia entende que estes valores avaliados estão de acordo com as expectativas de mercado.

16. Imobilizado**16.1 Composição do Imobilizado:**

A composição do imobilizado está demonstrada conforme a seguir:

Descrição	Custos	depreciação acumulada	Valor Líquido 31/12/2016	Valor Líquido 31/12/2015
Imobilizado em Serviço				
Edificações, Obras Cívicas e Benfeitorias	2.0 a 4%	9.327	(4.014)	5.313
Máquinas e Equipamentos	3.3 a 6.7%	27.364	(21.476)	5.888
Veículos	20%	23.922	(12.989)	10.933
Móveis e Utensílios	10%	8.708	(4.320)	4.388
Total Imobilizado em Serviço		69.321	(42.799)	26.522
Imobilizado em Curso		53.897	-	53.897
Total do Imobilizado		123.218	(42.799)	80.419

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.

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016

**16.2 Movimentação do Imobilizado:**

Segue a movimentação do ativo imobilizado:

Descrição	31/12/2015	Adições	Baixas	Saldo em 31/12/2016
Imobilizado em Serviço				
Custo				
Edificações. Obras Civas e Benfeitorias	9.327	-	-	9.327
Máquinas e Equipamentos	26.998	366	-	27.364
Veículos	19.181	4.741	-	23.922
Móveis e Utensílios	8.680	28	-	8.708
Total do Imobilizado em Serviço - Custo	64.186	5.135	-	69.321
(-) Depreciação				
Edificações. Obras Civas e Benfeitorias	(3.766)	(248)	-	(4.014)
Máquinas e Equipamentos	(20.429)	(1.047)	-	(21.476)
Veículos	(10.799)	(2.190)	-	(12.989)
Móveis e Utensílios	(3.839)	(481)	-	(4.320)
Total do Imobilizado em Serviço - Depreciação	(38.833)	(3.966)	-	(42.799)
Imobilizado em Curso				
Edificações. Obras Civas e Benfeitorias	-	205	-	205
Máquinas e Equipamentos	-	246	-	246
Veículos	-	4.420	(4.420)	-
Móveis e Utensílios	693	22	(715)	-
Transformação. Fabricação e Reparos de Material	2.250	3.323	(1.608)	3.965
Material em Depósito	42.523	27.586	(22.780)	47.329
Adiantamento a Fornecedor	-	568	-	568
Outros	-	1.584	-	1.584
Total do Imobilizado em Curso	45.466	37.954	(29.523)	53.897
Total do ativo Imobilizado	70.819	39.123	(29.523)	80.419

17. Intangível

O ativo intangível da concessão representa o direito de exploração dos serviços de construção e prestação dos serviços de fornecimento de energia elétrica que será recuperado por meio do consumo e consequente faturamento aos consumidores.

17.1 Composição do Intangível:

Descrição	Custo Histórico	Depreciação amortização acumulada	Valor Líquido 31/12/2016	Valor Líquido 31/12/2015 Reapresentado
Intangíveis direito de uso da concessão				
Direito de uso da concessão	1.354.616	(326.091)	1.028.525	1.054.685
(-) Obrigações Especiais (*)	(358.489)	40.865	(317.624)	(155.964)
Em Serviço	996.127	(285.226)	710.901	898.721
Direito de uso da concessão	178.855	-	178.855	159.418
(-) Obrigações Especiais (*)	(47.525)	-	(47.525)	(157.883)
Em Curso	131.330	-	131.330	1.535
Total do direito de uso da concessão	1.127.457	(285.226)	842.231	900.256
Outros Intangíveis				
Em serviço	92.900	(49.790)	43.110	4.974
Em curso	-	-	-	20.620
Total outros Intangíveis	92.900	(49.790)	43.110	25.594
Total dos Intangíveis	1.220.357	(335.016)	885.341	925.850

(*) Obrigações 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. Os valores dessas obrigações foram deduzidos do ativo intangível.

17.2 Movimentação do Intangível:

Descrição	Direito de uso da concessão		Outros Intangíveis		Total
	Em Serviço	Em Curso	Em Serviço	Em Curso	
Ativo Intangível em 31/12/2014	24.217	4.788	2.753	17.438	49.196
Adições	120.340	105.661	6.499	9.681	242.181
Transferência do Ativo Financeiro	874.590	-	-	-	874.590
Baixas	(15)	(106.079)	-	(6.499)	(112.593)
Amortização	(36.003)	-	(4.278)	-	(40.281)
Obrigações Especiais - OE's	(16.687)	(2.835)	-	-	(19.522)
Transferência para Ativo Financeiro	(67.721)	-	-	-	(67.721)
Ativo Intangível Reapresentado em 31/12/2015	898.721	1.535	4.974	20.620	925.850
Adições	30.325	53.889	-	19.846	104.060
Transferência	-	(34.452)	40.466	(40.466)	(34.452)
Baixas	(2.307)	-	-	-	(2.307)
Amortização	(43.016)	-	(2.330)	-	(45.346)
Obrigações Especiais - OE's	(172.822)	110.358	-	-	(62.464)
Ativo Intangível em 31/12/2016	710.901	131.330	43.110	-	885.341

Em conformidade com a Interpretação Técnica ICPC 01 (R1), contabilidade de concessões, foi registrado no Ativo Intangível, deduzido da amortização acumulada, a parcela da infraestrutura que será utilizada durante a concessão, composta pelos ativos da distribuição de energia elétrica, líquidos das participações de consumidores (obrigações especiais), sendo que quanto mais perto do fim da concessão menor será o valor do Ativo Intangível.

18. Fornecedores

A rubrica Fornecedores - Suprimento de Energia é composta pelas obrigações com fornecedores relativos 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 de Curto Prazo.

Descrição	31/12/2016	31/12/2015
Encargos de uso da rede elétrica	11.780	8.680
Suprimento de energia elétrica	183.917	304.136
Materiais e serviços	45.184	54.401
Total	240.881	367.217
Circulante	232.682	341.257
Não Circulante	8.199	25.960

A redução na rubrica Suprimento de energia em 2016 deve-se ao fato da Companhia estar honrando tempestivamente os compromissos com esses fornecedores, o que não foi possível em 2015 e é composta, além da compra de energia normal, dos seguintes passivos:

18.1 Parcelamento Itaipu Binacional

Em junho de 2015 a CEB Distribuição S.A, possuía um passivo de USD 43.267, referente a faturas pendentes de pagamento Energia do Repasse de ITAIPU inadimplidas até a data de 28 de fevereiro de 2015. Após negociação com a Eletrobrás, em 15 de julho de 2015 foi efetuado o pagamento de USD 21.448, o correspondente a R\$ 67.220.

O saldo remanescente de USD 21.819 foi negociado em 24 parcelas mensais, iguais e sucessivas, com vencimento todo o dia 30 de cada mês, cujo primeiro pagamento foi efetuado a partir da data de eficácia do contrato. Sobre o saldo devedor incidirão juros remuneratórios de 1% ao mês, calculados pro rata die.

Em 31 de dezembro de 2016, o saldo devedor do parcelamento totalizou USD 7.753 (R\$ 25.409), sendo que em dezembro de 2015 o saldo era de USD 18.306 (R\$ 70.464), tendo sido amortizado o montante de R\$ 54.099, incluindo juros de R\$ 5.616.

18.2 Parcelamento CEB Lajeado

Em dezembro de 2016 a Companhia assinou contrato de parcelamento de dívida com a empresa CEB Lajeado S/A, empresa do Grupo CEB, em 24 parcelas, referente a faturas de energia pendentes de pagamento relativas ao período de junho e outubro de 2015 que, atualizadas até 31 de dezembro de 2016 somam R\$ 16.4 milhões. Sobre o saldo devedor incidirão juros de 1% ao mês e atualização monetária pelo IGPM.

19. Tributos e contribuições sociais

Descrição	31/12/2016	31/12/2015 Reapresentado
ICMS (a)	180.237	223.792
ISS	588	1.548
IRPJ Diferido (b)	52.608	111.180
IRPJ Corrente	11.383	-
Retenções IRRF/CSLL/PIS/COFINS	1.195	3.501
COFINS	15.416	13.965
COFINS Diferida (c)	8.144	28.222
PIS	3.337	3.024
PIS Diferido (c)	1.768	6.128
CSLL Diferida (b)	18.956	40.041
CSLL corrente	3.703	-
INSS	4.143	3.457
Outros	1.553	1.212
TOTAL	303.031	436.070
Circulante	221.555	250.499
Não circulante	81.476	185.571

c) Em 25 de novembro de 2010 foi publicado o Decreto nº 32.514, que autorizou o adiamento em três meses do pagamento do ICMS de cada mês, a partir dos fatos geradores praticados em outubro daquele ano, estabelecendo o dia 20 como vencimento. Os valores postergados deveriam sofrer apenas atualização monetária Índice Nacional de Preços ao Consumidor - INPC, portanto, sem a incidência de juros e multa decorrentes da postergação.

Em 20 de dezembro de 2013, foi publicado o Decreto nº 4.990, que autorizou a mudança do vencimento do dia 20 para o penúltimo dia útil, mantendo o adiamento de três meses e a cobrança apenas da correção monetária.

Em outubro de 2016, após o recebimento de dívidas de exercícios anteriores dos clientes Poder Público - GDF, a Secretaria da Saúde e Metrô do Distrito Federal, nos montantes de R\$ 33.8 milhões e R\$ 10.8 milhões respectivamente, a CEB D efetuou o pagamento do saldo principal do ICMS sobre Faturamento do mês de abril de 2015, no mesmo valor recebido dos clientes. O Decreto de nº 37.899, de 27 de dezembro de 2016, que postergou a obrigação de recolhimento do ICMS para 27 de dezembro de 2017, o que resultou na isenção de multa sobre o atraso. Entretanto, há incidência de atualização monetária, a qual será liquidada quando do recebimento de dívida de outros clientes do Poder Público - GDF, prevista para ocorrer no exercício de 2017

d) Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre o Valor Novo de Reposição - VNR e a receita dos ativos financeiros setoriais.

e) PIS e COFINS diferidos sobre a receita de ativos financeiros setoriais.

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.

Demonstramos a seguir a memória de cálculo do imposto de renda e contribuição social no resultado do exercício de 31 de dezembro de 2016:



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016

Descrição	31/12/2016		31/12/2015	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro antes dos tributos	34.346	34.346	116.071	116.071
Adições(exclusões) permanentes	16.988	16.988	20.761	20.761
Adições(exclusões)temporárias	<u>217.455</u>	<u>217.455</u>	<u>(329.381)</u>	<u>(329.381)</u>
Total	268.789	268.789	(192.549)	(192.549)
(-)Compensação Prejuízo fiscal	(80.637)	(80.637)	-	-
Base de Cálculo	188.152	188.152	(192.549)	(192.549)
Alíquota aplicável (*)	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social corrente	<u>46.799</u>	<u>16.934</u>	-	-
Imposto de renda e contribuição social diferido	<u>(67.777)</u>	<u>(11.880)</u>	<u>(38.743)</u>	<u>(13.939)</u>
Total despesa de imposto de renda e contribuição social no período	(20.978)	5.054	(38.743)	(13.939)

(*)15% e 10% adicional.

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, e consideram 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.

19.1 Ativos fiscais diferidos não reconhecidos

A Companhia não registrou os efeitos fiscais diferidos de imposto de renda e contribuição social (crédito tributário), decorrentes de diferenças temporárias, prejuízo fiscal e base negativa, até que os planos de recuperação econômico-financeira da Companhia resultem na apuração de lucro tributável sustentável. Segue abaixo o demonstrativo dos créditos não ativados em 31 de dezembro de 2016:

Diferenças Temporárias, prejuízo fiscal e base negativa	IRPJ e CSLL não reconhecidos	
	31/12/2016	31/12/2015
Provisões para Riscos Regulatórios	18.309	18.004
Provisões para Riscos Cíveis	222	2.679
Provisões para Riscos Trabalhistas	1.372	3.029
Provisão Participação nos Resultados	2.895	2.907
Provisões Devedores Duvidosos	35.716	39.024
Prejuízo Fiscal e Base Negativa	117.863	128.059
Provisão Plano Assistencial	1.408	-
Provisão Energia Comprada	17.919	12.918
Outras provisões	<u>5.277</u>	<u>3.841</u>
Total	200.981	210.461

20. Contribuição de iluminação pública - CIP

A 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.

O custeio do serviço de iluminação pública compreende:

- Despesas com energia consumida pelos serviços de iluminação pública.
- Despesas com administração, operação, manutenção, efficientização e ampliação do sistema de iluminação pública.

A cobrança da CIP é efetuada na fatura de consumo de energia elétrica e o saldo eventualmente não repassado no prazo de recolhimento é atualizado pelo INPC.

Em 23 de dezembro de 2014 foi publicada a Lei nº. 5.434 que estabeleceu medidas de apoio à CEB Distribuição S.A., 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, que serão corrigidos pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor – INPC, a partir do segundo mês subsequente ao da sua arrecadação, até o mês de início do pagamento do parcelamento. O valor inicial do parcelamento corresponde à R\$ 161.875 e as parcelas tem vencimento no 15º dia útil de cada mês, iniciadas em fevereiro de 2015. De fevereiro de 2015 a dezembro de 2016 foram quitadas 23 parcelas perfazendo o valor de R\$ 68.592.

Em 30 de junho de 2016, considerando aspectos legais que extinguem a exigibilidade de obrigações e com fundamento em pareceres jurídicos da CEB Distribuição S/A e da Procuradoria Geral do Distrito Federal, a Companhia promoveu a reversão de passivos de Contribuição de Iluminação Pública relativos a 2007, 2008 e 2010.

Demonstramos a seguir a movimentação ocorrida no exercício de 2016:

Parcelamento de CIP em 31/12/2015	145.792
Amortização no período	(37.337)
Juros Incorridos no período	9.767
Parcelamento de CIP em 31/12/2016	118.222
Circulante	38.342
Não Circulante	79.880

A composição do passivo da Contribuição de Iluminação Pública, incluindo o parcelamento, apresentava a seguinte composição:

Saldo em 31 de dezembro de 2015	245.195
CIP Arrecadada	191.275
CIP Faturada e Não Arrecadada	1.887
Atualização Monetária	16.264
Repasse ao GDF	(203.995)
Reversão por Prescrição	(43.349)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	207.277
Circulante	127.397
Não Circulante	79.880

21. Empréstimos e financiamentos

ENTIDADE	31.12.2016	31.12.2015	GARANTIAS	ENCARGOS
ELETROBRÁS	839	9.325	Cessão de Direitos Creditórios	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 I a IV)	39.971	54.849	Cessão de Direitos Creditórios	Juros de 10% a.a. atualizacão pela TJLP e Bonus de Adimplencia de 15%
Banco do Brasil S.A.(FINAME)	3.005	4.008	Cessão de Direitos Creditórios	Juros de 4,5% a.m.
Banco do Brasil S.A. (Capital de Giro)	15	1.413	Cessão de Direitos Creditórios	CDI + juros de 1,7% a.a.
Caixa Econômica Federal	88.207	94.497	Cessão de Direitos Creditórios	140% do CDI cetip (durante o período de utilização).
Caixa Econômica Federal/BNDES	35.959	40.436	Cessão de Direitos Creditórios	6% a.a. + TJLP
Caixa Econômica Federal/BNDES	13.204	19.092	Cessão de Direitos Creditórios	4,5% a.a. + UMBNDES
Caixa Econômica Federal/BNDES	22.763	28.029	Cessão de Direitos Creditórios	4,5% + TJLP
Banco Daycoval	5.185	11.720	Cessão de Direitos Creditórios	0,5% a.m. + CDI cetip
Banco BCV	10.712	16.663	Cessão de Direitos Creditórios	6,5% a.a. + CDI cetip
Custo de Transação	(874)	(1.088)		
Total Geral	218.986	278.944		
Circulante	43.844	55.325		
Não Circulante	175.142	223.619		

A movimentação dos Empréstimos e Financiamentos é como segue:

Saldo em 31 de dezembro de 2015 Reapresentado	278.944
Amortização principal	(57.318)
Encargos Financeiros Pagos	(32.718)
Varição Monetária	(2.548)
Encargos Incorridos	32.412
Custo Transação	<u>214</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2016	218.986

Os contratos de empréstimos e financiamentos da Companhia, exceção do financiamento da Eletrobrás, possuem cláusulas restritivas “covenants” não financeiros de vencimento antecipado. Em 31 de dezembro de 2016, todas as cláusulas restritivas estabelecidas nos contratos de empréstimos e financiamento vigentes foram cumpridas pela Companhia.

21.1 Composição dos empréstimos por indexadores, com a respectiva amortização, é como segue:

Indexadores	2017	2018	2019	2020+	Total
UFIR/IGPM	320	174	147	198	839
CDI	22.305	34.428	33.199	14.187	104.119
TJLP	11.592	18.574	22.100	10.468	62.734
UBNDES	3.441	3.441	3.441	2.881	13.204
4,5% a.a.	1.002	1.002	1.001	-	3.005
6% a.a.	5.184	5.184	5.184	20.407	35.959
Total por indexador	43.844	62.803	65.072	48.141	219.860
Custo de Transação					-874
Total Líquido do Custo de Transação					218.986

A CEB Distribuição S.A, firmou o contrato de financiamento com o agente financeiro Caixa Econômica Federal (CEF), em 2014, por meio de repasse de recursos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), objetivando investimentos realizados em novas instalações e melhorias na rede de distribuição da Controlada, em vistas de projetos relacionados à Copa do Mundo de 2014. A liberação dos recursos ocorreu no mês de setembro de 2014.

O contrato conta com garantias de recebíveis da Companhia, com o Distrito Federal como Interventor/ Garantidor e o Banco de Brasília S/A (BRB), como Interventor Anuente. O valor foi dividido no Subcrédito A, de R\$ 33.578, destinados à execução de obras civis, com taxa de juros indexada à TJLP; no Subcrédito B, com valor de R\$ 14.391, destinados à execução de obras civis, com taxa de juros indexada à UMBNDES (variação cambial das diversas moedas contidas na Cesta de Moedas do BNDES); e, ainda, no Subcrédito C, no valor de R\$ 45.456, destinados à aquisição de máquinas e equipamentos nacionais, com taxa de juros de 6% a.a. (seis por cento ao ano), totalizando R\$ 93.425.

O financiamento tem carência de vinte quatro meses e pagamento mensal dos juros.

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016



22. DEBÊNTURES

	Balanco Patrimonial					
	Circulante	Não Circulante	Total	Remuneração a.a.	Taxa Efetiva a.a.	Garantias
Emissão Debêntures	53.145	128.762	181.907	CDI + 6.8%	CDI + 6.8%	Receíveis + Alienação de imóvel
	53.145	128.762	181.907			

A movimentação das Debêntures é como segue:

Saldo em 31 de dezembro de 2015	129.139
Nova Emissão	71.000
Encargos Incorridos	34.667
Custo de transação	(113)
Encargos Pagos	(33.376)
Amortização principal	(18.565)
Deságio	(845)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	181.907
Circulante	53.145
Não Circulante	128.762

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

Nomenclatura	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Debêntures	53.145	37.698	37.199	37.199	16.667	181.908
Total	53.145	37.698	37.199	37.199	16.667	181.908

Condições restritivas:

Necessário informar que o Banco Credit Suisse possui cláusula de exclusividade para conduzir qualquer operação de emissão de novas debêntures a ser realizada pela CEB Distribuição S.A. durante a vigência dos atuais contratos de debêntures,

23. Benefícios a empregados

23.1 Planos de benefícios

A Companhia é patrocinadora da FACEB – Fundação de Previdência dos Empregados da CEB, que tem por objetivo complementar os benefícios assegurados pela Previdência Social aos empregados da CEB Distribuição S.A. e aos seus dependentes, conforme apresentado a seguir:

Planos	Benefícios	Classificação
Plano Complementar de Benefícios Previdenciais	Aposentadoria e pensão	Benefício definido
Plano de Benefícios CEBPREV	Aposentadoria e pensão	Contribuição definida
Plano Assistencial	Assistência médica	Não contributivo
Plano CEB Saúde	Assistência médica	Contributivo

A CEB Distribuição S.A. mantém junto à FACEB dois planos previdenciais, sendo um constituído na modalidade de benefício definido (BD) e outro na modalidade de contribuição definida (CD).

O passivo do benefício pós-emprego dos planos previdenciais foi avaliado apenas para o plano denominado Plano Complementar de Benefícios Previdenciais, constituído sob a modalidade de benefício definido, uma vez que o plano denominado CEBPREV é constituído na modalidade de contribuição definida e não gera obrigações atuariais que devam ser mensuradas com passivos com benefícios pós-emprego.

A empresa mantém para os seus empregados e familiares planos de saúde complementar que são administrados pela FACEB, que são os Planos Assistencial e CEB Saúde na modalidade de autogestão, estando registrado na Agência Nacional de Saúde Suplementar (ANS). Participam dos planos os empregados ativos, aposentados, pensionistas.

A CEB Distribuição S.A. ainda tem responsabilidades em relação aos aposentados e pensionistas vinculados ao plano denominado CEB - Assistencial, por força das Leis nº 3.010/02 e nº 3.199/03 que foram consideradas inconstitucionais pelo Tribunal de Justiça do Distrito Federal e Territórios (TJDFT) em 2015, com modulação dos efeitos, pelo qual foi dado um prazo de dezoito meses para transição ao novo plano contributivo, finalizando-se este prazo em março de 2017. Os efeitos da decisão foram registrados nas DF de 31 de dezembro de 2015.

No plano de saúde complementar contributivo denominado CEB Saúde a responsabilidade da CEB Distribuição S.A. está limitada ao aporte de parte da despesa gerada pelos participantes ativos e seus dependentes, e, dessa forma, não existe passivo com benefícios pós-emprego.

Diante da declaração de inconstitucionalidade acima mencionada, a responsabilidade da CEB com relação aos benefícios pós-emprego do plano de saúde CEB-ASSISTENCIAL ficou restrita ao período compreendido entre dezembro de 2015 e março de 2017, verificando-se uma forte redução no valor da provisão relativa a esse benefício pós-emprego.

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

Os montantes no passivo relativos aos planos de Previdência e Assistência são os seguintes:

Descrição	31/12/2016	31/12/2015
Plano de Previdência	79.575	44.607
Plano de Assistência	13.989	46.478
Total	93.564	91.085
Circulante	34.463	69.459
Não Circulante	59.101	21.626

Os montantes no resultado relativos ao plano de Previdência e Assistência são os seguintes:

Descrição	31/12/2016	31/12/2015
Previdência	8.238	5.395
Assistência	41.651	34.627
Total	49.889	40.022

23.2 Planos Previdenciário e Assistencial

As movimentações no valor presente da obrigação com benefício definido são:

	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Valor presente das obrigações atuariais				
Valor presente da obrigação atuarial em 31/12/2015	(1.106.215)	(1.137.535)	(28.563)	(305.787)
Custo do serviço corrente	(11.754)	(9.486)	(17)	(174)
Custo de juros	(146.906)	(136.163)	(3.793)	(36.603)
Ganhos/(Perda) atuariais	(206.553)	100.553	(16.615)	281.468
Benefícios Pagos pelo plano	83.295	76.415	39.212	32.532
Valor presente da obrigação atuarial em 31/12/2016	(1.388.133)	(1.106.216)	(9.776)	(28.564)

As movimentações no valor justo dos ativos do plano são as seguintes:

	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Valor justo dos ativos do plano				
Valor justo dos ativos do plano em 31/12/2015	1.098.956	1.108.746	-	-
Retorno esperado dos ativos do plano	145.941	132.717	-	-
Ganhos/(Perda) atuariais	117.216	(110.582)	-	-
Contribuições do empregador	23.113	38.199	9.660	32.532
Contribuições do participante do plano	6.627	6.291	-	-
Benefícios Pagos pelo plano	(83.295)	(76.415)	(9.660)	(32.532)
Valor justo dos ativos do plano em 31/12/2016	1.308.558	1.098.956	-	-

Conciliação dos valores reconhecidos no balanço:

	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Valores reconhecidos no balanço patrimonial				
Valor presente da obrigação atuarial sem cobertura	79.576	7.260	20.284	28.564
Ganhos/(Perdas) atuariais não reconhecidos	-	-	-	-
(Passivo)/Ativo líquido reconhecido no final do exercício	35.890	44.608	29.193	277.791
Movimentação do passivo(ativo) líquido reconhecido no balanço				
Passivo(ativo) reconhecido no início do exercício	(7.260)	(28.789)	(29.193)	(305.787)
Contribuições aportadas no plano	23.113	38.199	9.660	32.532
Amortização de (ganhos)/perdas atuariais	(89.336)	(10.029)	(199)	281.468
Despesas do exercício	(6.094)	(6.641)	(952)	(36.776)
Aplicação do limite do teto de ativo				
(Passivo)/ATIVO reconhecido no final do exercício	(79.577)	(7.260)	(20.684)	(28.563)

Plano Previdenciário

O Plano Complementar de Benefícios Previdenciários apresentou um valor presente de obrigação atuarial de R\$ 1.388.133, que ao ser confrontado com o valor justo dos ativos do plano de R\$ 1.308.558 resultou em um déficit de R\$ 79.577, constituindo-se, portanto, em um passivo atuarial. Em 2016, a CEB D contabilizou em seu passivo o montante de R\$ 43.044.

O valor justo dos ativos do plano foi informado pela FACEB e, segundo a entidade, está precificado a mercado na posição de 31 de dezembro de 2016. Do ativo total informado pela FACEB (R\$ 1.329.123) foram deduzidos os valores registrados no balancete nas rubricas do exigível operacional (R\$ 4.304), exigível contingencial (R\$ 4.950) e fundos (R\$ 11.311), resultando no valor justo de R\$ 1.308.558, uma vez que essas parcelas do ativo não se destinam à cobertura das provisões matemáticas. Ressalta-se que o saldo do contrato de dívida junto à entidade não está incluído no valor justo dos ativos do plano.

O Plano Complementar de Benefícios Previdenciais se encontra em situação de cobertura parcial do valor presente da obrigação atuarial, tendo apresentado, em 31/12/2016, um déficit atuarial. A variação no resultado atuarial, quando comparado com a situação em 31/12/2015 se deve à alteração da hipótese de taxa de juros atuarial.

Plano Assistencial

A avaliação atuarial do plano Assistencial, posicionada em 31 de dezembro de 2016, revelou que a obrigação atuarial deste plano é de R\$ 9.776. Considerando-se que este plano não possui valor justo de ativos, então a obrigação atuarial calculada 31 de dezembro de 2016 se encontra sem lastro de ativos financeiros.

O passivo líquido contabilizado em 31 de dezembro de 2015 era de R\$ 28.564 e, computadas as variações ocorridas em 2016, têm-se um passivo líquido em 31 de dezembro de 2016 de R\$ 9.776 sendo este o valor da provisão de benefícios pós-emprego para o Plano Assistencial.

A variação na obrigação atuarial decorreu da modificação na taxa de juros, que passou de 7,34% para 5,91%, da redução no número total de beneficiários, que na reavaliação anterior era de 3.879 e passou para 3.646, mas principalmente da publicação do Acórdão da ADI nº 2014002032055-2 que restringiu a cobertura do plano assistencial para os aposentados e pensionistas até março de 2017.

As informações que fundamentaram a avaliação atuarial são constituídas de bases cadastrais referentes ao plano previdencial e plano de saúde, de informações sobre a utilização do plano de saúde nos últimos vinte e um meses, informações contábeis posicionadas em 31 de dezembro de 2016 e dados sobre a composição do valor justo dos ativos do plano de benefício posicionado na mesma data.



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016

Quadro demonstrativo da despesa total reconhecida na demonstração de resultados:

Valores reconhecidos na DRE	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Custo do serviço corrente	11.756	9.486	16	174
Contribuições dos participantes	(6.626)	(6.291)		
Custo de juros	146.906	136.163	3.793	36.603
Retorno esperado dos ativos do plano	(145.941)	(132.717)		
Amortização de ganhos/perdas atuariais	-	-		
Total da (despesa)/receita reconhecida	6.094	(6.641)	3.810	(36.776)
Total da (despesa)/receita no exercício	6.094	(6.641)	3.810	(36.776)

A seguir demonstramos o detalhamento do valor justo dos ativos FACEB do plano por tipo de investimento. A maior parte dos ativos está concentrada em investimentos de renda fixa, como demonstrado a seguir:

Composição dos ativos	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Disponível	0.19%	0.01%	N/A	N/A
Renda Fixa	92.92%	89.81%	N/A	N/A
Renda Variável	0.68%	0.76%	N/A	N/A
Investimentos estruturados	2.42%	5.06%	N/A	N/A
Investimentos Imobiliários	1.39%	1.66%	N/A	N/A
Empréstimos com Participantes	2.43%	2.72%	N/A	N/A
Outras exigibilidades e depósitos judiciais	-0.03%	-0.02%	N/A	N/A
Total percentual dos ativos do plano	100.00%	100.00%	N/A	N/A

23.3 Premissas atuariais

Premissas atuariais adotadas	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Financeira				
Taxa de juros anual para cálculo do valor presente da obrigação	5.91%	7.34%	5.91%	7.34%
Expectativa de retorno do valor justo dos ativos do plano	11.01%	13.28%	7.00%	7.00%
Taxa anual de inflação	4.82%	5.53%	4.82%	5.53%
Taxa nominal de crescimento anual dos salários	4.82%	5.53%	4.82%	5.53%
Taxa nominal de crescimento dos benefícios do plano	4.82%	5.53%	4.82%	5.53%
Taxa de crescimento nominal anual dos custos de saúde	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Demográficas				
Taxa de rotatividade	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Tábua de mortalidade/sobrevivência de ativos	AT-2000 masculina		AT-2000 masculina	
Tábua de mortalidade/sobrevivência de assistidos	AT-2000 masculina		AT-2000 masculina	
Tábua de mortalidade/sobrevivência de inválidos	Winklevoss		Winklevoss	
Tábua de entrada em invalidez	Álvaro Vindas		Álvaro Vindas	
Tábua de morbidez	Não Usada		Não Usada	
Idade de aposentadoria	Primeira aposentadoria, considerando-se as elegibilidades do regulamento do plano.		Primeira aposentadoria, considerando-se as elegibilidades do regulamento do plano.	
Composição familiar para cálculo de pensão e reversão				
Ativos	90% casados com cônjuge feminino 4 anos mais jovem		90% casados com cônjuge feminino 4 anos mais jovem	
Assistidos	Família informada no cadastro		Família informada no cadastro	

Comparativo evidenciando retorno esperado e o retorno real dos ativos do plano	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Taxa nominal de rendimento esperada sobre os ativos do plano	11.01%	13.28%	N/A	N/A
Retorno real anual dos ativos do plano	N/A	N/A	N/A	N/A

23.4 Contrato de dívida atuarial

Em 27 de dezembro de 2001, a Companhia Energética de Brasília - CEB, na qualidade de patrocinadora da Fundação de Previdência dos Empregados da CEB - FACEB, assinou contrato de parcelamento de contribuição suplementar para com essa Fundação, oriundo dos compromissos especiais assumidos em 1993. Com a desverticalização ocorrida em janeiro de 2006, a CEB Distribuição assumiu a dívida relativa a esse contrato.

Esses compromissos decorrem das alterações ocorridas quando da implantação do Plano Complementar de Benefícios Previdenciais (aprovado pela Secretaria de Previdência Complementar em 1992), principalmente de verbas salariais introduzidas nas remunerações dos empregados da Companhia e que passaram desde então a compor os salários de participação da FACEB, tais como: adicionais de periculosidade e penosidade,

décimo quarto salário e participação nos lucros. Até aquele ano, as reservas correspondentes às citadas rubricas eram amortizadas pela CEB por meio do pagamento à FACEB de parcelas mensais extraordinárias ou quitação anual por período. Essa contribuição foi denominada "suplementar", pois é uma contribuição adicional além da contribuição normal, e foi decorrente do custo do serviço passado dos empregados.

As características dessa contratação e que foram incluídas no Regulamento do Plano, conforme descrevemos: encargos financeiros de 6% ao ano; correção monetária igual à variação INPC, capitalizada mensalmente; prazo de amortização de 180 meses sucessivos.

Contrato de Parcelamento do Saldo Devedor

Em abril de 2015, as CEB Distribuição e a FACEB celebraram acordo através de Contrato de Parcelamento de Contribuição Suplementar (Contrato nº 83/2001) correspondente ao saldo devedor remanescente em 01 de abril de 2015, no valor de R\$ 28.897 do contrato de dívida atuarial assinado em 27 de dezembro de 2001.

No contrato celebrado ficou pactuado que sobre o saldo remanescente incidem juros equivalentes a 6% ao ano capitalizado mensalmente, bem como correção monetária calculada de acordo com a variação do INPC/IBGE ou índice que vier a substituí-lo. Este contrato teve um período de carência de 15 meses, e o saldo devedor foi dividido em 13 parcelas, iniciando os pagamentos em 31 de julho de 2016 e terminando em 31 de julho de 2017.

Neste Contrato de Parcelamento não havia sido contemplado o valor da variação monetária no valor de R\$ 12.722. Em dezembro de 2016, após diversas tratativas com a FACEB para validação do saldo, foi acordado que o valor da dívida é o valor constante do Contrato de Parcelamento. Diante disso, foi estornado o montante de R\$ 11.166 do passivo, favorecendo o resultado.

Demonstramos, a seguir, o montante atualizado, líquido das amortizações, até 31 de dezembro de 2016:

DESCRIÇÃO	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	TOTAL
PASSIVO EM 31/12/2015	27.375	15.914	43.289
Amortização no exercício	(16.694)		(16.694)
Reversão Encargos	(11.166)		(11.166)
Atualização no exercício	3.204		3.204
Transferências para o circulante	15.914	(15.914)	-
Passivo em 31/12/2016	18.633	-	18.633

A composição do passivo de Previdência dos benefícios a empregados está assim contabilizada:

Descrição	31/12/2016	31/12/2015
Contribuições para o plano	1.842	1.318
Contrato de dívida	18.633	43.290
Provisão Atuarial Previdência	59.101	-
Total	79.576	44.608
Circulante	20.475	28.694
Não Circulante	59.101	15.914

Para cálculo do passivo a ser registrado, foram consideradas já no resultado as contribuições a pagar, dessa forma, o valor restante já se encontra contabilizado por meio do Contrato de Equacionamento de Déficit pactuado entre a Companhia e a FACEB. O Plano Complementar de Benefícios Previdenciais se encontra em situação de cobertura parcial do valor presente da obrigação atuarial, tendo apresentado, em 31/12/2016, um déficit atuarial de R\$ 79.577.

24. Provisões e encargos sobre folha de pagamento

Descrição	31/12/2016	31/12/2015 Reapresentado
Provisão de Férias	12.349	11.386
Abono Assiduidade	5.005	5.559
Contribuições recolhíveis ao INSS	11.609	5.512
FGTS	4.252	1.599
Provisão Participação no Resultado *	10.054	10.325
Outras provisões e encargos	-1.171	-
Subtotal	44.440	34.381
Circulante	44.440	34.381
Não Circulante	-	-

* A provisão com participação dos empregados no resultado decorre de Acordo Coletivo específico com a entidade sindical.

25. Encargos do Consumidor a recolher

25.1 Parcelamento do Encargo do Consumidor a Recolher – Cotas CDE

A Companhia, por meio do Termo de Confissão e Repactuação de Dívida com o Fundo Setorial de Desenvolvimento Energético – CDE, de nº ECF 3298-2016, firmado em 23.10.2016 com as Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás, efetuou o parcelamento das cotas mensais vencidas e inadimplidas no período de 10 de dezembro de 2015 a 10 de março de 2016. O montante principal envolvido foi de R\$ 114.394, o qual foi corrigido desde a data de vencimento original das quotas até a data de eficácia do termo por juros de 1% ao mês, calculados pro rata die e de 2% de multa sobre o valor principal inadimplido. A dívida foi parcelada em 14 (quatorze) meses, sendo que nas duas primeiras parcelas serão pagos somente juros remuneratórios incidentes sobre o principal, Nas 12 (doze) parcelas seguintes será amortizado o principal em parcelas iguais, acrescido de juros remuneratórios. O Termo será remunerado pela variação da taxa SELIC, a partir da data de eficácia.

26. Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE)

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 de 1% sobre a receita da Companhia é destinado aos Programas de Eficiência Energética (PEE). Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico e ao Ministério de Minas e Energia (MME). A participação de cada um dos programas está definida pelas Leis nº. 10.848 e nº. 11.465, de 15 de março de 2004 e 28 de março de 2007, respectivamente.

A atualização das parcelas referentes ao PEE e P&D é efetuada pela taxa de juros SELIC, de acordo com as Resoluções Normativas ANEEL nº. 176, de 28 de novembro de 2005, nº. 219, de 11 de abril de 2006, nº. 300, de 12 de fevereiro de 2008, e nº. 316, de 13 de maio de 2008, e Ofício Circular nº. 1.644/2009-SFF/ANEEL, de 28 de dezembro de 2009.

Por meio da Resolução Normativa nº. 233, de 24 de outubro de 2006, com validade a partir de 1º de janeiro de 2007, a ANEEL estabeleceu novos critérios para cálculo, aplicação e recolhimento dos recursos do PEE.

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016



Entre esses novos critérios, foram definidos os itens que compõem a base de cálculo das obrigações, ou seja, a receita operacional líquida e o cronograma de recolhimento ao FNDCT e ao MME.

Descrição	31/12/2016	31/12/2015
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT)	320	729
Ministério de Minas e Energia (MME)	160	364
Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)	30.592	23.199
Programa de Eficiência Energética (PEE)	80.027	63.899
Total	111.149	88.191
Circulante	29.262	29.213
Não Circulante	81.887	58.978

Visando a efetiva aplicação dos valores acumulados no passivo da Distribuidora, o Plano de Negócio do Período de 2017 a 2021, aprovado pela Controladora, em dezembro de 2016, prevê metas para a destinação de recursos para tal fim. Dessa forma, ao longo do mencionado horizonte de planejamento, a Distribuidora voltará a exibir valores compatíveis com a regulamentação vigente.

27. Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e regulatórios

A Companhia possui processos judiciais e administrativos de natureza trabalhista, cível e regulatória em diversas instâncias processuais. A Administração reavalia os riscos de contingências relacionados a esses processos e, com base na opinião de seus procuradores jurídicos, vem constituindo provisão para os riscos cujas chances de um desfecho desfavorável são consideradas prováveis.

27.1 Composição:

Provisões	31/12/2016	31/12/2015
Trabalhistas	4.276	9.048
Cíveis	3.448	8.138
Regulatórias	53.864	53.024
Subtotal	61.588	70.210
Circulante	3.903	9.167
Não circulante	57.685	61.043

27.2 Movimentação:

Descrição	Saldo em 31/12/2015	Constituição	Baixa/Reversão	Atualização	Saldo em 31/12/2016
Trabalhistas	9.048	942	(6.486)	772	4.276
Cíveis	8.138	5.436	(10.735)	609	3.448
Regulatórias	53.024	2.216	(7.226)	5.850	53.864
Total	70.210	8.594	(24.447)	7.231	61.588

27.3 Demandas trabalhistas

Correspondem a Ações Judiciais movidas por empregados e ex-empregados contra a Companhia, envolvendo cobrança de horas extras, adicionais de periculosidade, dano moral, responsabilidade subsidiária/solidária de empregados de empresas contratadas para prestação de serviços terceirizados.

A atualização das contingências trabalhistas é com base na Taxa Referencial (TR). No período de janeiro a dezembro de 2016 a Companhia não obteve êxito em algumas ações e teve um custo de R\$ 2.153 com ações de empregados ativos, R\$ 2.765 com ações de ex-empregados e R\$ 22 com ações de responsabilidade solidária de serviços terceirizados. As provisões relativas a esses processos foram revertidas para apropriação do custo efetivo da despesa.

27.4 Demandas cíveis

Ações pleiteando indenização por acidentes com uma rede de distribuição de energia elétrica, danos morais, além de discussões quanto à relação de consumo, tais como cobrança e corte indevidos, corte por inadimplência, problemas na rede e questionamentos de valores pagos por consumidores. A atualização das contingências cíveis é com base no INPC. O custo efetivo para as ações cíveis somam R\$ 3.012 e são relativas a ações de consumidores. As provisões relativas a esses processos onde a Companhia não obteve êxito foram revertidas com a ocorrência da apropriação do custo efetivo.

27.5 Demandas regulatórias

A Companhia está discutindo nas esferas administrativa e judicial autuações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias. As principais contingências regulatórias envolvem a não conformidade nos processos de fiscalização, tais como, extrapolação dos limites de DEC/FEC, obrigações acessórias, contábeis e financeiras e procedimentos da atividade comercial. A atualização das provisões regulatórias é com base na taxa Selic. No período de janeiro a dezembro de 2016 o custo efetivo para ações regulatórias somam R\$ 6.083.

A Administração da CEB Distribuição S.A., 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.

27.6 Contingências - Risco possível

A Companhia possui processos trabalhistas e cíveis nos quais a Administração, baseada na opinião de seus assessores legais, acredita que os riscos de perda são possíveis, e por este motivo, nenhuma provisão foi constituída. O valor quantificável no momento, em tais processos, é de R\$ 3.906 em 31 de dezembro de 2016 (R\$ 2.068 em 31 de dezembro de 2015).

28. Outras obrigações

Outras Obrigações	31/12/2016	31/12/2015
Parcelamento Multa ANEEL	20.309	17.459
Consignações em Favor de Terceiros	2.463	4.512
Cauções em Garantia	510	438
Retenção de quotas RGR	724	724
Outras Obrigações	3.299	2.850
Total	27.305	25.983
Circulante	11.259	14.154
Não circulante	16.046	11.829

29. 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 Distribuição S.A., 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.

O assunto continua ainda pendente de solução por parte do Órgão Regulador.

Descrição

Saldo inicial em 31 de dezembro de 2015	123.291
Atualização no exercício	17.031
Saldo final em 31 de dezembro de 2016	140.322

30. Mútuos – Controladas e Coligadas

Contrato de Mútuo entre a CEB Distribuição e a Companhia Energética de Brasília - CEB

ENTIDADES	31/12/2016	31/12/2015	GARANTIAS	ENCARGOS
CEB HOLDING	4.491	10.000	-	97% CDI
Total Geral	4.491	10.000		

Em fevereiro de 2016 foi firmado contrato de Cessão Creditória de Direito de Mútuo 01/2016 entre a CEB Participações - CEBPAR e a Companhia Energética de Brasília – CEB, onde a CEBPAR cede os direitos do Contrato de Mútuo 01/2015 celebrado com a CEB Distribuição para a CEB.

Segue a composição do contrato mútuo por vencimento:

	2017	Total
CEB HOLDING	4.491	4.491
Total por indexador	4.491	4.491

31. Obrigações Vinculadas a Concessão

As Obrigações Vinculadas à Concessão ou simplesmente Obrigações Especiais, são recursos relativos à participação financeira do consumidor, vinculados aos investimentos aplicados nos empreendimentos vinculados à concessão, conforme previsto no art. 1º do Decreto nº 28.545, de 24 de agosto de 1950, art. 142 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, e art. 18 da Lei nº 4.156, de 28 de novembro de 1962. As Obrigações Especiais não são passivos onerosos e não são créditos do acionista. São atualizadas com os mesmos critérios e índices utilizados para corrigir os bens registrados no Ativo Imobilizado dos agentes.

32. Patrimônio líquido

32.1 Capital social

O capital social subscrito e integralizado em 31 de dezembro de 2016 e 2015 é de R\$ 580.532 dividido em 580.532.450 (quinhentos e oitenta milhões, quinhentos e trinta e dois mil quatrocentos e cinquenta) ações ordinárias nominativas, sem valor nominal, todas de propriedade da Companhia Energética de Brasília - CEB.

32.2 Distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio

A política de distribuição de JCP e dividendos da Companhia está de acordo com o estatuto e com o que determinam os parágrafos a seguir: § 2º “A Diretoria da CEB Distribuição poderá, em obediência à deliberação tomada pelo acionista único, determinar o levantamento de balanços semestrais ou em períodos menores e, observando as limitações legais, declarar dividendos com base nos lucros apurados nesses balanços” e § 3º “A CEB Distribuição S.A., por deliberação do acionista único, poderá pagar os dividendos a título de juros sobre o capital próprio”. A Companhia nos exercícios de 2016 e de 2015 apurou respectivamente lucro de R\$ 50.270 e R\$ 36.446, sendo que considerando o saldo de prejuízos acumulados, não houve destinação de dividendos ou juros sobre o capital próprio.

O cálculo do resultado por ação básico é efetuado através do resultado do exercício atribuído aos detentores das ações ordinárias da Companhia, conforme demonstramos a seguir:

	31/12/2016	31/12/2015 Reapresentado
Lucro (prejuízo) do período	50.270	36.446
Número médio ponderado de ações ordinárias	580.532	580.532
Resultado por ação	0,0866	0,0628

A Companhia, não emitiu nenhum instrumento conversível em ação. Assim, não está sendo apresentado o lucro/prejuízo diluído por ação.

33. Transações com partes relacionadas

33.1 Controladora e parte controladora final

A Companhia é uma subsidiária integral da Companhia Energética de Brasília (CEB). O controlador final é o Governo do Distrito Federal (GDF).

33.2 Operações com pessoal-chave da Administração

A Companhia não possui transações de empréstimos ou outras transações com diretores/ conselheiros ou familiares imediatos.



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016

Apresentamos a seguir o resumo da remuneração dos diretores/conselheiros:

Descrição	31/12/2016	31/12/2015
Remuneração Administradores		
Remuneração	2.286	2.164
Encargos	404	339
Total	2.690	2.503

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

33.3 Composição e saldo das transações com partes relacionadas:

Descrição	31/12/2016	31/12/2015
Ativos da CEB Distribuição	81.736	76.675
Créditos a receber da CODHAB GDF	a) -	5
Créditos a receber do Governo do GDF	a) -	52
Créditos a receber da Controladora Companhia Energética de Brasília	a) 875	824
Créditos a receber da empresa CEB Geração S.A.	a) 156	149
Créditos a receber da empresa CEB Participação S.A.	a) 67	66
Créditos a receber da empresa CEB Lajeado S.A.	a) 73	80
Créditos a receber da Terracap	a) 391	377
Créditos a receber do DFTRANS	a) 14	14
Créditos a receber da Câmara Legislativa do DF	a) 132	138
Contas a receber de energia elétrica (fornecimento e serviço) - GDF	b) 79.100	74.273
Encargos de Uso da Rede Elétrica - CEB Geração S/A	c) 100	78
Encargos de Uso da Rede Elétrica - Corumbá Concessões S/A	c) 406	244
Encargos de Uso da Rede Elétrica - Energética Corumbá III	c) 99	65
Controladora Companhia Energética de Brasília	g) 323	310
Passivo da CEB Distribuição	263.123	297.656
Fornecedor Suprimento - CEB Lajeado S.A.	c) 27.783	23.828
Fornecedor Suprimento - Corumbá Concessões S.A.	c) 18.318	12.399
Fornecedor Suprimento - Energética Corumbá III	c) 4.882	5.862
Contribuição Iluminação Pública - GDF	d) 207.277	245.195
Mútuo - CEB Holding	f) 4.491	-
Mútuo - CEB Participações	f) -	10.000
Controladora Companhia Energética de Brasília	g) 372	372
Resultado da CEB Distribuição	103.729	82.946
Energia comprada para revenda da CEB Lajeado S.A.	e) (130.213)	(121.343)
Energia comprada para revenda da Corumbá Concessões S.A.	e) (190.399)	(145.065)
Energia comprada para revenda da Energética Corumbá III	e) (41.761)	(38.282)
Juros Mútuo	e) (897)	(1.279)
Receita de fornecimento de energia e serviços (GDF)	b) 513.216	407.833
Receita pela Disponibilidade da Rede - CEB Geração S/A	e) 991	863
Receita pela Disponibilidade da Rede - Corumbá Concessões S/A	e) 3.298	3.317
Receita pela Disponibilidade da Rede - Energética Corumbá III S/A	e) 836	865
Provisão do contas a receber do GDF (acima de 360 dias)	g) (51.342)	(23.963)

(a) A CEB Distribuição S.A. 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, onde é cobrada a tarifa homologada pelo órgão regulador para a classe Poder Público.

(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 são acessantes do sistema de distribuição de energia elétrica da Companhia e pagam pelo uso do sistema através de tarifas regulamentadas pelo órgão regulador.

(f) Contrato de Mútuo entre a CEB Distribuição S.A e a CEB Participações (Nota Explicativa 30).

(g) Ressarcimentos de custos administrativos.

34. Seguros

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 estiverem cobertos até 31 de dezembro de 2016, 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 R\$ 175 milhões.

35. Desdobramento de outros itens da demonstração de resultados

a). Receita Operacional Líquida

Descrição	Consumidores *		MWh *		Valor R\$ mil	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015 Reapresentado
Consumidores						
Residencial	908.696	885.228	2.251.611	2.275.019	1.307.428	1.212.858
Industrial	1.605	1.687	177.573	190.888	100.973	121.748
Comercial	108.881	108.646	2.039.252	2.074.093	1.186.701	1.114.258
Rural	10.434	10.223	149.556	148.413	62.456	58.136
Poder Público	5.940	5.859	630.450	634.537	393.631	368.739
Iluminação Pública	19	19	443.590	430.598	144.039	139.771
Serviço Público	326	313	353.019	329.077	158.480	140.548
(=)Fornecimento faturado (**)	1.035.901	1.011.975	6.045.051	6.082.625	3.353.708	3.156.058
Consumo Próprio	47	49	1.287	1.577	-	-
Fornecimento Não Faturado Líquido					(28.719)	68.390
Encargo de Capacidade Emergencial					-	1
Efeito Líquido - Ativos e Passivos Financeiros Setoriais					(300.081)	182.535
Ultrapassagem de Demanda e Exc de Reativos					(4.845)	(18.042)
Aportes Recursos CDE(Descontos Tarifários)					41.273	50.426
(=)Fornecimento de Energia Elétrica	1.035.948	1.012.024	6.046.338	6.084.202	3.061.336	3.439.368
Energia elétrica de curto prazo					272.750	352.226
Disponibilização do Sistema de Distribuição					22.188	30.287
Receita de Construção - IFRIC 12					53.889	82.781
Receita da prestação de serviços					1.008	704
Arrendamentos e Aluguéis					28.494	26.543
Outras receitas e rendas					2.691	2.647
Total da receita operacional					3.442.356	3.934.556
Deduções da Receita						
Impostos					(678.268)	(636.566)
ICMS					(676.699)	(635.311)
ISS					(1.569)	(1.255)
Contribuições					(318.750)	(363.075)
PIS/PASEP					(56.847)	(64.759)
COFINS					(261.903)	(298.316)
Encargos do Consumidor					(392.543)	(586.893)
Encargo de Capacidade Emergencial					-	(1)
Programa de Eficiência Energética - PEE					(9.833)	(11.423)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE					(370.155)	(446.094)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D					(9.857)	(11.423)
Taxa de Fiscalização Serviço de Energia Elétrica					(2.691)	(2.467)
Bandeiras Tarifárias					(7)	(115.485)
					(1.389.561)	(1,586.534)
Receita Operacional Líquida					2,052,795	2,348,022

(*) Essas informações não fazem parte do escopo de auditoria dos auditores independentes.

(**) Os ativos financeiros relacionados ao contrato de concessão são remunerados pelo WACC regulatório (custo médio ponderado de capital) e essa remuneração é reconhecida como receita pelo faturamento mensal da tarifa ao consumidor.

(i) A Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012 (convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013) determinou que os recursos relacionados à subvenção de baixa renda bem como outros descontos tarifários passassem a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE. Estes recursos são repassados pela Eletrobrás e são homologados pela ANEEL no processo de reajuste anual das distribuidoras. Em 2016 os aportes de CDE totalizaram R\$ 41.273, sendo R\$ 8.176 referente à subvenção de baixa renda e R\$ 33.097 referente ao ressarcimento dos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, conforme previsto no art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, redação dada pela Medida Provisória nº 605, de 23 de janeiro de 2013, e em cumprimento ao disposto no art. 3º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. O saldo a receber foi contabilizado na rubrica Recursos da CDE - Decreto 7.945/2013.

(ii) Em 2016 os valores reconhecidos pela CEB Distribuição S/A à Eletrobrás totalizaram R\$ 393.165, correspondente a R\$ 42.554 de quotas da CDE-ENERGIA, R\$ 200.767 CDE-USO e R\$ 149.845 CDE-ACR. Os valores de CDE USO E ENERGIA foram reconhecidos e homologados na Revisão Tarifária Extraordinária - RTE, por meio da Resolução Homologatória nº 2.161, de 18 de outubro de 2016, para serem repassados aos consumidores de energia da CEB Distribuição S.A. Os valores da conta CDE-ACR foram homologados por meio da Resolução Homologatória nº 1.863/2015 e 2004/2015.

b) Custo do Serviço com energia elétrica

	31/12/2016	31/12/2015 Reapresentado
Custo com Energia Elétrica		
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.211.107)	(1.312.008)
Energia Elétrica Comprada p/ revenda Curto Prazo	(241.170)	(290.689)
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(141.632)	(136.924)
Subtotal	(1.593.909)	(1.739.621)
Custo de Operação		
Pessoal e Administradores	(97.158)	(80.792)
Entidade de Previdência Privada	(5.219)	(3.772)
Material	(2.608)	(2.753)
Custo de Construção	(53.889)	(82.781)
Serviço de Terceiros	(42.337)	(42.717)
Depreciação e Amortização	(36.175)	(43.631)
Outros Custos	(1.721)	(1.111)
Subtotal	(239.107)	(257.557)
Total	(1.833.016)	(1.997.178)

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016



b1) Custo de Construção

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:

- i. a atividade fim da Companhia 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 Companhia terceiriza a construção da infraestrutura.

Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é refletida no resultado, como custo de construção e receita de construção.

c) Despesas operacionais

c.1) Despesas com Vendas

Descrição	31/12/2016	31/12/2015 Reapresentado
Pessoal e Administradores	(22.514)	(20.343)
Entidade Previdência Privada	(986)	(1.059)
Material	(124)	(58)
Serviço de Terceiros	(50.003)	(50.160)
Propaganda e Publicidade	(1.154)	(693)
Compensação a Consumidores	(14.936)	(8.539)
Provisão(Reversão) Devedores Duvidosos	9.659	(37.667)
Perdas Dedutíveis Lei 9.430/96	(52.649)	(25.943)
Receita de Recuperação de Perdas	25.441	14.168
Outras Despesas com Vendas	<u>(4.764)</u>	<u>(2.192)</u>
Total	(112.030)	(132.486)

c.2) Despesas Gerais e Administrativas

Descrição	31/12/2016	31/12/2015 Reapresentado
Despesas gerais e administrativas		
Pessoal e Administradores	(103.868)	(84.678)
Entidade de Previdência Privada	(2.033)	(2.216)
Material	(566)	(1.527)
Serviço de Terceiros	(45.169)	(29.923)
Depreciação e Amortização	(10.047)	(3.535)
Outras Despesas Gerais e Administrativas	<u>(6.908)</u>	<u>(9.962)</u>
Total	(168.591)	(131.841)

c.3) Outras Receitas/ (Despesas) Operacionais

Descrição	31/12/2016	31/12/2015 Reapresentado
Outras Receitas/(Despesas) Operacionais		
Outras Receitas	204.568	189.953
Reversões provisões Litígios Cíveis e Trabalhistas	15.446	3.558
Reversão provisão Litígios Regulatórios	7.195	-
Reversão provisão Plano Assistencial	37.192	127.177
Outras Reversões	2.288	5.336
Baixa Obrigação CIP por prescrição	26.609	-
Receita Atualização Ativo Financeiro - VNR	30.196	53.882
Receita Créd. Trib. Transitado em Julgado (a)	96.849	-
Outras Receitas Operacionais	234	-
(-) Tributos sobre Outras Receitas(PIS e COFINS)	(11.441)	-
Outras Despesas	(63.093)	(65.549)
Provisões contingências Cíveis e Trabalhistas	(5.928)	(7.205)
Provisões contingências regulatórias	(8.092)	(7.864)
Provisão Plano Assistencial	(38.673)	(39.196)
Outras Provisões	(350)	(659)
Multa Aneel	(6.083)	-
Perdas na Desativação de Bens	(954)	(10.625)
Outras Despesas Operacionais	(3.013)	-
Total	141.475	124.404

(a) Créditos por Decisão Judicial Transitada em Julgado: são créditos oriundos de Decisão Judicial transitada em julgado. PIS/PASEP (R\$ 65.173) e FINSOCIAL (R\$ 31.676). A habilitação dos créditos foi deferida pela Receita Federal do Brasil e em 2016 todo o valor relativo ao PIS/PASEP foi utilizado para compensar obrigações de PIS e COFINS (Nota Explicativa nº8).

d) Resultado Financeiro

Descrição	31/12/2016	31/12/2015
Receitas (Despesas) Financeiras		
Receita Financeira		
Acréscimo Moratório em Conta de Energia	31.157	11.896
Variação Cambial sobre Faturas de Energia	14.457	-
Atualizações Monetárias	36.538	9.482
Multas e Penalidades Aplicadas	1.234	723
Rendimentos de Aplicações Financeiras	5.644	4.161
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	63.162	89.448
Outras Receitas Financeiras	25	10.443
(-) Tributos sobre Outras Receitas(PIS e COFINS)	(4.218)	(1.448)
Subtotal	147.999	124.705
Despesas Financeiras		
Encargos de Dívidas	(75.092)	(62.527)
Variação Cambial sobre Faturas de Energia	-	(42.921)
Atualizações Monetárias	(58.176)	(74.700)
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	(39.078)	(35.744)
Juros por Atraso Pagto Fornecedores	(13.522)	(17.105)
Multas por Atraso Pagamento	(6.131)	(7.323)
Outras Despesas Financeiras	(1.031)	(4.144)
Subtotal	(193.030)	(244.464)
Total	(45.031)	(119.759)

A rubrica de atualizações monetárias na receita financeira referem-se, principalmente, à atualização monetária da Conta de Energia R\$ 18.313 e baixa de atualização monetária da Contribuição de Iluminação Pública prescrita R\$ 16.740.

A rubrica atualizações monetárias na despesa financeira referem-se aos seguintes passivos: Superávit do Baixa Renda R\$ 17.031, Contribuição de Iluminação Pública R\$ 16.264, Parcelamento do ICMS R\$ 13.510, Contingências cíveis, trabalhistas e regulatórias R\$ 7.231, e Parcelamento CDE R\$ 3.299.

Brasília, 17 de março de 2017.

Luís Fernando Magnani de Oliveira
Diretor Geral

Maurício Alvares da Silva Velloso Ferreira
Diretor Comercial

Raphael Ehlers dos Santos
Diretor de Gestão

Flázio Pereira de Castro
Diretor Financeiro

Mauro Martinelli Pereira
Diretor de Distribuição

Marly Gomes Araújo
Superintendente Contábil
Contadora CRC/DF nº. 7.901/O-8

Hamilton Carlos Naves
Diretor de Regulação

Lucas Mendes da Silva
Gerente de Patrimônio e Base Remuneratória
Contador CRC/DF nº. 022288/O-6

Danielle Couto de Paiva Ramos
Gerente de Contabilidade
Contadora CRC/DF nº. 021482/O-9



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES
SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos

Acionistas, Conselheiros e Administradores da CEB Distribuição S.A.

Brasília – DF

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis da CEB Distribuição S.A. ('Companhia'), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2016 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 políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da CEB Distribuição S.A. em 31 de dezembro de 2016, 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.

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 contábeis". Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Incerteza relevante quanto à continuidade operacional

Chamamos a atenção para o fato de que a Companhia apresenta histórico de deficiência de capital de giro e alto índice de endividamento. Adicionalmente, em razão das características inerentes à sua atividade operacional e por exigência dos órgãos concedente e regulador, existe a necessidade de constantes investimentos para manutenção e desenvolvimento das suas atividades. Esses fatos indicam possível existência de incerteza que pode levantar dúvida quanto à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Os planos da Administração para manutenção das atividades estão descritos na Nota Explicativa nº 1.7. As demonstrações contábeis mencionadas no primeiro parágrafo foram elaboradas no pressuposto de continuidade normal dos negócios e, assim, não incluem nenhum ajuste relativo à realização e à classificação dos ativos ou quanto aos valores e à classificação dos passivos, que seriam requeridos na impossibilidade de a Companhia continuar operando. Nossa opinião não contém modificação relacionada a esse assunto.

Ênfase

Chamamos a atenção para o fato descrito na nota explicativa nº29, considerando que a Companhia possui registrado no passivo não circulante o montante de R\$ 140.322 mil, referente aos valores a serem ressarcidos aos consumidores em decorrência do processo de migração de determinados consumidores residenciais, anteriormente enquadrados na subclasse de baixa renda, para consumidores normais. O assunto encontra-se em discussão entre a Distribuidora e o Órgão Regulador e apesar da Administração defender que o direito ao ressarcimento alcançou a decadência legal, a ANEEL, para concluir quanto à exigibilidade ou não do referido montante, solicitou instrução de processo específico para apurar a conduta da CEB Distribuição S.A.. Até o encerramento de nossos exames o tema não havia sido concluído em todas as instâncias da ANEEL. A Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF encaminhou o processo à Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade - SFE e à Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD, a fim de se manifestarem quanto aos argumentos da CEB. Nossa opinião não contém modificação relacionada a esse assunto.

Outros assuntos**Demonstrações do valor adicionado**

As demonstrações do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016, 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 contábeis da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações contábeis 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 contábeis tomadas em conjunto.

Reapresentação dos saldos comparativos

Conforme mencionado na nota explicativa nº 4, em decorrência de erros de períodos anteriores as demonstrações contábeis referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, apresentados para fins de comparação, foram ajustadas e estão sendo reapresentadas como previsto no CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro e CPC 26(R1) - Apresentação das Demonstrações financeiras. Nossa opinião não contém modificação relacionada a esse assunto.

Responsabilidades da Administração e da governança pelas demonstrações contábeis

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis, 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 contábeis, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis, 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 contábeis.

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

§ Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.

§ Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.

§ Concluímos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluímos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis 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 contábeis, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

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.

Brasília, 27 de março de 2017.



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

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

Fernando Eduardo Ramos dos Santos
Contador CRC 1 GO 14553/O-0 – S – DF

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 2016, 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 2015. O Colegiado tomou conhecimento do relatório da BDO Auditores Independentes, emitido sem ressalvas.

Com base nos documentos apresentados sobre as demonstrações financeiras, o Conselho Fiscal concluiu, por unanimidade, que as peças estão em ordem e adequadas, em seus aspectos relevantes, sendo de opinião que se encontram em condições de serem submetidas à deliberação da Assembleia Geral Ordinária da CEB Distribuição S/A.

Em cumprimento ao disposto no inciso VIII, art. 146 da Resolução nº 38/1990-TCDF, o Conselho Fiscal verificou não existirem, nos registros contábeis da Companhia apresentados ao Colegiado, irregularidades apuradas no exame realizado, encontrando-se normal a situação dos dirigentes responsáveis perante os cofres da Empresa, até a presente data.

Brasília, 24 de março de 2017.

SÉRGIO ASSENÇO TAVARES DOS SANTOS**JOÃO EMIGDIO DA COSTA E SILVA****LUIZ REIS DE MELLO**